

РОЛЬ І МІСЦЕ УКРАЇНСЬКОЇ ЕНЕРГЕТИКИ У СВІТОВИХ ЕНЕРГЕТИЧНИХ ПРОЦЕСАХ



НАЙБІЛЬШ ВЖИВАНІ СКОРОЧЕННЯ Й АБРЕВІАТУРИ

Скорочення та аббревіатури

\$2005р.	– Доларів при незмінному обмінному курсі, ціні та паритеті купівельної спроможності станом на 2005р.
°C	– Градус за температурною шкалою Цельсія
АЕС	– Атомна електрична станція
англ.	– Англійською мовою
АСОРЕ	– Агентство із співпраці органів регулювання енергетики (<i>ACER</i>)
бар.	– Барель
ВВП	– Валовий внутрішній продукт
ВДЕ	– Відновлювані джерела енергії
ВПС	– Вставки постійного струму
ГАЕС	– Гідроакumuлююча електрична станція
ГВт-год.	– Гігават на годину
ГДж	– Гігаджоуль
ГЕС	– Гідравлічна електрична станція
ГК	– Газовий конденсат
ГНС	– Газонаповнювальна станція
г у.п.	– Грам умовного палива
ЕСКО	– Енерго-сервісна компанія
ЕСУ-2035	– Енергетична стратегія України на період до 2035р.: безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність” (затверджена розпорядженням Кабінету Міністрів України від 18.08.2017р. за №605-р.)
ЄС	– Європейський Союз
ЄК	– Європейська комісія
Зб.	– Збірник (законів)
ЗЗВ	– Захоплення і зберігання вуглецю
ЗПPE	– Загальне первинне постачання енергії
ІЕБ	– Індекс енергоефективності будівель
ІПВГ	– Ініціатива прозорості видобувних галузей (аббревіатура англ.: <i>EITI</i>)
кВ	– Кіловольт (одна тисяча вольт)
кг нафт. екв.	– Кілограм нафтового еквівалента
км	– Кілометр
КПГ	– Компримований природний газ
кт	– Кілотонна (одна тисяча тонн)
МВА	– Мегавольт-ампер (один мільйон вольт-ампер)
МВт(е)	– Мегават електричної енергії
МГЕЗК	– Міжурядова група експертів зі зміни клімату
мкф/д	– Мільярдів кубічних футів на добу
млн.	– Мільйон
млн. куб. м	– Мільйон кубічних метрів
млн. МВт-год.	– Мільйон мегават на годину
млрд. куб. м	– Мільярдів кубічних метрів
млн. т	– Мільйонів тонн
млн. т н.е.	– Мільйон тонн нафтового еквівалента
мт eCO ₂	– Метрична тонна еквівалента двоокису вуглецю

МЧР	– Механізм чистого розвитку
нап.	– наприклад
НВВ	– Національно визначений внесок
НКРЕКП	– Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, державний орган України
НКТ	– Неконтрольована територія
НУО	– Неурядова організація
ОЕС	– Об'єднана енергетична система
ОЕСР	– Організація економічного співробітництва та розвитку
ОНВВ	– Очікуваний національно визначений внесок
ООН	– Організація об'єднаних націй
ОРЕ	– Об'єднаний ринок електричної енергії
ОРМ	– Оператор розподільних мереж
ОРЦ	– Оптова ринкова ціна (електричної енергії)
ОСВ	– Одиниці скорочення викидів (парникових газів)
ОСП	– Оператор системи передачі
ОСР	– Оператор системи розподілу
ОТС	– Оператор транспортних систем
ОУК	– Одиниці установленої кількості (парникових газів)
ПЕР	– Паливно-енергетичні ресурси
ПЕК	– Паливно-енергетичний комплекс
ПГ	– Парникові гази
ПІІ	– Прямі іноземні інвестиції
РЄОРЕ	– Рада європейських органів регулювання енергетики (<i>CEER</i>)
РКЗК	– Рамкова конвенція ООН про зміну клімату
РТК	– Репрезентативна траєкторія концентрації CO ₂ за даними сценарних досліджень МГЕЗК
РФ	– Російська Федерація
СВ	– Спільне впровадження
СВГ	– Скраплений вуглеводневий газ
СПГ	– Скраплений природний газ (<i>LNG</i>); газ з часткою метану не менше 90%
ССВ	– Сертифіковане скорочення викидів (еквівалент 1 мт CO ₂ за МЧР)
ТЕЦ	– Теплоелектроцентрально, комбіноване виробництво теплової та електричної енергії
ТЕС	– Теплова електрична станція
ТЗ	– Транспортний засіб
ТВт-год.	– Терават-годин
т н.е.	– Тонна нафтового еквівалента
ЧПР	– Четверта промислова революція
BaU	– Сценарій “ <i>Business as Usually</i> ” (“бізнес як зазвичай”)
CESA	– <i>Continental Europe Synchronous Area</i> – Енергосистема синхронної зони континентальної Європи
EEX	– <i>European Energy Exchange AG</i> – Європейська Енергетична Біржа, м.Лейпциг, Німеччина
ENTSO-E	– <i>The European Network of Transmission System Operators for Electricity</i> – Європейська Мережа Системних Операторів Передачі Електричної Енергії до якої, станом на 01.05.17, належать 43 системні оператори з 36 країн Європи
EUR	– Євро
EXAA	– <i>EXAA Energy Exchange</i> – Австрійська Електроенергетична Біржа, м.Відень, Австрія
POLPX (TGE)	– <i>Polish Power Exchange</i> – Польська Енергетична Біржа, м.Варшава, Польща
SAIDI	– <i>System Average Interruption Duration Index</i> – середня тривалість (індекс) відключення від системи постачання електричної енергії внаслідок незапланованих перерв з вини енергокомпанії
V4	– Вишеградська група, договір між чотирма країнами: Чеською Республікою, Угорщиною, Польщею, Словаччиною

ЗМІСТ

ПЕРЕДМОВА.....	6
РЕЗЮМЕ.....	8
1. АНАЛІЗ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ СТАТИСТИКИ за 2000-2016рр. ЩОДО ГЛОБАЛЬНИХ ЕНЕРГЕТИЧНИХ ТРЕНДІВ У КОНТЕКСТІ ВИКЛИКІВ ТА ІНТЕРЕСІВ УКРАЇНИ.....	10
1.1. НОВА ЕНЕРГЕТИЧНА СТРАТЕГІЯ УКРАЇНИ до 2035р. І ВИЗНАЧАЛЬНІ ТРЕНДИ РОЗВИТКУ СВІТОВОЇ ЕНЕРГЕТИКИ	10
1.2. ЗАГАЛЬНІ ТЕНДЕНЦІЇ ГЛОБАЛЬНОГО СПОЖИВАННЯ ПЕРВИННИХ ЕНЕРГЕТИЧНИХ РЕСУРСІВ	10
1.3. СТРУКТУРНІ ЗМІНИ У ГЛОБАЛЬНОМУ СПОЖИВАННІ ПЕРВИННИХ ЕНЕРГЕТИЧНИХ РЕСУРСІВ у 2006-2016рр.	13
1.4. СВІТОВИЙ РИНОК НАФТИ	15
1.4.1. Попит	15
1.4.2. Запаси та видобуток	15
1.4.3. Ціновий фактор	17
1.5. СВІТОВИЙ РИНОК ГАЗУ	19
1.5.1. Попит	19
1.5.2. Запаси та видобуток	20
1.5.3. Ціновий фактор	21
1.6. СВІТОВИЙ РИНОК ВУГІЛЛЯ	24
1.6.1. Попит	24
1.6.2. Запаси та видобуток	25
1.6.3. Ціновий фактор	26
1.7. ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИЙ СЕКТОР	27
1.7.1. Ціновий фактор	29
1.8. ВІДНОВЛЮВАНА ЕНЕРГЕТИКА	31
2. ПРОГНОЗ РОЗВИТКУ СВІТОВОЇ ЕНЕРГЕТИКИ НА ПЕРІОД до 2035р. ТА ПОДАЛЬШІ РОКИ	38
2.1. ОСНОВНІ ЧИННИКИ РОЗВИТКУ СВІТОВОЇ ЕНЕРГЕТИКИ	38
2.2. ДЕКАРБОНІЗАЦІЯ СВІТОВОЇ ЕНЕРГЕТИКИ ТА ІНВЕСТИЦІЙНІ ПРОГНОЗИ до 2035р.	40
2.3. ПРОГНОЗИ РОЗВИТКУ ЕНЕРГЕТИКИ до 2035р. ЗА ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ	41
2.3.1. Нафтовий сектор	41

2.3.2. Газовий сектор	42
2.3.3. Вугільний сектор	46
2.3.4. Ядерна генерація та гідроенергетика	47
2.3.5. Відновлювані джерела енергії	48
2.4. ОГЛЯД КЛЮЧОВИХ ІННОВАЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ ДЛЯ ЇХ ЗАСТОСУВАННЯ В ЕНЕРГЕТИЧНІЙ СФЕРІ	49
2.4.1. Прогноз розвитку електротранспорту	50
3. ЕНЕРГЕТИЧНИЙ АСПЕКТ ФОРМУВАННЯ ПОЛІТИКИ ПРОТИДІЇ ЗМІНІ КЛІМАТУ: ГЛОБАЛЬНИЙ ТА УКРАЇНСЬКИЙ ВИМІРИ	52
3.1. ВПЛИВ АНТРОПОГЕННОГО ФАКТОРУ НА ЗМІНУ КЛІМАТУ	52
3.2. ПОЛІТИКА ПРОТИДІЇ ЗМІНІ КЛІМАТУ: ГЛОБАЛЬНИЙ ВИМІР	57
3.3. ПОЛІТИКА ПРОТИДІЇ ЗМІНІ КЛІМАТУ: УКРАЇНСЬКИЙ КОНТЕКСТ	58
4. ПРОГНОЗ ОСНОВНИХ МАКРОЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ РОЗВИТКУ УКРАЇНИ ДО 2020р.	61
4.1. ЦІЛЬОВІ ЗАВДАННЯ ТА ІДЕНТИФІКАЦІЯ ВИКЛИКІВ У ФОРМУВАННІ МАКРОЕКОНОМІЧНОЇ ПОЛІТИКИ УКРАЇНИ	61
4.2. ГОЛОВНІ МАКРОЕКОНОМІЧНІ ІНДИКАТОРИ	61
4.3. ПЛАТІЖНИЙ БАЛАНС І БОРГОВІ ПОЗИЦІЇ	63
5. ПРОГНОЗ РОЗВИТКУ УКРАЇНСЬКОЇ ЕНЕРГЕТИКИ НА ПЕРІОД до 2035р.	68
5.1. ФОРМУВАННЯ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ ПОЛІТИКИ УКРАЇНИ: ОСНОВНІ ЗАВДАННЯ ТА ЕТАПИ	68
5.2. РЕФОРМУВАННЯ ЕНЕРГЕТИЧНОГО РИНКУ УКРАЇНИ ЯК ПЕРЕДУМОВА ЙОГО ІНТЕГРАЦІЇ ДО ЄДИНОГО І ВСЕОХОПЛЮЮЧОГО ЕНЕРГЕТИЧНОГО РИНКУ ЄС	69
5.3. ПРОГНОЗ ОБСЯГІВ І СТРУКТУРИ ЗАГАЛЬНОГО ПЕРВИННОГО ПОСТАЧАННЯ ЕНЕРГІЇ ТА СТРУКТУРИ ВИРОБНИЦТВА ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ	73
5.4. ПРОГНОЗ РОЗВИТКУ НАФТОГАЗОВОГО СЕКТОРУ	75
5.5. ПРОГНОЗ РОЗВИТКУ ВУГІЛЬНОГО СЕКТОРУ	77
5.6. ПРОГНОЗ РОЗВИТКУ СЕКТОРУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ	79
5.7. КЛЮЧОВІ ПАРАМЕТРИ ДОСЯГНЕННЯ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ СТРАТЕГІЇ НА ПЕРІОД до 2035р.	81
5.8. ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ, ЕКСПАНСІЯ ВДЕ, МОДЕРНІЗАЦІЯ ТА ІННОВАЦІЙНІ ТЕХНОЛОГІЇ – ОСНОВНІ ТРЕНДИ РОЗВИТКУ УКРАЇНСЬКОЇ ЕНЕРГЕТИКИ	83
ВИСНОВКИ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ ЩОДО ВИЗНАЧЕННЯ ОРІЄНТИРІВ ТА ФОРМУВАННЯ ДЕРЖАВНОЇ ПОЛІТИКИ РОЗВИТКУ УКРАЇНСЬКОЇ ЕНЕРГЕТИКИ	87

ПЕРЕДМОВА

Важливим проявом сучасних енергетичних тенденцій є трансформація енергетичних ринків. У цьому контексті, перш за все заслуговують особливої уваги досягнення у формуванні енергетичного ринку Європейського Союзу на засадах Третього енергетичного пакета ЄС. Аналіз наслідків трансформації енергетичних ринків у відповідності до Третього енергетичного пакету ЄС, разом з оцінкою поширення інноваційних технологій в енергетиці та експансії ВДЕ, дозволяють визначити основні особливості та тенденції розвитку сучасної енергетики та формування відносин між суб'єктами енергетичних ринків на найближчі 10-20 років і надалі. Насамперед, це такі загальні особливості та тенденції:

- послідовне зниження питомих витрат енергії та підвищення енергоефективності;
- експансія ВДЕ та поступове витіснення ними викопних палив;
- суцільне впровадження інформаційних та цифрових технологій за повним енергетичним ланцюжком, управління ним та обліку енергії: видобуток та переробка (підготовка) палива, вироблення та трансформація енергії, транспортування, розподіл, зберігання та споживання енергії та палив;
- ширше впровадження беземісійних та низько емісійних технологій у промисловості, на транспорті й у побуті, що сприяють декарбонізації навколишнього природного середовища;
- посилення тенденцій на досягнення децентралізації енергопостачання, потягу до автономізації енергозабезпечення та можливості альтернативного енергозабезпечення споживачів енергії на фоні диверсифікації джерел та маршрутів постачання енергії та палив, розвитку ВДЕ, “розумних мереж” та цифрових технологій;
- демонополізація та створення конкурентних енергетичних ринків, у т.ч. ринків електричної енергії та природного газу, за рахунок розмежування функцій з продажу електроенергії чи природного газу від функцій з їх транспортування (розподілу);
- розвиток енергосервісних компаній з акцентом на обслуговування кінцевих споживачів енергії та палив;
- поступове зміщення акценту від володіння екстенсивними правами на експлуатацію природних ресурсів на пріоритет боротьби за більшу частку енергетичного ринку на рівні кінцевого споживача у певному сегменті ринку чи регіоні;
- ширше впровадження економіко-математичних методів і моделей з метою якісного аналізу стану, прогнозування та оптимізації розвитку об'єктів енергетичної інфраструктури.

За результатами роботи вітчизняного енергетичного сектору в 2016р., Україна, за показником загального первинного постачання енергії, входить до тридцяти найбільших держав у світі і до першої десятки держав Європи. Енергетичний сектор України є важливою складовою не лише економіки України, але і є невід'ємною частиною загального європейського економічного простору, оскільки й досі забезпечує значні обсяги транспортування енергетичних ресурсів.

Разом з тим, ми повністю усвідомлюємо, що український енергетичний сектор перебуває в процесі глибокого реформування за результатами якого буде сформовано профіль вітчизняної енергетики на наступні десятиліття. **Зміна глобального навколишнього середовища, зміна технологій та впровадження інновацій та пошук нових нетрадиційних джерел енергії, а також все ширше використання відновлюваних джерел енергії, вимагають адекватної відповіді від вітчизняних та міжнародних енергетичних компаній, а також держав та міжнародних організацій, на питання: “Яким буде енергетичне суспільство майбутнього?”**

Центр Разумкова традиційно приділяє велику увагу проблемам формування державної політики у енергетичній сфері. Послідовна позиція Центру Разумкова щодо необхідності розроблення нової енергетичної стратегії України та конкретна робота його фахівців з її написання та координації процесу підготовки документу у співпраці з провідними аналітичними центрами, компаніями,

світовими неурядовими організаціями, Секретаріатом Енергетичного Співтовариства та Офісу підтримки України при Єврокомісії, а також окремими фахівцями галузі та урядовими інституціями, врешті решт знайшла своє втілення у схваленій Урядом України у серпні 2017р. Енергетичної стратегії України на період до 2035р¹. Тому, у пропонованій роботі, нами часто використовуються формулювання з тексту енергетичної стратегії.

Розділи 1 і 2 пропонованого видання підготовлено директором Енергетичних програм Центру Разумкова Володимиром Омельченком, розділи 3 і 5 – провідним експертом Енергетичних програм – Віктором Логацьким, розділ 4 – директором Економічних програм – Василем Юрчишиним.

Основною заохочувальною ідеєю для підготовки цього видання є намагання посприяти процесу становлення добре проінформованого та грамотного в енергетичному контексті українського споживача, який би міг свідомо формувати структуру свого енергоспоживання та досягти бажаної енергоощадливості й енергоефективності, як на рівні кожного окремого домогосподарства, так на рівні великого промислового підприємства. Усвідомлення споживачами загальних орієнтирів формування енергетичної політики держави, тобто “у якому напрямі?”, “чому?”, та “яким чином?” буде розвиватися українська енергетика – лише перший, але важливий крок у цьому процесі становлення. Особливого значення для забезпечення належної якості комунікацій між суб’єктами енергетичного ринку, постачальниками та споживачами енергії й державними інституціями слід приділяти у період глибокої трансформації енергетичних ринків та імплементації нової енергетичної стратегії країни, що наразі відбувається в Україні.

Безсумнівно, більшість провідних вітчизняних компаній усіх форм власності, усвідомлюючи свою відповідальність перед українськими споживачами, також планують свій розвиток з урахуванням сучасних світових тенденцій та особливостей розвитку енергетичної галузі, звичайно з урахуванням суто української специфіки та обставин. Будучи також бізнес-орієнтованими гравцями на енергоринках, соціально свідомі підприємницькі структури покликані **робити усе можливе і від них залежне з тим, щоб гарантувати належне, безперервне та якісне енергетичне забезпечення, насамперед, вітчизняних споживачів енергетичними товарами та послугами у необхідній кількості та за доступними й економічно обґрунтованими цінами.**

Саме для виявлення основних тенденцій розвитку світової та вітчизняної енергетики, визначити роль та позиціювати місце України у світових енергетичних процесах як на сьогодні так і на перспективу, та донести їх до широкого загалу, насамперед, до споживачів енергії, громадськості, державних інституцій та спеціалістів галузі, Вашій увазі пропонується видання “Роль і місце української енергетики у світових енергетичних процесах”. У широкому контексті, це книга про те як і чому формується енергетичний світогляд українського суспільства.

¹ Енергетична стратегія України на період до 2035року: безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність. Інтернет-ресурс: <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/doccatalog/list?currDir=50358>

РЕЗЮМЕ

Пропоноване видання ґрунтується на основі аналізу і систематизації статистичних даних та прогнозів розвитку світової та української енергетики від державних органів статистики, міжнародних організацій та фінансових установ, провідних енергетичних компаній, а також низки закордонних та вітчизняних аналітичних центрів.

Зокрема, у розділі 1 книги, на основі ідентифікації основних тенденцій розвитку світової енергетики, викладено важливу статистичну інформацію, яка надає змогу оцінити масштаби і загальний стан енергетичного сектору. Фактично, тут показано енергетичний профіль сучасного світового суспільства, який формується на основі використання людством первинних енергетичних ресурсів, насамперед: нафти, природного газу, вугілля. За цими трьома видами ресурсів надається детальний аналіз, який містить оцінку попиту та пропозиції на енергетичному ринку, запасів, обсягів видобутку, перспектив формування ціни.

Характерною особливістю динаміки світового попиту на ці основні види викопного палива у період 2006-2016рр. стало те, що середньорічні темпи зростання світового попиту на нафту становили лише біля 1%. В той же час, щорічні темпи зростання споживання вугілля в останні 10 років становили 1,9%, а природного газу 2,3%. Даний розділ також містить регіональний аналіз ринків нафти, природного газу та вугілля, а також дані про їх українську складову. Виокремлення електроенергетики в один із підрозділів викликане універсальністю електричної енергії як товару. По суті, електрична енергія є похідним товаром від використання первинних джерел енергії, як викопних, так і відновлюваних.

Відновлювана енергетика за останнє десятиліття спромоглася стати не лише інструментом задля досягнення ідеї низьковуглецевого розвитку суспільства, але набирає все більше аргументів на свою користь в якості економічно обґрунтованої альтернативи використання викопних видів палива. Так, у 2006-2016рр. споживання енергії з використанням ВДЕ у світі зросло з 93,2 млн. т н.е. до 419,6 млн. т н.е. або у 4,5 рази, а у 2015р. загальний глобальний річний приріст потужностей у відновлюваній енергетиці перевищив аналогічний показник традиційної генерації, що підкреслює конкурентоспроможність виробництва енергії на основі ВДЕ.

Розділ 2 книги містить загальний і секторальні прогнози розвитку світової енергетики на період до 2035р., які зроблено на підставі аналізу основних чинників розвитку суспільства серед яких найбільш вагомими є такі: подвоєння обсягів світової економіки за паритетом купівельної спроможності (очікуються середньорічні темпи зростання 3,4%); підвищення продуктивності праці; збільшення кількості населення у світі на 25% або на 1,5 млрд. осіб – до 8,8 млрд. осіб; прогнозоване покращення умов життя для близько 2 млрд. осіб внаслідок зростання продуктивності праці та доходів; вимоги декарбонізації, що стимулюватиме підвищення ефективності споживання енергії та розвиток ВДЕ й дозволить забезпечити показник приросту споживання енергії лише на 31% за збільшення загального світового ВВП удвічі. Довгостроковий прогноз розроблено з урахування вищезазначених чинників.

У прогнозованому періоді, споживання первинної енергії у світі збільшиться з 13,15 млрд. т н.е. у 2015р. до 17,16 млрд. т н.е. або на 31%. Згідно з вказаним прогнозом, частка споживання нафти в глобальній структурі енергоспоживання скоротиться у період 2015-2035рр. з 32% до 27%, а частка вугілля з 29% до 22%. Натомість, частка ВДЕ зростатиме більш суттєво – з 3% до 14%. Таким чином, прогнозується, що загальна частка викопного палива в світовій енергетичній структурі зменшиться з 85% у 2015р. до 74% у 2035р. Це буде вагомим внеском у протидію світової спільноти змінам клімату.

Характерною особливістю розвитку нафтового сектору на період до 2035р. є подальше зниження показника динаміки середньорічного зростання попиту на сиру нафту – до 0,7%. Очікується, що у газовому секторі середньорічні темпи зростання видобутку природного газу перевищуватимуть у понад два рази динаміку збільшення видобутку нафти та увосьме-десятеро даний показник для вугілля – вони у 2015-2035рр. становитимуть 1,6%. Однак, це у понад два рази менше за темпи приросту що спостерігався за попереднє десятиліття. До 2035р. попит на вугілля зросте в цілому лише на 5%, за рахунок розвитку азійського і, зокрема, індійського ринків.

Отже, головною рисою прогнозу розвитку енергетики на період до 2035р. є експансія ВДЕ та декарбонізація багатьох сфер життєдіяльності суспільства. На цій підставі, розділ 3 книги пропонує розширений аналіз впливу розвитку енергетичного суспільства на зміну клімату. Зокрема, тут, на основі систематизації даних за понад 150 років, звертається увага на пряму залежність обсягів споживання первинних джерел енергії від кількості народонаселення та інтенсифікації споживання енергетичних ресурсів, особливо в індустріальний та постіндустріальний періоди.

У другій половині 20 сторіччя темпи зростання глобального споживання енергії перевищили темпи росту народонаселення Землі, що свідчить про те, що середньостатистичний житель планети буде споживати у перспективі все більше енергії, принаймні як мінімум до 2035р. Аналіз статистики викидів парникових газів, у порівнянні зі статистикою енергоспоживання, неспростовно підтверджує, що саме використання людством викопного палива є головним фактором інтенсифікації утворення та емісії в атмосферу CO₂ та посилення парникового ефекту. Даний розділ також містить висновок, що головним проявом парникового ефекту є підвищення середньорічної температури приземного шару атмосферного повітря, яка за роки гідрометеорологічних спостережень зросла приблизно на 0,9°C і лише за останні 50 років – на 0,6°C. Очікується, що при продовженні розвитку людської цивілізації за сценарієм “бізнес як зазвичай”, у найближчі 50 років середньорічна температура може зрости ще принаймні на 1,2°C. У зв’язку з чим, ми поділяємо застереження та заклики провідних вчених планети та вітчизняних експертів із зазначеної проблеми, про необхідність запобігання зростанню середньодобової температури у відповідності до умов Паризької угоди та на основі комплексу заходів та інструментів з протидії зміні клімату, що

пропонуються у даному розділі, з урахуванням української специфіки їх застосування.

Україна однією з перших приєдналася до Паризької угоди та надала свої пропозиції стосовно ОНВВ. Важливим практичним заходом до виконання Паризької угоди, а також поступом в імплементації європейських стандартів з захисту довкілля є затвердження Урядом України у листопаді 2017р. Національного плану скорочення викидів від великих спалювальних установок, виконання якого спрямоване на поступове і суттєве скорочення викидів від теплової генерації.

Упродовж декількох останніх років, паливно-енергетичний комплекс України традиційно займає вагомий частку (біля третини) ВВП країни, що свідчить про велике значення цієї галузі для вітчизняної економіки. Тому, виконання завдань з реформування енергетичного сектору, які встановлені ЕСУ-2035, будуть стимулювати позитивні зрушення у всіх дотичних секторах та в економіці країни в цілому. Вочевидь, справедливим є й твердження, що макроекономічні зміни також впливають на темпи та напрями реформування енергетичного сектору та його окремих підсекторів. У цьому контексті, надзвичайно важливим для планування заходів з реалізації стратегії розвитку енергетичного сектору країни, а також розвитку великих енергетичних компаній, є якісне макроекономічне прогнозування. **Розділ 4** видання надає такий прогноз до 2020р., беручи до уваги велику кількість чинників, які дуже важко спрогнозувати з прийнятною достовірністю на більш віддалену часову перспективу. Зокрема надається аналіз і прогноз динаміки ВВП країни, монетарних агрегатів, платіжного балансу, боргових зобов'язань та низки інших базових макроекономічних показників України. Важливою складовою даного розділу є також оцінка розвитку макроекономічного середовища країни з точки зору врахування факторів зміни ринкової кон'юнктури на основні біржові сировинні товари та оцінка зміни макроекономічного середовища в Україні на предмет залучення інвестицій. Зважаючи на низьку конкурентоспроможність, Україна на світових ринках позиціонується переважно сировинними товарами і товарами з низькою доданою вартістю, а тому суттєво залежна від сформованих умов торгівлі на сировинних ринках. Ситуація на світових сировинних біржових ринках вказує на те, що, вірогідно, тенденція до зниження світових біржових цін на головні сировинні товари найближчій перспективі зміниться на протилежну.

У розділі 5 пропонується прогноз розвитку української енергетики. Даний прогноз базується на основних положеннях ЕСУ-2035 з урахуванням перспективи переходу України на нові моделі функціонування енергетичних ринків, зокрема ринку природного газу та ринку електричної енергії. Прогнозом передбачається завершення переходу на нові моделі ринків до 2020р., що фактично збігається з терміном виконання першого етапу ЕСУ-2035 – реформування енергетичного сектору. Якщо закон України “Про ринок природного газу” було прийнято ще у 2015р. і наразі вже відбулося принаймні формальне розділення функцій оператора газових мереж та продавця газу, роздрібний ринок природного газу в Україні ще не набув ознак конкурентного ринку й потребує удосконалення та притоку нових гравців на регіональному рівні. В той же час, оптовий ринок природного газу розвивається

більш динамічно та стає привабливим навіть для закордонних постачальників газу.

Перехід на нову модель ринку електричної енергії стає можливим у зв'язку з прийняттям у квітні 2017р. однойменного закону України. Розділ 5 містить стислий опис та структуру нової моделі ринку електроенергії. Ця модель також передбачає розділення на роздрібному ринку операторської діяльності від функції продажу електроенергії та функціонування таких основних сегментів ринку як ринок на добу наперед, внутрішньодобовий ринок, балансуючий ринок, ринок двосторонніх договорів, ринок допоміжних послуг. В той же час, формування нової моделі ринку не можливе без створення вторинної нормативної бази, яку ще слід розробити у стислі терміни.

Безсумнівно, що вагомим стимулом для зміни ринкової моделі є також прагнення України об'єднати свою енергетичну систему з енергосистемою континентальної Європи (ENTSO-E). Вагомим кроком у цьому напрямі стало підписання відповідного договору про приєднання у 2017р. Цей договір передбачає виконання низки нормативно-правових, технічних та організаційних вимог, які закріплені у спеціальному документі – каталозі заходів та є передумовою до об'єднання енергосистем. До старту інтегрованої роботи енергосистем України та ENTSO-E, який планується з 2022р., Україна має спочатку пройти тест на успішність функціонування її енергосистеми, принаймні, один рік в ізолюваному режимі.

Даний розділ також містить прогноз обсягів і структури ЗППЕ до 2035р. через кожні п'ять років, починаючи з базового – 2015р. Тут важливо відмітити, що при помітній експансії ВДЕ (їх загальну частку очікується наростити до 25%), основа енергетичного балансу України на перспективу до 2035р. все ж буде формуватися з традиційної для нашої країни тріади ресурсів: природного газу, ядерної енергії та вугілля, які разом будуть становити біля 68% структури первинних джерел енергії. Очікувана структура ЗППЕ визначатиме основні тенденції розвитку енергетики у розрізі її підсекторів, про що також йде мова у розділі 5. Звісно, Україна не може стояти осторонь від світових тенденцій розвитку енергетики та інновацій, які у підсумку мають привести до підвищення енергоефективності як кожного окремого домогосподарства, так і великих виробництв, галузей та економіки країни в цілому. У зв'язку з чим, розвиток електротранспорту в Україні вбачається як суттєвий, але не єдиний напрям інноваційного розвитку нашого енергетичного суспільства.

Загалом, видання структуровано таким чином, щоб охопити основні світові тенденції розвитку енергетики та оцінити їх вплив та можливості застосування в українських реаліях та на перспективу. Кожний розділ також містить вагомий добірку табличного матеріалу та інфографіки, що покликано покращити візуальне сприйняття викладеного матеріалу та спонукати читача до осмислення шляхів та цілей реформування вітчизняного енергетичного сектору і, зрештою, до більш ефективного використання енергетичних ресурсів у повсякденному житті.

У заключній частині книги “Роль і місце української енергетики у світових енергетичних процесах” надаються висновки та рекомендації Уряду та Верховній Раді України щодо визначення орієнтирів та формування державної політики розвитку вітчизняної енергетики.

1. АНАЛІЗ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ СТАТИСТИКИ за 2000-2016рр. ЩОДО ГЛОБАЛЬНИХ ЕНЕРГЕТИЧНИХ ТРЕНДІВ У КОНТЕКСТІ ВИКЛИКІВ ТА ІНТЕРЕСІВ УКРАЇНИ

1.1. НОВА ЕНЕРГЕТИЧНА СТРАТЕГІЯ УКРАЇНИ до 2035р. І ВИЗНАЧАЛЬНІ ТРЕНДИ РОЗВИТКУ СВІТОВОЇ ЕНЕРГЕТИКИ

В оновленій Енергетичній стратегії України на період до 2035р.: безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність відзначається, що, наразі, у світі відбувається трансформаційний перехід від застарілої моделі функціонування енергетичного сектору, в якому домінували великі виробники, викопне паливо, неефективні мережі, недосконала конкуренція на ринках природного газу, електроенергії, вугілля – до нової моделі, в якій створюється більш конкурентне середовище, вирівнюються можливості для розвитку й мінімізується домінування одного з видів виробництва енергії або джерел та/або шляхів постачання палива. Разом з цим віддається перевага підвищенню енергоефективності й використанню енергії із відновлюваних та альтернативних джерел. Впровадження заходів із запобігання та адаптації до зміни клімату також є одним із пріоритетів глобального розвитку енергетики.

Український енергетичний сектор, як невід’ємний елемент світової енергетики, не може стояти осторонь магістральних шляхів розвитку світової енергетики та повинен не стільки орієнтуватися на пріоритети сьогодення, скільки на виклики, що формують майбутній розвиток з урахуванням глобальних енергетичних трендів.

До визначальних трендів світової енергетики слід віднести:

- посилення конкуренції за енергоресурси, що створює протиріччя між основними гравцями на міжнародних ринках;
- необхідність боротьби зі змінами клімату шляхом декарбонізації енергетики через прискорений розвиток виробництва енергії з відновлювальних джерел енергії та зниження енергоємності виробництва продукції;
- перехід до масового виробництва електрокарів;
- децентралізацію енергопостачання, зокрема, за рахунок використання ВДЕ та управління енергоспоживанням;
- регіональні диспропорції у споживанні енергоресурсів: темпи зростання попиту в таких країнах як Китай та Індія, значно перевищують середньосвітові;

- зростання обсягів міжнародної торгівлі енергоносіями, розвиток та інтеграція інфраструктури, пов’язаною з їх транспортуванням та постачанням;
- непередбачувана волатильність цін на енергоресурси;
- поглиблене проникнення нового покоління цифрових технологій у виробничо-збутові процеси енергетики (діджиталізація): хмарні обчислення; збір, обробка та аналіз великих баз даних (*Big data*); блокчейн (*blockchain*), інтернет речі;
- початок формування четвертої промислової революції на базі масового впровадження кіберсистем у виробництво: роботизація, штучний інтелект, 3-D принтери.

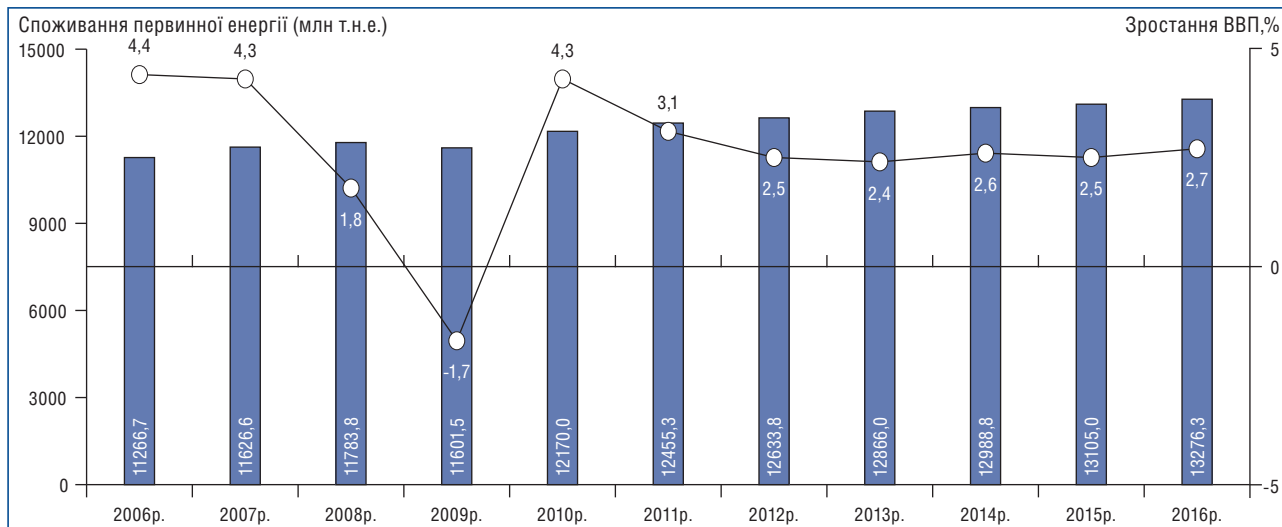
Отже, в умовах трансформації енергетичних ринків у контексті формування основних трендів світової енергетики, Україні слід забезпечити відповідні організаційно-правові механізми й соціально-економічні умови для руху у цьому ж напрямі та розвитку. Очікується, що ЕСУ-2035р., як програмний документ розвитку вітчизняного енергетичного сектору, стане надійним дороговказом на цьому шляху.

1.2. ЗАГАЛЬНІ ТЕНДЕНЦІЇ ГЛОБАЛЬНОГО СПОЖИВАННЯ ПЕРВИННИХ ЕНЕРГЕТИЧНИХ РЕСУРСІВ

Показник середньорічного зростання глобального споживання первинних енергоресурсів за останні 10 років становив 1,8%. Натомість у період 2014-2016рр. темпи зростання попиту на енергію у світі уповільнилися майже удвічі – до 0,9-1% на рік. До головних чинників, що зумовили низькі темпи споживання енергоресурсів в останні три роки відносяться: уповільнення розвитку світової економіки, головним чином, через зменшення темпів використання енергії у Китаї та Індії, зниження енергоємності виробництва продукції внаслідок більш широкого застосування інноваційних технологій.

В останні 6 років темпи зростання світового ВВП помітно знизилися – з 4,3% у 2010р. до 2,7% у 2016р. (діаграма “Динаміка темпів зростання ВВП та споживання первинної енергії”). У 2005-2015рр. зростання споживання первинної енергії у Китаї в середньому становило близько 5%, тоді, як у 2015р. та 2016р. воно склало лише 1,5% та 1,3% відповідно

Динаміка темпів зростання ВВП та споживання первинної енергії



(таблиця “Глобальне споживання первинної енергії у 2006-2016рр.”, с.12). Це найнижчий показник за останні 20 років. Однак, незважаючи на це, **Китай залишається (за абсолютними величинами) найбільш зростаючим енергетичним ринком світу протягом 16 років поспіль. У 2016р. його частка в світовому споживанні первинної енергії досягла 23%, що майже удвічі більше за частку ЄС та на 6% за частку США.**

Достатньо парадоксальна динаміка споживання первинної енергії прослідковується в країнах ЄС. Незважаючи на те, що в попередні 2 роки там спостігалася незначне збільшення використання енергії проте, за останні 10 років споживання в ЄС скоротилося на 10,2% за збільшення ВВП приблизно на таку ж саму величину. Це свідчить про значні зрушення в Спільноті у сфері запровадження енергоефективних технологій та зміни структури економіки у якій постійно збільшується роль інноваційної складової та знижується значення енергоємного виробництва.

Що стосується України, то вона з показником -36% є світовим лідером з падіння споживання енергоносіїв у 2006-2016рр. Однак, воно відбулося не стільки завдяки посиленню заходів з енергоефективності, скільки за рахунок драматичного падіння ВВП. Особливо, різке зниження споживання відбулося з початку російської окупації Криму та окремих районів Донбасу внаслідок втрати Україною економічного потенціалу вказаних територій. У 2014-2015рр. споживання первинної енергії Україною знизилося на 27% за зменшення ВВП на 16,3%. На фоні таких критичних показників, збільшення споживання у 2016р. на 3,6% за зростання ВВП на 3% порівняно з 2015р. не здається вже таким відчутним з точки зору попиту на енергетичних ринках держави. Факт перевищення динаміки збільшення споживання енергії над динамікою зростання ВВП у 2016р. підкреслює усю глибину проблеми енергоефективності використання енергії в Україні.

Натомість, навіть незважаючи на надзвичайно високий показник енергоємності ВВП, що станом на 2015р. складав 0,28 млн. т н.е./тис. дол. (вищий у понад 2 рази ніж у середньому в ЄС), водночас,

енергозабезпечення на одну людину в Україні було приблизно в 1,5 рази нижчим ніж у середньому в країнах ЄС (таблиця “Порівняльні показники енергозабезпечення на одну людину в деяких країнах”, с.13). Це рельєфно виділяє не тільки проблему раціонального використання енергії, але й величезного відставання української економіки за показником енергооснащеності, що негативно відображається на продуктивності праці та конкурентоспроможності виробленої продукції.

Загальне споживання первинної енергії у світі в 2016р. досягло 13,28 млрд. т н.е., що на 2 млрд. т н.е. більше або на 18% порівняно з 2006р. До найбільших споживачів енергоресурсів відносяться: Китай, США, Індія, Росія та Японія. Їх загальна частка у сукупному глобальному використанні енергії у 2006р. склала 54,1%. Китай та Індія є головними драйверами збільшення глобального споживання. Водночас, частка України за даним показником склала 0,7%. В останньому десятилітті найбільші середньорічні темпи збільшення використання енергії демонстрували країни що розвиваються – 3,7%. Разом з тим, розвинуті країни, що входять до ОЕСР, навпаки, знижували щорічне використання енергоресурсів в середньому на -0,3%.

У зазначений період сформувалася стійка тенденція підвищення ролі у світовій енергетиці відновлювальних джерел енергії. Середньорічні темпи зростання споживання енергії з ВДЕ у даному періоді були найбільші порівняно з іншими видами енергії й становили 16%. Для прикладу, цей показник для природного газу у 2006-2016рр. становить лише близько 2,3%. Загалом, за вказаний період споживання енергії виробленої з ВДЕ збільшилося з 93,2 до 419,6 млн. т н.е., або в 4,5 рази. Це наочно засвідчує їх конкурентні переваги відносно традиційних джерел енергії. Загалом, частка споживання енергії з ВДЕ (включно з гідроенергією) у світовому енергетичному балансі первинної енергії у 2016р. перевищила 10%. Найбільш вражаючі середньорічні темпи нарощування виробництва енергії з ВДЕ у 2006-2016рр. продемонстрував Китай – близько 44%, що дозволило йому обійти в 2016р. США й стати світовим лідером із

Глобальне споживання первинної енергії у 2006-2016рр. (млн. т н.е.)														
Країна/Регіон	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	% від загального у 2016 р.	Зміни за 2016 р.	Зміна за період 2005-2015 рр.
США	2 331,6	2370,2	2318,8	2205,1	2 284,1	2 264,5	2 209,3	2 270,6	2 296,5	2 275,9	2 272,7	17,1	-0,41%	-0,31%
Всього Північна Америка	2 824,1	2 866,5	2 819,2	2 689,7	2 777,8	2 778,6	2 724,3	2 795,9	2 821,2	2 792,4	2 788,9	21,0	-0,40%	-0,17%
Бразилія	216,8	231,8	243,9	243,0	267,6	279,7	284,8	296,8	304,9	302,6	297,8	2,2	-1,84%	3,66%
Всього Півд. та Центр. Америка	567,8	593,9	613,2	606,0	641,7	665,4	680,9	696,7	704,1	710,4	705,3	5,3	-0,98%	2,83%
Велика Британія	226,3	219,7	216,4	205,2	210,5	198,8	202,1	200,9	188,6	190,9	188,1	1,4	-1,75%	-1,80%
Іспанія	154,1	158,0	153,7	142,8	146,2	143,1	142,4	134,2	132,2	134,4	135,0	1,0	0,16%	-1,24%
Італія	184,9	181,0	179,2	167,1	172,2	168,5	162,2	155,7	146,9	149,9	151,3	1,1	0,69%	-2,12%
Польща	94,1	93,7	95,4	92,0	98,2	98,7	95,7	96,0	92,4	93,4	96,7	0,7	3,20%	0,30%
РФ	676,1	680,5	683,5	648,0	673,3	694,9	695,2	686,8	689,2	681,7	673,9	5,1	-1,41%	0,52%
Україна	137,7	134,4	132,9	112,9	121,0	125,7	122,6	114,7	101,2	83,9	87,0	0,7	3,44%	-4,74%
Франція	261,2	257,5	259,1	245,4	253,4	244,7	244,8	247,2	237,6	239,4	235,9	1,8	-1,75%	-0,92%
ФРН	341,3	327,2	330,7	310,2	323,6	312,1	316,4	325,5	312,1	317,8	322,5	2,4	1,19%	-0,45%
Всього Європа та Евразія	3 023,5	3 017,7	3 022,2	2 839,8	2 952,6	2 937,9	2 936,3	2 900,6	2 838,3	2 846,6	2 867,1	21,6	0,45%	-0,41%
Іран	194,2	208,2	215,9	223,5	224,6	234,6	235,2	246,0	261,9	262,8	270,7	2,0	2,71%	4,00%
Саудівська Аравія	164,5	171,4	186,9	196,5	216,1	222,2	235,7	237,4	252,1	260,8	266,5	2,0	1,92%	5,11%
Загалом Близький Схід	592,2	625,6	667,6	690,3	734,2	750,3	780,8	812,4	840,0	874,6	895,1	6,7	2,07%	4,47%
Південна Африка	113,2	115,4	124,4	124,3	125,3	123,6	121,9	123,6	125,2	120,1	122,3	0,9	1,52%	0,83%
Всього Африка	334,8	347,9	369,5	373,4	388,9	388,0	402,9	415,4	427,9	433,5	440,1	3,3	1,24%	2,85%
Китай	1 974,7	2 147,8	2 229,0	2 328,1	2 491,1	2 690,3	2 797,4	2 905,3	2 970,6	3 005,9	3 053,0	23,0	1,29%	5,26%
Індія	414,0	450,2	475,7	513,2	537,1	568,7	611,6	621,5	663,6	685,1	723,9	5,5	5,38%	5,70%
Японія	520,4	516,0	509,3	467,2	496,0	470,4	467,7	464,0	452,3	445,8	445,3	3,4	-0,39%	-1,55%
Всього Тихоокеанська Азія	3 924,3	4 175,0	4292,1	4 402,2	4 674,7	4 935,1	5 108,6	5 245,0	5 357,2	5 447,4	5 579,7	42,0	2,15%	3,93%
Всього в світі	11 266,7	11 626,6	11 783,8	11 601,5	12 170,0	12 455,3	12 633,8	12 866,0	12 988,8	13 105,0	1 3276,3	100	1,03%	1,82%
з них в Європейському Союзі	1 830,2	1 804,2	1 796,7	1 691,3	1 754,5	1 695,9	1 681,2	1 669,3	1 605,0	1 626,7	1 642,0	12,4	0,67%	-1,11%

Порівняльні показники енергозабезпечення на одну людину в деяких країнах

Країна	тонн н.е./людину
США	7,1
Всього Північна Америка	7,8
Бразилія	1,4
Всього Півд. та Центральна Америка	1,2
Велика Британія	2,9
Іспанія	2,9
Італія	2,5
Польща	2,5
РФ	4,7
Україна	2,0
Франція	3,6
ФРН	3,9
Всього Європа та Євразія	0,6
Іран	3,4
Саудівська Аравія	8,3
Загалом Близький Схід	2,1
Південна Африка	1,9
Всього Африка	0,4
Китай	2,2
Індія	0,5
Японія	3,5
Всього в світі	1,8
зокрема в Європейському Союзі	3,2

виробництва цього виду енергії. Європейським лідером у використанні енергії з альтернативних джерел є Німеччина, яка у 2016р. спожила 37,9 млн. т н.е. енергії виробленої з ВДЕ. Для прикладу, для України цей показник становив тільки 0,3 млн. т н.е. Тобто, незважаючи на визначення на державному рівні пріоритетності розвитку ВДЕ, цей вид генерації наразі перебуває в Україні на початковій стадії розвитку.

В останні два роки на світових ринках зменшився попит на вугілля – з 3,89 до 3,73 млрд. т н.е. або приблизно на 4%, тоді, як у попередні 8 років він збільшувався в середньому на 2% в рік. Це може свідчити про формування нової потужної тенденції скорочення використання вугілля у світі в зв'язку із заходами щодо боротьби зі зміною клімату у глобальному вимірі.

В області видобутку газу вражаючи результати продемонстрували США, які за рахунок впровадження інновацій та технологій у сфері видобутку нетрадиційного газу змогли змінити тренд з негативного на

позитивний та наростити видобуток за останні 10 років на 27%, що дозволяє енергетичним компаніям США розраховувати на поступове розширення газової експортної програми.

1.3. СТРУКТУРНІ ЗМІНИ У ГЛОБАЛЬНОМУ СПОЖИВАННІ ПЕРВИННИХ ЕНЕРГЕТИЧНИХ РЕСУРСІВ у 2006-2016рр.

У глобальному споживанні первинних енергоресурсів протягом останніх 10 років продовжувалося домінування викопних видів палива. Їх частка у загальному споживанні у 2016р. становила 85,7%, зменшившись порівняно з 2006р. на 1,7%². Водночас, частка природного газу збільшилася з 22,9% до 24,1% за падіння частки нафти з 35,2% до 33,3% та вугілля – з 29,4% до 28,1% (таблиця “Споживання первинної енергії у світі у 2006р. та 2016р. за видами енергоресурсів”, с.14). Тобто, незважаючи на розвиток ВДЕ у світі, структура глобального споживання дотепер залишається доволі інерційною, що свідчить про доцільність дотримуватися зважених оцінок у прогнозуванні індикативних енергетичних показників на період до 2035р. Серед викопних видів палива лише природний газ має гарну перспективу щодо підвищення своєї ролі у структурі світової енергетики, що пов'язано з його екологічними перевагами.

Звертає на себе увагу факт скорочення на 1,2% – до 4,5% частки споживання енергії виробленої на АЕС. Поясненням цьому є сильний громадський рух у багатьох розвинутих країнах ОЕСР за відмову від ядерної енергетики, якій тільки посилювався після аварії у 2011р. на АЕС Фукусіма (Японія). Після цієї аварії в Японії споживання ядерної енергії скоротилося з 66,2 млн. т н.е. у 2010р. до 4 млн. т н.е. у 2016р. Середньорічні темпи падіння споживання ядерної енергії в ОЕСР становили -1,7%, тоді, як в країнах, що розвиваються цей показник був позитивним +3,8%. Особливо помітним зростання споживання ядерної енергії було у Китаї – у середньому 12,4% на рік. У зв'язку з тим, що атомна енергетика відноситься до одного з найбільш економічно ефективних низьковуглецевих джерел енергії, то шанси її подальшого розвитку вбачаються високими, особливо, це стосується, насамперед, країн що розвиваються.

Загалом, слід відзначити, що попит на низьковуглецеві види енергії був в останні 10 років істотно динамічнішим порівняно з попитом на викопні види палива. У підсумку частка гідроенергетики у структурі глобального споживання енергії підвищилася з 6,2% до 6,8%, а ВДЕ з 0,8% до 3,0%. Існують усі підстави вважати, що тенденція стосовно ВДЕ тільки пришвидшиться через постійне здешевлення виробництва енергії сонячними і вітряними електростанціями та системи зберігання електричної енергії.

В Україні у 2006-2016рр. структура споживання первинної енергії змінилася суттєвим чином. Насамперед, необхідно відзначити кардинальне скорочення частки природного газу – з 60,3% до 30% або удвічі (таблиця “Споживання первинної енергії в Україні у 2006р. та 2016р.”, с.15). Також суттєво

² Тут і надалі у цьому розділі, аналіз розвитку глобальних енергетичних секторів у цьому підрозділі ґрунтується, в основному, на базі статистичних даних BP Statistical Review, June 2017 – <https://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/statistical-review-2017/bp-statistical-review-of-world-energy-2017-full-report.pdf>

100

знизилися частка нафти – з 14,2% до 10,5%. Натомість, частка ядерної енергії збільшилася з 14,8% до 21,1%, що пояснюється у першу чергу загальним зниженням споживання первинної енергії, а не підвищенням ефективності використання ядерних потужностей. З точки зору проблем декарбонізації, нарощування частки вугілля в структурі первинного споживання енергії більш ніж на 7% – з 29% до 36,3% не може не викликати стурбованість. Водночас, цей негативний тренд в українській енергетиці компенсувався абсолютним скороченням використання вугілля у 2006-2016рр. з 39,8 млн. т н.е. до 31,5 млн. т н.е., або на 20%. **Якщо порівнювати частку низьковуглецевих видів палива у структурі споживання в Україні та світі, то у цьому аспекті Україна має суттєву перевагу – частка низьковуглецевої енергетики становить 53% проти 38,6%.**

1.4. СВІТОВИЙ РИНОК НАФТИ

1.4.1. Попит

На сьогодні, міжнародний нафтовий ринок залишається найважливішим з точки зору впливу на світову енергетику не тільки через те, що частка нафти у світовому енергетичному балансі становить третину та є найбільшою, але й тому, що так вже історично склалося, коли нафтові ціни слугують загальним індикатором для формування вартості інших видів енергії та певною мірою визначають динаміку попиту на енергію у глобальному вимірі.

У період 2006-2016рр. середньорічні темпи зростання світового попиту на нафту становили 1%. Загально світове споживання нафти за цей час збільшилося на 434 млн. т/рік – до 4 418,2 млн. т/рік. Таким чином глобальний попит на нафту за абсолютним значенням значно перевищує відповідний показник за іншими видами енергетичних ресурсів. Так, споживання у світі вугілля та природного газу, що займають друге та третє місце за обсягами попиту у 2016р. становило відповідно 3 732,0 та 3 204,1 млн. т н.е. Проте щорічні темпи зростання споживання в останні 10 років вугілля (1,9%) та природного газу (2,3%) суттєво перевищували аналогічний показник по нафті.

Лідруючу позицію у споживанні нафти з великим відривом від інших країн світу упродовж довгого історичного проміжку часу посідають США. У 2015р. ця країна використала 863,1 млн. т, що становить 19,5% світового попиту. На другому місці з показником у 578,7 млн. т або 13,1% світового попиту впевнено розташувався Китай. Заслужовує на увагу, той факт, що на відміну від США де відбувалося падіння споживання з середньорічним темпом 0,9%, у Китаї навпаки попит на нафту в останні 10 років зростав стрімко – у середньому 5,5% на рік. Хоча темпи збільшення споживання нафти у Китаї за останні 2 роки скоротилися

майже удвічі, але ця країна з огляду на її величезний ринок залишається найбільшим драйвером зростання світового попиту на нафту. Зі значним розривом світову трійку лідерів споживачів нафти замикає Індія, що використала у 2016р. 212,7 млн. т або 4,8% світового попиту (таблиця “Споживання нафти країнами світу”, с.16).

Характерною рисою глобального нафтового ринку у період 2006-2016рр. була значна відмінність динаміки попиту між розвинутими країнами та країнами що розвиваються. Так, істотне зниження споживання нафти з 2006р. спостерігається у найрозвинутіших країнах світу: Японії – -23%, Німеччині – -8,6% та США – -7,3%. Натомість, країни що розвиваються у цей проміжок часу високими темпами нарощували споживання нафти: Китай – +64%, Індія – +66%, Індонезія – +24,7%. У регіональному розрізі найбільше споживається нафти у Азіатсько-Тихоокеанському регіоні, на який припадає 35,2% світового споживання, далі йдуть країни Північної Америки (23,7%), Європи та Євразії (20%). Максимальний попит на нафту на період до 2035р. збереться в Китаї, США та Індії.

В Україні за останні 10 років попит на нафту знизився з 14,2 до 9,1 млн. т/рік або майже на 40%. Частка нафти в її енергобалансі становить лише близько 10% що утричі менше порівняно зі світовим енергобалансом. Таку незначну роль нафти для економіки України доцільно вважати позитивним чинником, оскільки Україна більш ніж на 80% залежить від імпорту нафти та нафтопродуктів³.

Зміна попиту на нафту в Україні з 2006р. є нехарактерною для країн, що розвиваються, а скоріше знаходиться у тренді з найбільш розвинутими країнами до яких вона не відноситься, що є досить парадоксальним фактом. Однак, на відміну від передових держав світу, де зниження попиту на нафту відбувається через розповсюдження інноваційних технологій що орієнтовані на раціоналізацію споживання енергоресурсів та через розвиток ВДЕ – в Україні скорочення використання нафти є, головним чином, наслідком глибокої економічної кризи.

1.4.2. ЗАПАСИ ТА ВИДОБУТОК

Деякими вченими у сфері геологорозвідки та нафтовидобутку довгий час, особливо в 1970-1980рр., розповсюджувалася теорія про швидке виснаження нафтових запасів через їхню природну вичерпаність, що на їх погляд могло створити великий дефіцит енергоресурсів для людства. Найбільшої популярності набула контроверсійна теорія американського геофізика К.Хабберта, що передбачала світовий пік нафтовидобутку у 2000р. та його стрімке падіння у наступні

Споживання первинної енергії в Україні у 2006р. та 2016р. за видами енергоресурсів, млн. т н.е.

Рік	Нафта	Природний газ	Вугілля	Ядерна енергетика	Гідроенергетика	Відновлювальна енергетика	Всього
2006р.	15,0	59,8	39,6	20,4	2,9	-	137,8
2016р.	9,1	26,1	31,5	18,3	1,6	0,3	87,0

³ BP Statistical Review of World Energy 2017 – <https://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/statistical-review-2017/bp-statistical-review-of-world-energy-2017-full-report.pdf>

роки. Однак, аналіз статистичних даних не підтверджує дану теорію. Так, світові доведені нафтові запаси у 2006-2016рр. збільшилися з 195,8 млрд. т до 240,7 млрд. т або на 23%, а порівняно з 1996р. – на 48% (таблиця “Видобуток нафти країнами світу”). Вказане нарощування доведених запасів дозволило наростити глобальний видобуток нафти за останні 10 років на 10,5% – до 4 382,4 млн. т/рік. Ресурсне забезпечення нафтою світових ринків наразі становить 50,6 років (таблиця “Загальні доведені світові запаси нафти”).

Необхідно виділити видатні успіхи нафтової галузі США в останнє десятиліття. За цей період доведені нафтові запаси зросли в цій країні на понад 3 млрд. т або на 63% й досягли рівня 1972р. Це дозволило США за стислий проміжок часу знов вийти на лідируючі позиції серед найбільших видобувних держав світу. Подібні результати були досягнуті за допомогою ефективного застосування технологій горизонтального буріння та гідророзриву, що сприяло швидкому нарощуванню видобутку сланцевої нафти.

На сьогодні, існують усі підстави стверджувати, що рівень світових доведених запасів нафти дозволяє надійно забезпечувати світові ринки а нафтогазовим компаніям оперативно реагувати на коливання попиту та зміну цінової кон'юнктури. Проте, розподіл доведених запасів відзначається регіональною диференційованістю, зокрема: на країни ЄС припадає лише 0,3% світових нафтових запасів, тоді як на країни Близького Сходу – понад 47%. Водночас, частка ЄС у глобальному попиті досягає 13,9%, а країн Близького Сходу 9,5%.

Частка доведених запасів країн ОПЕК у загально-світових запасах упродовж довгого періоду знаходиться на рівні 70%. Після того, як до офіційної міжнародної статистики була включена важка нафта провінції Орінoco (*Orinoco*), Венесуела вийшла на перше місце у світі за цим показником й зберігає його вже п'ятий рік поспіль. Станом на 2016р. доведені нафтові запаси Венесуели становили 47 млрд. т, що на 10,4 млрд. т або на 28% більше ніж у Саудівської Аравії, яка посідає друге місце у світі за запасами.

Споживання нафти країнами світу, млн. т

Рік	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	% загального у 2016 р.
1. США	930,7	928,8	875,4	833,2	850,1	834,9	817,0	832,1	838,1	856,5	863,1	19,5
2. Китай	353,1	370,7	378,1	392,8	448,5	465,1	487,1	508,1	528,0	561,8	578,7	13,1
3. Індія	128,3	138,1	144,7	152,6	155,4	163,0	173,6	175,3	180,8	195,8	212,7	4,8
4. Японія	238,0	230,9	224,8	200,3	202,7	203,7	217,7	207,4	197,0	189,0	184,3	4,2
5. Саудівська Аравія	98,4	104,4	114,4	125,9	137,1	139,1	146,2	147,3	159,8	166,6	167,9	3,8
6. Росія	130,4	130,0	133,6	128,2	133,3	142,2	144,6	144,3	152,3	144,2	148,0	3,3
7. Бразилія	100,0	107,5	116,2	117,0	126,8	131,9	134,3	144,2	150,6	146,6	138,8	3,1
8. Південна Корея	104,7	107,6	103,1	103,7	105,0	105,8	108,8	108,3	107,9	113,8	122,1	2,8
9. ФРН	123,6	112,5	118,9	113,9	115,4	112,0	111,4	113,4	110,4	110,0	113,0	2,6
10. Канада	98,7	101,7	100,6	94,4	101,0	104,2	102,3	103,5	103,1	99,1	100,9	2,3
Інші країни	1 678,3	1 709,9	1 715,6	1 693,7	1 710,2	1 723,8	1 733,2	1 736,9	1 726,8	1 757,4	1 788,6	40,5
Всього у світі	3 984,2	4 041,9	4 025,3	3 955,7	4 085,4	4 125,7	4 176,2	4 220,9	4 254,8	4 341,0	4 418,2	100,0

Видобуток нафти країнами світу, млн. т

Рік	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	% загального у 2016 р.
1. Саудівська Аравія	508,9	488,9	509,9	456,7	473,8	525,9	549,8	538,4	543,4	567,8	585,7	13,4
2. США	304,5	305,1	302,3	322,4	332,7	344,9	393,2	446,9	522,7	565,1	543,0	12,4
3. Росія	485,6	496,8	493,7	500,8	511,8	518,8	526,2	531,1	534,1	540,7	554,3	12,6
4. Канада	150,6	155,3	152,9	152,8	160,3	169,8	182,6	195,1	209,4	215,6	218,2	5,0
5. Китай	184,8	186,3	190,4	189,5	203,0	202,9	207,5	210,0	211,4	214,6	199,7	4,6
6. Ірак	98,0	105,1	119,3	119,9	121,5	136,7	152,5	153,2	160,3	197,0	218,9	5,0
7. Іран	210,7	213,3	215,6	207,4	211,7	212,7	180,7	169,8	174,2	181,6	216,4	4,9
8. ОАЕ	144,3	139,6	141,4	126,2	133,3	151,3	154,8	165,1	166,2	176,2	182,4	4,2
9. Кувейт	133,7	129,9	136,1	120,9	123,3	140,8	153,9	151,3	150,1	148,2	152,7	3,5
10. Венесуела	171,2	165,5	165,6	156,0	145,8	141,5	139,3	137,8	138,5	135,9	124,1	2,8
Інші країни	1 572,5	1 567,4	1 562,5	1 535,0	1 559,3	1 462,6	1 476,0	1 426,6	1 415,8	1 416,7	1 386,9	31,6
Всього у світі	3 964,8	3 953,2	3 989,6	3 887,8	3 976,5	4 007,9	4 116,4	4 125,3	4 226,2	4 359,5	4 382,4	100,0

Загальні доведені світові запаси нафти, млрд. т

Рік	1996	2006	2015	2016	% загальних резервів у 2016р.
Країни ОПЕК, у т.ч.	112,9	131,3	169,7	171,2	71,1
Венесуела	11,3	13,6	47,0	47,0	19,5
Саудівська Аравія	35,9	36,3	36,6	36,6	15,2
Іран	12,7	19,0	21,8	21,8	9,0
Ірак	15,1	15,5	19,2	20,6	8,6
Кувейт	13,3	14,0	14,0	14,0	5,8
ОАЕ	13,0	13,0	13,0	13,0	5,4
Інші країни ОПЕК	11,5	19,9	18,2	18,2	7,6
Канада	7,9	28,9	27,6	27,6	11,5
Росія	15,6	14,3	14,0	15,0	6,2
Інші країни	25,7	21,4	27,2	26,9	11,2
Всього у світі	162,0	195,8	238,6	240,7	100,0

До п'ятірки країн за рівнем запасів також входять Канада, Іран та Ірак. Росія, яка протягом останнього десятиліття належить до трійки світових лідерів з видобутку нафти за рівнем доведених запасів з показником 15 млрд. т посідає тільки 6 місце.

Незважаючи на зусилля ОПЕК стримати рівень виробництва нафти з метою уповільнення розвитку “сланцевої революції” та підтримання нафтових цін на достатньо високому рівні, видобуток нафти у світі зріс протягом 2015-2016рр. на 156,2 млн. т або на 3,7%. Найбільшим світовим виробником нафти у 2016р. з показником 585,7 млн. т була Саудівська Аравія, далі йдуть Росія (554,3 млн. т) та США (543 млн. т).

Україна у 2016р. спромоглася видобути 2,3 млн. т нафти що на 8% менше порівняно з 2015р. З 2006р. річний видобуток української нафти знизився на 2,2 млн. т або майже удвічі⁴. Таке карколомне падіння було б неправильно пояснювати низьким показником доведених запасів, оскільки вони оцінюються у 80-110 млн. т, а прогнозні ресурси – у приблизно 1 млрд. т. Тобто, забезпеченість нафтовими запасами за поточного видобутку в Україні дорівнює середньо-світовому показнику. Основні причини кризи нафтової галузі України – низька якість корпоративного управління ключової нафтовидобувної компанії ПАТ “Укрнафта” та неефективна державна політика у галузі надрокористування. Наслідком цього стало, те що в умовах коли базові нафтові родовища вичерпуються потенційні джерела збільшення видобутку не освоюються через брак інвестиційного ресурсу. Існуюча ресурсна база за умови значних інвестицій у геологорозвідку та інтенсифікацію видобутку дозволяє наростити виробництво нафти до 2030р. до 3 млн. т/рік.

1.4.3. ЦІНОВИЙ ФАКТОР

На глобальному ринку нафти діє виключно ринковий механізм ціноутворення за виключенням окремих держав, що не відіграють значної ролі на ринку. Найбільш поширеним механізмом визначення ціни є біржові торги, на яких визначається рівноважна

(врівноважує попит та пропозицію) індикативна ціна за окремими еталонними сортами нафти. Відмінністю таких торгів є те, що торги з нафтою еталонних марок відбуваються лише за ф'ючерсними контрактами на чітко визначений період.

До еталонних марок нафти відносяться такі: Brent – марка нафти, що видобувається на родовищах Північного моря; Dubai crude – марка нафти, що походить з Об'єднаних Арабських Еміратів; WTI (*West Texas Intermediate*) – марка нафти, що видобувається на території США. Ці марки було визнано еталонними у світовій торгівлі за рахунок надійності постачань та за рахунок значної кількості постачальників та споживачів, готових купувати та переробляти дані марки нафти.

Окрім еталонних марок нафти в світі існує значна кількість що визначаються за регіонами (частіше країнами) походження. Окрема кількість марок нафти, а саме: *Arab Light* (Саудівська Аравія), *Basra Light* (Ірак), *Bonny Light* (Нігерія), *Es Sider* (Лівія), *Girassol* (Ангола), *Iran Heavy* (Іран), *Kuwait Export* (Кувейт), *Merey* (Венесуела), *Murban* (ОАЕ), *Oriente* (Еквадор), *Qatar Marine* (Катар), *Saharan Blend* (Алжир) відносяться до так званої “нафтової корзини ОПЕК”. Ціновий індикатив “корзини” визначається за торгами спотовими контрактами на вільному ринку, які однак не завжди є біржовими, але також засновані на принципах балансу попиту та пропозиції. Також можна твердити, що найбільший вплив на визначення спотових цін за нафту марок “корзини ОПЕК” визначають котирування еталонних марок нафти.

Що стосується інших марок нафти, наприклад російських *URALS*, *REBCO*, *Siberian Light*, *ESPO*, *Arctic Oil*, або азербайджанської нафти *Azeri Light*, то найближчим індикативом, що визначає їх ціну є нафта марки *BRENT*. І котирування цих марок нафти прямо повторюють динаміку ціноутворення на торгах за еталонною маркою. Для України традиційно вважається найбільш наближеною маркою російська нафтова суміш *URALS*. У період 2006-2016рр. ціни на нафту

⁴ Нафтогазова промисловість України в цифрах: використання, видобуток, транспортування – НАК “Нафтогаз України”, <http://www.naftogaz.com>

відрізнялися високим рівнем волатильності. Найвища середньорічна ціна нафти марки *Brent* у даний період була в 2012р. – близько \$109/барель. Однак, після цього, вже чотири роки поспіль відбувалося на міжнародних біржах постійне падіння цін на нафту. Особливо стрімке зниження зафіксоване у 2015р., коли середньорічна ціна нафти марки *Brent* знизилася порівняно з 2014р. на \$45,9/барель – до \$43,7/барель або на 47% (діаграма “Ціни на нафту марки *Brent* у 2007-2017 рр.”).

До основних факторів падіння цін на нафту у 2013-2016рр. слід віднести:

- нарощування видобутку сланцевої нафти у США;
- відміна міжнародних санкцій на поставку іранської нафти;
- відміна Адміністрацією президента США Б. Обами ембарго на експорт нафти із США;
- підвищення облікової ставки ФРС;
- зниження темпів зростання попиту в Китаї;
- високі темпи виробництва енергії з ВДЕ;
- уповільнення темпів розвитку глобальної економіки;
- раціональна політика Саудівської Аравії щодо встановлення квот на експорт нафти країнами ОПЕК.

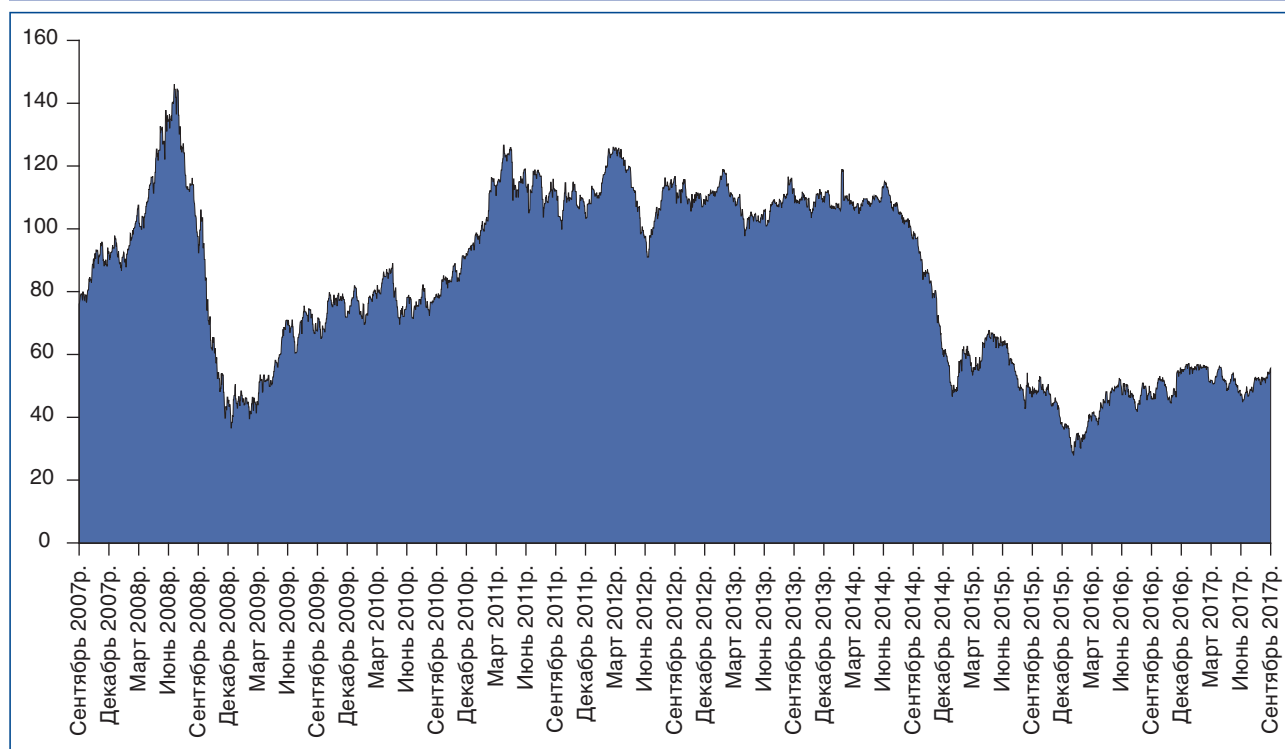
На нафтові ціни впливають не тільки об’єктивні ринкові, фінансові, соціально-економічні та політичні фактори, які існує можливість тією чи іншою мірою аналізувати та передбачати їх роль у змінах цінової кон’юнктури. Помітним чинником, що впливає на нафтові ціни є також суб’єктивний характер неопублічних домовленостей між

учасниками нафтового ринку, що викликано намаганням окремих “гравців” заробити додаткові комерційні та політичні дивіденди. Цей “невидимий фактор” вносить невизначеність й непередбачуваність на світовому нафтовому ринку. Також, до непрогнозованих чинників цінового впливу слід віднести виникнення військових конфліктних поблизу найбільших нафтовидобувних регіонів. У цьому контексті, варто відзначити війну у Сирії та активні терористичні дії ІГІЛ в регіонах Близького Сходу та Північної Африки. Загалом, однією з ключових зовнішньополітичних задач РФ у цих регіонах являється створення та утримання нестабільності з метою підвищення нафтових цін, оскільки російська економіка залишається критично залежною від вартості вуглеводнів.

На цінову політику на світовому ринку нафти можуть також вплинути:

- результати діяльності розширеного нафтового картелю у складі ОПЕК і країн, що приєдналися до обмеження видобутку нафти. ОПЕК разом з низкою нафтових країн, що не входять в цю організацію домовилися в кінці 2016р. у Відні про скорочення видобування нафти сумарно на 1,8 млн. барелей на добу з жовтневого рівня, з яких 300 тис. барелей припадає на РФ. Угода була укладена на 1-е півріччя 2017р. У травні 2017р. термін її дії був продовжений на дев’ять місяців – до кінця березня 2018р;
- збільшення обсягів видобування нафти в США, в т.ч. і сланцевої нафти. Американські сланцеві компанії продовжують нарощувати видобуток, який в 2017 році може досягти історично рекордних значень, перевищивши 9,8 млн. барелей на добу;

Ціни на нафту марки *Brent* у 2007-2017рр., дол. США/барель



- проведення референдуму в Іраку, на якому висловилися за незалежність іракських курдів. У даному випадку зона нестабільності поширюється і на райони, звідки нафта по трубопроводу надходить до турецького порту Джейхан;
- сезонність ураганів у США, які впливають на функціонування ринку нафти країни.

ОПЕК домагається забезпечити рівновагу попиту та пропозиції на нафтовому ринку і, таким чином, досягнути підвищення нафтових котирувань, але така ситуація за оцінкою експертів триватиме недовго.

Згідно з розрахунками Міжнародного енергетичного агентства (МЕА), якщо видобуток країн-членів ОПЕК становитиме 32,7 млн. бар./добу, то на ринку в кінці 2018р. буде надлишок пропозиції обсягом близько 300 тис. бар./добу. Надлишок пропозиції утвориться через збільшення видобутку в країнах поза ОПЕК+, перш за все в США, а також в Канаді, Бразилії та Казахстані. В той же час, триваюча боротьба між ОПЕК і компаніями, які видобувають сланцеву нафту в США може привести до нового ривка цін вниз.

Свою дотичність до реалізації такого сценарію може показати і валютний ринок. Тобто, якщо ФРС США перейде до більш активного підйому ставки, а на користь такого розвитку подій говорить і переосмислення порогової інфляції. Голова ФРС Д.Йеллен вважає, що неонов'язково переходити до більш активного посилення грошової політики, дочекавшись виходу інфляції на рівень в 2%. В свою чергу існують податкові ініціативи Д.Трампа, які, якщо справа дійде до їх реалізації, можуть підштовхнути ставку ФРС вгору, – то в цьому випадку зростання курсу долара стане ще одним аргументом зниження ціни нафти.

Втім, якщо брати до уваги виключно об'єктивні тренди, то у довгостроковій перспективі ціни на нафту, за істотних коливань, ймовірно будуть мати схильність до поступового падіння ніж до зростання. Однак, в окремі короткі проміжки часу суттєве підвищення цін на нафту також матиме місце. З урахуванням наведеного можна прогнозувати, що у період 2017-2020рр. середні щорічні світові ціни будуть знаходитися у діапазоні \$40-60/барель, а у період 2020-2025рр. вони ймовірно знизяться до рівня \$30-50/барель⁵.

Що стосується України, то діючі правила визначення ціни для української нафти є такими, що можна визначити як неринкові. Окремі положення, що було закладено в правила визначення стартової ціни на аукціонах для сирової нафти, видобутку ПАТ “Укрнафта”, містять пункти, що суперечать економічній логіці ціноутворення та надають можливість для маніпуляції з цінами. Так положення про автоматичне встановлення ціни на рівні ціни фактичного імпорту за останні 15 днів до аукціону, та визнання його пріоритетності над ринковими котируваннями ціни на нафту марки URALS або з “прив'язкою” до ціни на еталонну марку BRENT, призводить до можливості максимально

завищувати ціни через механізми маніпуляції імпортерними контрактами.

В Україні ще потрібно створити механізм ринкового ціноутворення на нафту, або через внесення змін до діючих правил ціноутворення, або через створення біржового майданчика з залученням більшої кількості потенційних постачальників та споживачів нафти.

1.5. СВІТОВИЙ РИНОК ГАЗУ

1.5.1. Попит

Міжнародний ринок природного газу в останнє десятиліття розвивався найбільш високими темпами серед усіх викопних видів палива. У першу чергу, це можна пояснити кращими екологічними властивостями газу та конкурентнішими цінами порівняно з нафтою та вугіллем. Також до одних із найважливіших трендів світового ринку газу слід віднести його глобальну інтеграцію через динамічне збільшення частки скрапленого природного газу (СПГ) у загальносвітовій торгівлі цим видом палива, яка зросла за 10 років з 17% до 32%⁶. Наслідком цього стає поступове формування самостійного газового ринку у світовому вимірі у відриві від жорсткої прив'язки до нафтових цін. Він трансформується у більш лібералізований та прозорий з переважаючою часткою короткострокових контрактів, а географія постачальників та споживачів СПГ постійно розширюється. Лідируючу позицію серед країн експортерів СПГ посідає Катар, який у 2016р. поставив на міжнародні ринки 104,4 млрд. м³, але заслуговує на увагу підвищення ролі Австралії, як експортера СПГ. Так, ця країна рекордними темпами наростила продажі у 2016р. й спромоглася довести обсяги експорту до 56,8 млрд. м³ що на понад 40% перевищує показник 2015р.

Світове споживання газу збільшилося у 2006-2016рр. з 2,85 трлн. м³ до 3,54 трлн. м³ або на 24,2%. Абсолютним світовим лідером з використання газу є США, що у 2016р. спожили його у обсязі 778,6 млрд. м³. Також до п'ятірки найбільших споживачів входять: Росія (390,9 млрд. м³), Китай (210,3 млрд. м³), Іран (200,8 млрд. м³) та Японія (111,2 млрд. м³) (таблиця “Найбільші країни споживачі природного газу у світі”, с.20). Провідним драйвером зростання використання газу є Китай, який за відповідний період збільшив споживання у 3,5 рази. Також потужна динаміка зростання використання газу спостерігалася в Індії, Австралії, Катарі та Ізраїлі. Серед регіонів, високими середньорічними темпами нарощування споживання відзначалися країни Близького Сходу (5,9%) та Азіатсько-Тихоокеанський регіон (5,6%). Натомість, країни ЄС, попри прогнози провідних аналітичних центрів світу продемонстрували значні середньорічні темпи зниження попиту на газ (-2,2%). Це призвело до скорочення споживання цього виду палива за попередні 10 років на 61,3 млрд. м³ або на 14,3%. Проте у 2016р. країни ЄС продемонстрували значне зростання попиту (7,1%), що пояснюється здешевленням вартості газу на фоні збільшення цін на вугілля та підвищення екологічних нормативів його використання

⁵ Без врахування виникнення непередбачуваних подій у основних нафтогазовидобувних регіонах світу, що пов'язані з військовими діями, посиленням політичної та соціальної напруженості тощо.

⁶ Джерела: Альтернативне газозабезпечення України: скраплений природний газ (СПГ) та нетрадиційний газ. Аналітична доповідь Центру Разумкова – Національна безпека та оборона України, 2011, №9, с.9 та BP Statistical Review of World Energy 2017 – <https://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/statistical-review-2017/bp-statistical-review-of-world-energy-2017-full-report.pdf>

тепловими електростанціями. У 2014-2016рр. загострилася боротьба між Росією, Норвегією, Алжиром та Катаром за ринок ЄС, що являється найбільший платоспроможний та об'ємним ринком збуту газу у світі для експортерів “блакитного” палива. На сьогодні, найбільша частка газу, що споживається в ЄС припадає на РФ, що складає 30,9%, далі йдуть – Норвегія (25,6%), Алжир (10,8%) та Катар (5,3%) (діаграма “Частка найбільших країн експортерів у споживанні газу ЄС”).

Невдовзі може з'явитися ще один потужний гравець на європейському ринку, оскільки адміністрація президента США Д. Трампа активно просуває ідею збільшення поставок СПГ із США на світові ринки, насамперед, до Європи, адже, завдячуючи “сланцевій революції” у США з'явився потужний експортний потенціал, що може дозволити експортувати в Європу до 50 млрд. м³ СПГ у наступні 5-7 років. Проте реалізація цього потенціалу залежатиме від двох головних чинників – комерційної конкурентоздатності американського СПГ та здатності провідних політичних сил ЄС усвідомити пріоритетність питання енергетичної безпеки завдяки зниженню газових поставок з РФ.

Україна у 2006-2016рр. відзначилася найбільшими темпами падіння споживання газу у світі. У цей період вона зменшила його використання з 67 млрд. м³ до 29 млрд. м³ або 2,3 рази⁷. Головною причиною цього стало не стільки заходи з енергозбереження скільки падіння промислового виробництва. Суттєве підвищення цін на газ також змусило населення та бізнес скоротити попит. Підвищення ефективності використання газу повинно базуватися на технологічній та структурній перебудові економіки з наголосом на стимулюванні високотехнологічного виробництва та сфери послуг замість енергоємних галузей.

У 2016р. вперше в історії України як суверенної держави імпорتنі поставки з РФ не здійснювалися

протягом усього року. Досягненню такого результату сприяло продовження ефективної диверсифікації постачання з країн ЄС. Одним із наступних ефективних кроків з диверсифікації газових поставок могло б стати отримання до 2020р. Україною ресурсу з польського СПГ терміналу Свіноуйсьце, який розташований на Балтиці. Для цього необхідно збудувати інтерконектор потужністю 5 млрд. м³/рік, що з'єднає газорозподільні станції Більче-Волиця (Україна) та Германовіце (Польща). Заслугують на увагу реалізація політики у сфері енергобезпеки Польщею та Литвою, що набагато активніше вживають заходи зі зниження газової залежності від ВАТ “Газпром” порівняно зі старими країнами ЄС. Про це свідчить введення в 2015р. у експлуатацію двох СПГ терміналів – Свіноуйсьце та Клайпеда, які дозволяють значно розширити географію закупівлі газу.

1.5.2. ЗАПАСИ ТА ВИДОБУТОК

Доведені світові запаси газу за попередні 10 років зросли з 158,2 до 186,6 трлн. м³ або на 18%. Ресурсне забезпечення “блакитним” паливом світового попиту станом на кінець 2016р. становило 52,2 років. Найбільше рівень доведених запасів зріс у Туркменістані, Ірані та Китаї – відповідно на 15,2 трлн. м³, 6,6 трлн. м³ та 3,7 трлн. м³. США також забезпечили значний приріст шляхом відкриття нових родовищ нетрадиційного газу – на рівні 2,7 трлн. м³. До країн з найбільшими доведеними запасами газу у світі належать Іран (33,5 трлн. м³), Росія (32,3 трлн. м³), Катар (24,3 трлн. м³) та Туркменістан (17,5 трлн. м³). Сумарна частка цих чотирьох країн у загальносвітових доведених запасах сягає 57,5% (таблиця “Доведені запаси природного газу у країнах світу в 2016р.”, с.22). За регіонами світу, найбільшою часткою доведених запасів володіють країни Близького Сходу (42,5%). Натомість, країни ЄС визначаються значною диспропорцією між рівнем запасів та споживання газу. Так, частка доведених запасів у загальносвітових запасах

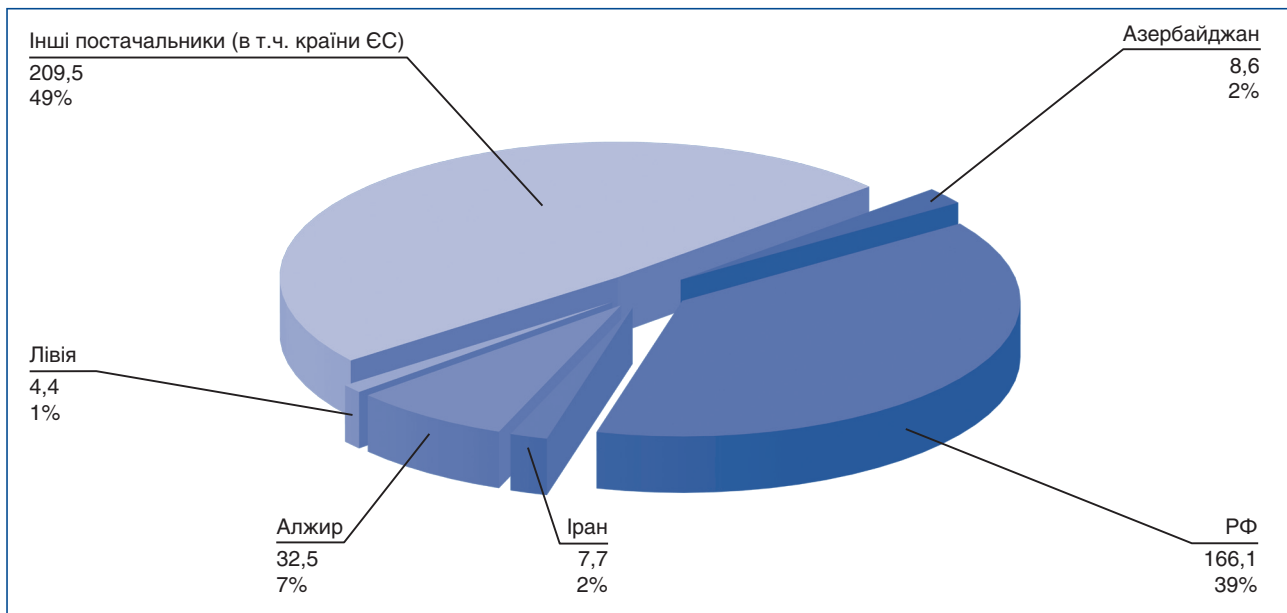
Найбільші країни-споживачі природного газу у світі, млрд. м/куб

Рік	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	% загального у 2016р.
1. США	614,4	654,2	659,1	648,7	682,1	693,1	723,2	740,6	753,0	773,2	778,6	22,0
2. Росія	415,0	422,0	416,0	389,6	414,1	424,6	416,2	413,5	409,7	402,8	390,9	11,0
3. Китай	59,3	73,0	84,1	92,6	111,2	137,1	150,9	171,9	188,4	194,8	210,3	5,9
4. Іран	112,0	125,5	133,2	142,7	152,9	162,2	161,5	162,9	183,7	190,8	200,8	5,7
5. Японія	83,7	90,2	93,7	87,4	94,5	105,5	116,9	116,9	118,0	113,4	111,2	3,1
6. Саудівська Аравія	73,5	74,4	80,4	78,5	87,7	92,3	99,3	100,0	102,4	104,5	109,4	3,1
7. Мексика	66,6	63,4	66,3	72,2	72,5	76,6	79,9	83,3	86,8	87,1	89,5	2,5
8. ФРН	87,9	84,7	85,5	80,7	84,1	77,3	77,5	81,2	70,6	73,5	80,5	2,3
9. Велика Британія	90,0	91,0	93,8	87,0	94,2	78,1	73,9	73,0	66,7	68,1	76,7	2,2
10. Італія	77,4	77,3	77,2	71,0	75,6	70,9	68,2	63,8	56,3	61,4	64,5	1,8
...												
Україна*	67,0	63,2	60,0	46,8	52,2	53,7	49,6	43,3	36,8	28,8	29,0	0,8
СВІТ	2 850,6	2 967,3	3 044,9	2 965,9	3 187,6	3 245,9	3 337,7	3 383,8	3 400,8	3 480,1	3 542,9	100,0

* – без врахування технологічного газу

⁷ Без врахування технологічного газу, що використовується ГТС України.

Частка найбільших країн-експортерів у споживанні газу ЄС



складає тільки 0,7%, тоді як частка ЄС у загально-світовому попиті сягає 12,1%, що ставить країни Спільноти у тотальну залежність від імпорту газу.

Україна володіє 0,6 трлн. м³ доведених запасів газу й за цим показником, якщо порівнювати з країнами ЄС, вона поступається лише Нідерландам. Прогнозні ресурси в Україні становлять до 3,5 трлн. м³⁸, що дозволяє країні, за створення сприятливих інвестиційних умов, наростити видобуток до 2025р. до 30-32 млрд. м³/рік й практично повністю покрити внутрішній попит газом власного видобутку.

У 2016р. світовий видобуток газу склав 3,54 трлн. м³, що на 692,3 млрд. м³ або на 24,3% більше порівняно з 2006р. Лідером за абсолютними показниками видобутку у цей період були США, які змогли наростити виробництво на 225,2 млрд. м³ або на 43% (таблиця "Видобуток природного газу країнами світу", с.22). Увесь приріст видобутку відбувся за рахунок нетрадиційного газу, тоді, як видобуток традиційного – навпаки зменшився. До лідерів нарощування виробництва також відносяться – Катар (+130,5 млрд. м³), Іран (+ 87,2 млрд. м³), Китай (+77,8 млрд.м³) та Австралія (+52 млрд. м³). Натомість Великобританія (-39 млрд. м³) та Нідерланди (-18,3 млрд. м³) очолюють перелік країн зі зниження видобутку газу. Також відчутне зниження виробництва газу у 2006-2016рр. продемонструвала Росія (-15,8 млрд. м³).

За останні 10 років Україна, незважаючи на значний ресурсний потенціал, не змогла їм скористатися й не тільки не наростила видобуток, а навіть його знизила на 0,5 млрд.м³ або на 2,4% – з 20,7 млрд. м³ у 2006р. до 20,2 млрд. м³ у 2016р. У цьому контексті, доцільно відмітити скорочення видобутку державними компаніями – на 3,4 млрд. м³ або на 17,6% та його стрімке нарощування приватними підприємствами – на 2,9 млрд. м³ або понад 3 рази. Великих втрат газовидобувна галузь України зазнала після втрати контролю над АР Крим внаслідок

його анексії у 2014р. Росією, оскільки українська частина чорноморського шельфу є надзвичайно перспективною з точки зору збільшення видобутку газу. Крім того, непродумана фіскальна політика щодо визначення рентних ставок у 2014р. призвела до падіння виробництва газу у 2015р. на 0,5 млрд. м³⁹, а також до помітного погіршення інвестиційного клімату у газовому секторі. Проте, у разі реалізації положень ЕСУ-2035р., що передбачає низку стимулюючих заходів для внутрішнього нарощування виробництва газу, Україна у період до 2025р. здатне вийти на рівень повного самозабезпечення цим важливим енергетичним ресурсом, адже ресурсної бази для цього цілком достатньо.

Найкращі перспективи зі зростання видобутку газу, наразі, має Іран, що володіє одним з найбільших у світі родовищ Південний Парс (*South Pars*). За умови успішної його промислової розробки Іран здатен збільшити видобуток більше ніж удвічі, але для цього необхідно щоб ризики застосування міжнародних санкцій по відношенню до цієї країни через можливу реалізацію Іраном військової ядерної програми та інших військових планів були мінімізовані. Серед нових проєктів, що можуть суттєво вплинути не тільки на міжнародні газові ринки, але й на політичні розклади на Близькому Сході слід виділити розробку гігантського родовища Левіафан із запасами близько 600 млрд. м³, яке розташоване в економічній зоні Ізраїлю у Середземному морі.

1.5.3. ЦІНОВИЙ ФАКТОР

Слід відзначити, що в останні два десятиліття на ринку природного газу активно розвивається тенденція до локалізації окремих торгівельних майданчиків за географічним, або сировинним принципом, тобто створення т.зв. газових хабів. У зв'язку з цим, як у випадку з нафтою, важливим інструментом ринкового ціноутворення стали біржові торги контрактами на постачання природного газу, що утворюють рівноважну між попитом та пропозицією ціну на ринку.

⁸ Глобальні енергетичні тренди скрізь призму інтересів України – Центр Разумкова, 2017, с19.

⁹ Нафтогазова промисловість України в цифрах: використання, видобуток, транспортування – НАК "Нафтогаз України", <http://www.naftogaz.com>

Доведені запаси природного газу у країнах світу в 2016 р., трлн. м/куб

Рік	1996	2006	2015	2016	% загальних запасів у 2016р.
1. Іран	23,0	26,9	33,5	33,5	18,0
2. Росія	30,9	31,2	32,3	32,3	17,3
3. Катар	8,5	25,5	24,3	24,3	13,0
4. Туркменістан	н/д	2,3	17,5	17,5	9,4
5. США	4,7	6,0	8,7	8,7	4,7
6. ОАЕ	5,8	6,4	6,1	6,1	3,3
7. Венесуела	4,1	4,7	5,7	5,7	3,1
8. Алжир	3,7	4,5	4,5	4,5	2,4
9. Китай	1,2	1,7	4,8	5,4	2,9
10. Австралія	1,3	2,3	3,5	3,5	1,9
...					
Україна	н/д	0,7	0,6	0,6	0,3
Інші країни	40,4	46,0	44,0	44,6	23,9
СВІТ	123,5	158,2	185,4	186,6	100,0

Видобуток природного газу країнами світу, млрд. м/куб

Рік	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	% загального у 2016
1. США	524,0	545,6	570,8	584,0	603,6	648,5	680,5	685,4	733,1	766,2	749,2	21,1
2. Росія	595,2	592,0	601,7	527,7	588,9	607,0	592,3	604,7	581,7	575,1	579,4	16,3
3. Іран	111,5	124,9	130,8	143,7	152,4	159,9	166,2	166,8	185,8	189,4	202,4	5,7
4. Катар	50,7	63,2	77,0	89,3	131,2	145,3	157,0	177,6	174,1	178,5	181,2	5,1
5. Канада	171,7	165,5	159,3	147,6	144,5	144,4	141,1	141,4	147,2	149,1	152,0	4,3
6. Норвегія	88,7	90,3	100,1	104,4	107,3	101,3	114,7	108,7	108,8	117,2	116,6	3,3
7. Китай	60,6	71,6	83,1	88,2	99,1	109,0	111,8	122,2	131,6	136,1	138,4	3,9
8. Саудівська Аравія	73,5	74,4	80,4	78,5	87,7	92,3	99,3	100,0	102,4	104,5	109,4	3,1
9. Алжир	84,5	84,8	85,8	79,6	80,4	82,7	81,5	82,4	83,3	84,6	91,3	2,6
10. Індонезія	74,3	71,5	73,7	76,9	85,7	81,5	77,1	76,5	75,3	75,0	69,7	2,0
...												
Україна*	20,7	20,7	21,1	21,3	20,5	20,6	20,5	21,4	20,5	19,9	20,2	0,6
СВІТ	2 876,7	2 947,5	3 054,2	2 968,8	3 192,2	3 290,2	3 352,3	3 403,9	3 465,9	3 530,6	3 551,6	100,0

* Джерело: НАК "Нафтогаз України" - <http://www.naftogaz.com/www/3/nakweb.nsf/0/74B2346ABA0CBC69C22570D80031A365?OpenDocument>.

Дані, що публікуються у BP Statistical Review of World Energy, відрізняються від офіційних статистичних даних України, оскільки вітчизняна статистика враховує технологічний газ.

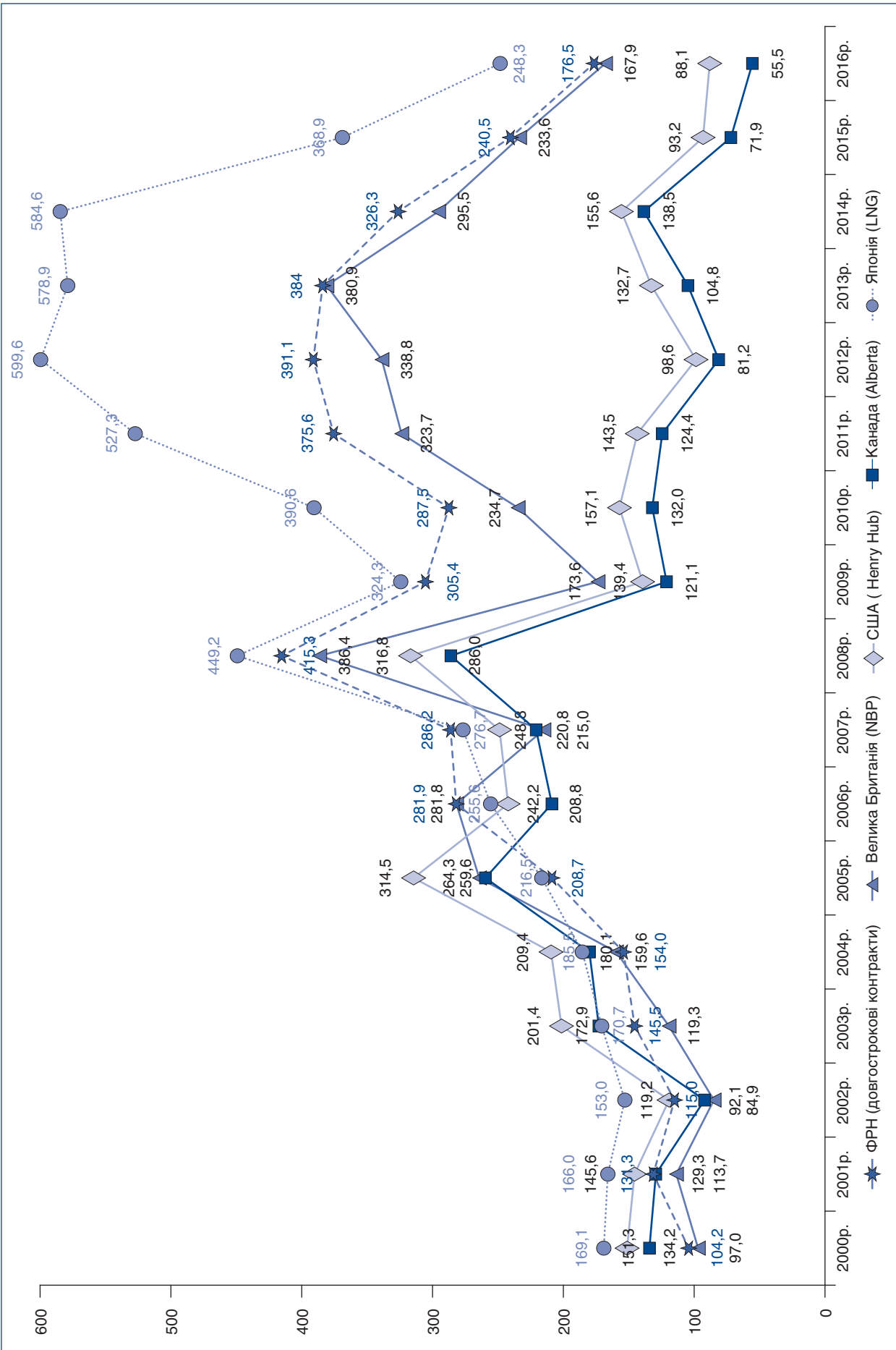
Такий підхід зі встановлення ціни діє на ринках усіх розвинених країн та майже у всіх країнах Європи.

Аналіз коливань цін свідчить, що у 2006-2016рр. відбулися істотні зміни у торгівлі газом на міжнародних газових ринках. У першу, чергу вони пов'язані із зростанням диференціації цін між різними торговельними майданчиками. Так, наприклад, якщо у 2000-2005рр. цінова різниця ціни на газ на провідних міжнародних біржах та ринках не перевищувала \$70/тис.м³, то в останні 10 років в окремі періоди вона досягала понад \$470/тис.м³. Особливо велика ця різниця була між ринками Північної Америки та Північно-Східної Азії. Зокрема, середньорічна ціна газу в 2012р. у Японії (LNG cif) була на \$499/тис.м³ вищою ніж на торговельному майданчику Henry Hub (США). У 2016р. ця різниця скоротилася до \$159/тис.м³ але є

також великою. Також характерною рисою газових ринків являється те, що ціни на них певним чином корелюються з цінами на нафту. Так, різке падіння середньорічної ціни нафти (на 47%) у 2015р. порівняно з 2014р. відобразилося в зниженні газових цін у різних регіонах на 20-40% (діаграма і таблиця "Середньорічна ціна на природний газ на провідних міжнародних торговельних біржах", с.23-24).

Ціна в Європі знизилася в 2015р., так як пропозиція на ринку збільшилася ще більше, ніж попит. Росія збільшила поставки природного газу в європейські країни на 16%, Норвегія – на 7%, крім того, поставки скрапленого природного газу в Європу збільшилися близько на 10%. В результаті ціна спотового природного газу за 2015р. знизилася в середньому більш ніж на 20%, приблизно до \$230/тис. м³. Ціна російського

Середньорічна ціна на природний газ на провідних міжнародних біржах, дол. за тис. м³



1.11 Середньорічна ціна на природний газ на провідних міжнародних біржах, дол. за тис. м³

Рік	2000р.	2001р.	2002р.	2003р.	2004р.	2005р.	2006р.	2007р.	2008р.	2009р.	2010р.	2011р.	2012р.	2013р.	2014р.	2015р.	2016р.
ФРН (довгострокові контракти)	104,2	131,3	115,0	145,5	154,0	208,7	281,9	286,2	415,3	305,4	287,5	375,6	391,1	384,0	326,3	240,5	176,5
Велика Британія (NBP)	97,0	113,7	84,9	119,3	159,6	264,3	281,8	215,0	386,4	173,6	234,7	323,7	338,8	380,9	295,5	233,6	167,9
США (Henry Hub)	151,3	145,6	119,2	201,4	209,4	314,5	242,2	248,8	316,8	139,4	157,1	143,5	98,6	132,7	155,6	93,2	88,1
Канада (Alberta)	134,2	129,3	92,1	172,9	180,1	259,6	208,8	220,8	286,0	121,1	132,0	124,4	81,2	104,8	138,5	71,9	55,5
Японія (LNG)	169,1	166,0	153,0	170,7	185,5	216,5	255,6	276,7	449,2	324,3	390,6	527,3	599,6	578,9	584,6	368,9	248,3

трубопроводного газу на кордоні з ФРН, згідно з даними МВФ, знизилася ще сильніше – на 30% до \$263/тис.м³.

В 2016 р. форвардні контракти на продажу газу в Європі на 2017р. торгувались в сезонному діапазоні \$150-167/тис.м³. Очікується, що 2018-2020рр. будуть позначені ціновим демпінгом нових постачальників газу. Вихід на ринок Австралії і США з істотними обсягами LNG безсумнівно вплине на ціни та географію поставок.

Набагато нижча ціна газу у Північній Америці порівняно з Європою та країнами Азіатсько-Тихоокеанського регіону викликає помітний комерційний інтерес у американських компаній до експорту газу із США. За базовим сценарієм, експорт СПГ з цієї країни у 2030р. становитиме 120 млрд. м³/рік в той час, як у 2016р. він склав тільки 4,4 млрд. м³. Для цього планується збудувати сім заводів зі скраплення природного газу загальною потужністю 132 млрд. м³. Проте треба відмітити, що американським експортерам буде дуже важко потіснити на ринку ЄС ПАТ “Газпром” через те, що з політичних причин Росія зробить все можливе, щоб цього не сталося шляхом використання демпінгу та напрацьованих корупційних зв’язків з деякими представниками політичної та бізнес еліти ЄС. Наочним прикладом цьому є активізація підтримки Німеччиною, Францією, Австрією та Нідерландами за участю окремих представників бурсельської бюрократії газопровідного проекту “Північний потік-2”.

У 2015-2016рр. активно проходив процес лібералізації ринку природного газу в Україні. У результаті, кількість компаній постачальників зросла до понад двадцяти. Визначальною подією для розвитку внутрішнього ринку стало прийняття у квітні 2016р. урядового рішення щодо прив’язки ціни на внутрішньому ринку до ціни газу на німецькому хабі NCG (ціновий імпортерний паритет¹⁰). Це рішення дозволило стабілізувати макроекономічну ситуацію в країні через ліквідацію багатомільярдних дотацій з Державного бюджету компанії НАК “Нафтогаз України” та стало вагомим кроком на шляху євроінтеграції українського газового сектору.

1.6. СВІТОВИЙ РИНОК ВУГІЛЛЯ

1.6.1. Попит

Незважаючи на падіння обсягів світового видобутку вугілля у попередні два роки поспіль – з 3,89 млрд. т н.е. у 2014р. до 3,73 млрд. т н.е. у 2016р. або на 4,1%, в цілому, глобальний попит на нього зріс у 2006-2016рр. на 438,1 млн. т н.е. або на 13,3%.

Натомість попит у країнах, що розвиваються середньорічні темпи зростання досягали 3,7%, тоді, як розвинуті країни ОЕСР, навпаки, зменшували використання вугілля із середньорічними темпами -1,9% (таблиця “Найбільші країни-споживачі вугілля”). Дана тенденція вказує на те, що розвинуті країни більше піклуються вирішенням екологічних проблем та якістю життя громадян у той час, коли країни, що розвиваються, насамперед, опікуються економічним зростанням й менше турбуються про стан навколишнього середовища та здоров’я населення.

Найбільшим ринком збуту вугілля вже протягом багатьох років являється Китай, для якого вугілля є основним видом палива. Його частка у загальному споживанні первинної енергії цієї країни становить 63,7%. Саме величезні запаси й видобуток вугілля в Китаї сприяли надзвичайно динамічному розвитку цієї країни в останні 30 років, однак, й створили колосальні проблеми із забрудненням повітря у містах. У 2016р. обсяг споживання вугілля склав 1887,6 млн. т н.е. або 50,6% загальносвітового попиту. Індія посідає друге місце за попитом з показником 411,9 млн. т н.е., що у понад 4,5 рази менше порівняно з Китаєм. США також мають великий ринок збуту вугілля. Проте через стрімке падіння цін на природний газ внаслідок “сланцевої революції” вугілля в останнє десятиліття поступово втрачає свої позиції на ринку США. Так у 2006-2016рр. попит на нього там знизився на 36,6% – до 358,4 млн. т н.е.

У попередні 10 років в Україні також прослідковується чітка тенденція до скорочення споживання вугілля – з 39,8 млн. т н.е. у 2006р. – до 31,5 млн. т н.е. у 2016р. або на 20,8%. Особливо відчутне падіння споживання спостерігалось у 2014-2015рр. внаслідок проведення бойових дій на Донбасі, що призвело до пошкодження, а у деяких районах, і зниження шахтного фонду. Великої шкоди нанесено державі через незаконне привласнення бойовиками власності компанії ДТЕК у березні-квітні 2017р. на окупованій території. Дефіцит вугілля, особливо це стосується антрацитової групи, призводить до браку його запасів на ТЕС, що загрожує стабільності функціонування Об’єднаної енергетичної системи України (ОЕС). Вказані причини змушують Україну дедалі більше імпортувати вугілля. У 2016р. його імпортовано на загальну суму \$1,47 млрд. в основному з РФ, США, ПАР та Канади¹¹. З метою зниження імпортозалежності компанія ДТЕК збільшує інвестиції у видобуток вугілля газової групи та в переобладнання роботи ТЕС з антрацитового на газове вугілля. Також, значні інвестиції в

¹⁰ Постанова КМ України від 27 квітня 2016р. №315 “Про внесення змін до постанови КМУ від 1 жовтня 2015р. №758”.

Найбільші країни-споживачі вугілля, млрд т н.е.

Рік	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	% загального у 2016 р.
1. Китай	1 454,7	1 584,2	1 609,3	1 685,8	1 748,9	1 903,9	1 927,8	1 969,1	1 954,5	1 913,6	1 887,6	50,6
2. Індія	219,4	240,1	259,3	280,8	290,4	304,8	330,0	352,8	387,5	396,6	411,9	11,0
3. США	565,7	573,3	564,2	496,2	525,0	495,4	437,9	454,6	453,5	391,8	358,4	9,6
4. Японія	112,3	117,7	120,3	101,6	115,7	109,6	115,8	121,2	119,1	119,9	119,9	3,2
5. Росія	97,0	93,9	100,7	92,2	90,5	94,0	98,4	90,5	87,6	92,2	87,3	2,3
6. ПАР	81,5	83,7	93,3	93,8	92,8	90,5	88,3	88,6	89,8	83,4	85,1	2,3
7. Південна Корея	54,8	59,7	66,1	68,6	75,9	83,6	81,0	81,9	84,6	85,5	81,6	2,2
8. Індонезія	28,9	36,2	31,5	33,2	39,5	46,9	53,0	57,0	45,1	51,2	62,7	1,7
9. ФРН	84,5	86,7	80,1	71,7	77,1	78,3	80,5	82,8	79,6	78,5	75,3	2,0
10. Польща	57,4	55,9	55,2	51,8	55,1	55,0	51,2	53,4	49,4	48,7	48,8	1,3
Інші країни	537,7	548,8	548,3	500,3	524,7	545,3	553,3	535,1	538,5	523,5	513,3	13,8
СВІТ	3 293,9	3 480,2	3 528,4	3 476,1	3 635,6	3 807,2	3 817,3	3 887,0	3 889,4	3 784,7	3 732,0	100,0

переобладнання ТЕС за даним напрямом вкладає державна компанія ПАТ “Центренерго”.

1.6.2. ЗАПАСИ ТА ВИДОБУТОК

За останні 10 років доведені запаси вугілля у світі істотно зросли – з 0,86 трлн. т у 2006р. до 1,14 трлн. т або на 32,6%. За цим показником до лідируючої групи відносяться – США 251,6 млрд. т (22,1% світових запасів), Китай – 244,0 млрд. т (21,4%), Росія – 160,4 (14,1%), Австралія – 144,8 млрд. т (12,7%) та Індія – 94,8 млрд. т (8,3%). Україна також має великі доведені запаси вугілля, що становлять 34,4 млрд. т (3%) (таблиця “Доведені світові запаси вугілля станом на 2016р.”). За цим показником вона посідає друге місце в Європі після Німеччини та 8 у світі. Тобто, забезпеченість України доведеними запасами вугілля досягає понад 500 років. Водночас, на окупованій території Донбасу залягає 100% вугілля антрацитової групи, що

робить її імпортозалежною від даного типу палива. З точки зору імпорту антрацитового вугілля, насамперед, доцільно розглядати поставки із США, Канади, ПАР, Казахстану та Китаю, що мають суттєвий його профіцит.

На сьогодні видобутком вугілля займаються понад 50 країн світу, але на шістьох найбільших країн-виробників припадає 84,5% світового вуглевидобутку. До них відносяться Китай (1,68 млрд. т н.е.), США (364,8 млн. т н.е.), Австралія (299,3 млн. т н.е.), Індія (288,5 млн. т н.е.), Індонезія (255,7 млн. т н.е.) та Росія (192,8 млн. т н.е.). Загалом, середньорічні темпи зростання видобутку у 2006-2016рр. були не низькими – на рівні 2,5%. (таблиця “Світовий вуглевидобуток у 2016р.”, с.26). Утім, в 2014-2016рр. окреслилася тенденція скорочення виробництва. За цей період падіння видобутку склало 344,6 млн. т н.е. або 8,6% Україна

Доведені світові запаси вугілля станом на 2016р., млн. т

Країна/Регіон	Антрацитове та бітумінозне вугілля	Слабо-бітумінозне та буре вугілля	Загалом	% загального
Америка, у т.ч.:	235 849,0	37 542,0	273 391,0	24,0
США	221 400,0	30 182,0	251 582,0	22,1
Європа та Азія, у т.ч.:	153 283,0	168 841,0	322 124,0	28,3
Росія	69 634,0	90 730,0	160 364,0	14,1
Німеччина	12,0	36 200,0	36 212,0	3,2
Україна	32 039,0	2 336,0	34 375,0	3,0
Казахстан	25 605,0	0,0	25 605,0	2,2
Близький Схід та Африка, у т.ч.	14354,0	66,0	14 420,0	1,3
ПАР	9893,0	0,0	9 893,0	0,9
Азійсько-Тихоокеанський регіон, у т.ч.:	412 728,0	116 668,0	529 396,0	46,5
Китай	230 004,0	14 006,0	244 010,0	21,4
Індія	89 782,0	4 987,0	94 769,0	8,3
Австралія	68 310,0	76 508,0	144 818,0	12,7
Індонезія	17 326,0	8 247,0	25 573,0	2,2
СВІТ	816 214,0	323 117,0	1 139 331,0	100,0

¹¹ Енергетична галузь України: підсумки 2016р. – Центр Разумкова, 2017, с.60-61.

в останні три роки скоротила вуглевидобуток більше ніж удвічі – з 36,6 млн. т н.е. у 2013р. до 17,1 млн. т н.е. й за темпами падіння посіла перше місце у світі серед провідних вуглевидобувних країн.

За рівнем забезпеченості доведеними запасами світової економіки вугілля займає перше місце серед викопних видів палива – за поточного споживання їх вистачить на 153 роки, що утричі більше аналогічного показника з нафти та природного газу. Однак, ця перевага повністю нівелюється через хімічні властивості вугілля, що роблять цей вид палива найменш екологічним з точки зору забруднення повітря під час використання його у тепловій генерації електроенергії. Для того, щоб довести рівень шкідливих викидів на ТЕС до визначених міжнародних стандартів необхідно додатково інвестувати такий значний обсяг коштів, що бізнес пов'язаний з генерацією з використанням вугілля у більшості випадків втрачає свою комерційну привабливість.

Після прийняття Паризької кліматичної угоди та відмови провідних міжнародних банків кредитувати вугільну галузь, вона стала для бізнесу більш ризикованою та залежною від державної підтримки. Підтвердженням підвищення ризиків у вугільному секторі стало банкрутство у 2016р. найбільшої приватної вуглевидобувної компанії у світі із Сент-Луїса (США) *Peabody Energy*. Також, у 2015-2016рр. збанкрутувала ціла низка інших великих вуглевидобувних компаній: *Arch Coal*, *Alpha Natural Resources*, *Walter Energy*. Планують відмовитися від державних дотацій шахтарів Франція, Іспанія та Німеччина¹². Водночас, попри дефіцит енергоресурсів, відмовилися розвивати вугільну галузь Велика Британія, Японія, Португалія та Нідерланди. Серед країн ЄС лише у Польщі вуглевидобуток буде відігравати значну роль у довгостроковій перспективі.

1.6.3. ЦІНОВИЙ ФАКТОР

Світовий ринок вугілля за принципами ціноутворення та використовуваними інструментами торгівлі є подібним до ринків природного газу та нафти. Однак

його відмінністю є суттєва географічна локалізація та розподіл на енергетичний та металургійний сегменти, що обумовлює вплив різних чинників на ціну. Також особливістю світового ринку вугілля є наявність лише кількох повноцінних бірж: біржа північно-західної Європи (об'єднує порти Амстердаму, Роттердаму та Антверпену); біржа Південно-Африканської Республіки (ПАР), що функціонує у межах торгового терміналу Річардс-Бей; біржа Австралії, порт Ньюкасл. На цих біржах відбувається торгівля вугіллям, в той же час ціни цих торговельних майданчиків є індикативними для окремих локальних ринків. Головною відмінністю цих торговельних майданчиків від інших локальних ринків є можливість торгівлі форвардними контрактами, в той час, як на інших ринках для гравців доступні лише спотові контракти. Наразі майже всі локальні торговельні майданчики розташовано у межах країн-експортерів, виключенням є лише біржа північно-західної Європи та торговельні майданчики півдня Китаю та індійських портів.

Щодо географічної локалізації, фактично ринок вугілля у світі можна розділити на дві частини: атлантичний ринок вугілля та тихоокеанський ринок вугілля. На атлантичному ринку головними гравцями є: Колумбія – основний постачальник газового вугілля; ПАР – в основному забезпечує постачання низьколетючого вугілля (пісне та антрацитове); Російська Федерація – забезпечує постачання практично усіх видів вугілля; США – компанії якої вийшли на ринок останнім часом через “сланцеву революцію” в США та переорієнтацію країни на збільшення частки природного газу у споживанні. На ринку тихоокеанського регіону історично найбільшими гравцями є Австралія та Індонезія. Також цей ринок, за дещо меншою участю, формують ПАР, Російська Федерація, Колумбія та США.

Упродовж 2006-2016рр. найнижчі спотові ціни на вугілля спостерігалися на ринку США, а найвищі у Японії. Динамічне зростання економіки в Китаї обумовлює збільшення попиту на вугілля, що призводить до поступового зростання його вартості у цій країні порівняно з іншими регіонами світу. У Європі біржові

Світовий вуглевидобуток в 2006-2016 рр., млн. т н.е.

	2006р.	2007р.	2008р.	2009р.	2010р.	2011р.	2012р.	2013р.	2014р.	2015р.	2016р.	% загального у 2016р.
1. Китай	1 328,4	1 439,3	1 491,8	1 537,9	1 665,3	1 851,7	1 873,5	1 894,6	1 864,2	1 825,6	1 685,7	46,1
2. США	595,1	587,7	596,7	540,8	551,2	556,1	517,8	500,9	507,7	449,3	364,8	10,0
3. Індія	198,2	210,3	227,5	246,0	252,4	250,8	255,0	255,7	269,5	280,9	288,5	7,9
4. Австралія	220,4	227,0	234,2	242,5	250,6	245,1	265,9	285,8	305,7	305,8	299,3	8,2
5. Індонезія	114,2	127,8	141,6	151,0	162,1	208,2	227,4	279,7	269,9	272,0	255,7	7,0
6. Росія	141,0	143,5	149,0	141,7	151,0	157,6	168,3	173,1	176,6	186,4	192,8	5,3
7. ПАР	138,3	138,4	141,0	139,7	144,1	143,2	146,6	145,3	148,2	142,9	142,4	3,9
8. Колумбія	45,7	48,2	50,7	50,2	51,3	59,2	61,5	59,0	61,1	59,0	62,5	1,7
9. Польща	68,0	62,5	60,9	56,4	55,4	55,7	57,8	57,2	54,0	53,0	52,3	1,4
10. Казахстан	41,4	42,2	47,9	43,4	47,5	49,8	51,6	51,4	48,9	46,2	44,1	1,2
Інші країни	304,1	304,9	299,6	291,4	302,4	319,9	313,4	303,6	286,5	266,3	268,3	7,3
СВІТ	3 194,7	3 331,9	3 440,8	3 441,1	3 633,3	3 897,3	3 938,9	4 006,1	3 992,4	3 887,3	3 656,4	100,0

¹² Угольный поезд на закате – Энергобизнес №33, 22 серпня 2017р., с. 13-16.

ціни в основному були нижчими ніж в Азіатсько-Тихоокеанському регіоні, але вищими порівняно з ринком Північної Америки. У 2015-2016рр. вартість вугілля впала до найнижчого рівня починаючи з 2003р. – до \$57-60/т (діаграма “Ціни на вугільних біржах світу”, с.28)¹³, але незважаючи на це, вугілля не змогло конкурувати з іншими видами палива, адже ціна на них впала ще більше, а вимоги стосовно шкідливих викидів стали більш жорсткішими. Для того, щоб витримати міжпаливну конкуренцію вуглевидобувні компанії будуть змушені знижувати вартість вугілля відносно інших видів палива, що у подальшому знизить обсяги інвестицій у розробку вугільних родовищ й спричинить зменшення глобального виробництва вугільної продукції.

Враховуючи нестачу антрацитового вугілля в Україні в останні 2 роки, що склалася внаслідок блокади та втрати контролю над вугільними копалинами Донбасу, споживачі цієї марки вугілля, головним чином енергетичні компанії України, змушені закуповувати енергетичне вугілля на світовому ринку. (діаграма “Головні маршрути та орієнтовні ціни постачання енергетичного вугілля станом на грудень 2017р.”) показує орієнтовні ціни та головні маршрути постачання енергетичного вугілля станом на грудень 2017р. Вочевидь для України, якщо не враховувати можливість постачання вугілля з РФ, не залишається надто багато альтернативних варіантів поставок. Це, в першу чергу, постачання з США, ПАР, певною мірою з Казахстану та Австралії. Але постачання вугілля з цих ринків має певні обмеження через порівняно високу вартість його транспортування, що зрештою позначається на ціноутворенні при формуванні оптової ціни на електричну енергію.

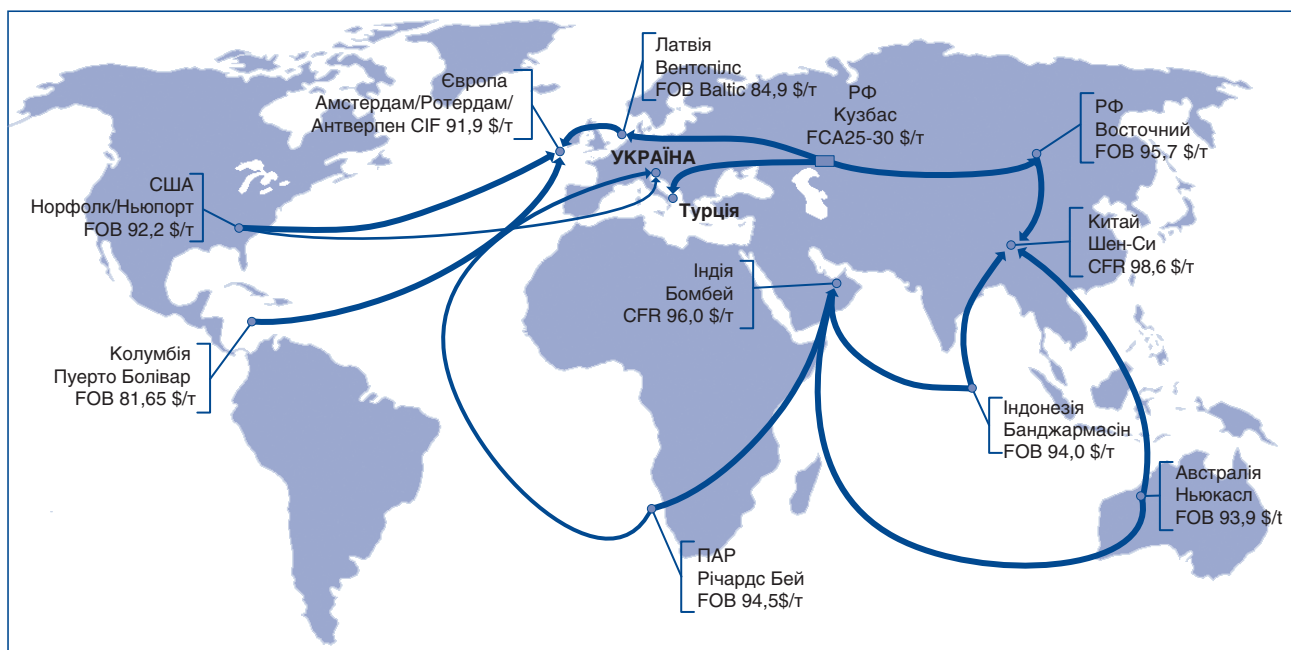
В Україні до 2016р. формування цін на вугілля базувалося не на ринкових засадах, а відбувалося за принципом “витрати плюс”. Такий підхід не надавав

стимули вуглевидобувним підприємствам знижувати свої витрати, а доходи в галузі розподілялися неефективно. У 2015р. НКРЕКП запропонована псевдо ринкова модель ціноутворення, що базується на прив'язці вартості вугілля до Роттердамської біржі з урахуванням транспортних витрат (Роттердам+)¹⁴. Сама ідея запровадження цін на внутрішньому ринку з використанням цінового паритету з європейською біржою – до часу створення повноцінної біржової торгівлі в Україні – може вважатися цілком коректною, про що свідчить достатньо ефективна модель, яка побудована за цим принципом у газовому секторі. Однак, цінова модель для вугілля має певні вади, оскільки вона не відображає поточну ринкову кон'юнктуру у Європі, що ускладнює її застосування у практичній площині, а саме – збільшувати запаси на складах ТЕС напередодні осінньо-зимового періоду. Крім того, модель Роттердам+ через певні методологічні помилки створює постійні хвилі критики з боку експертного середовища, тому вона повинна бути модернізована на основі експертного консенсусу.

1.7. ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИЙ СЕКТОР

Світове виробництво електричної енергії у 2006-2016рр. зросло достатньо динамічно – з 19,1 трлн. кВт-год. до 24,8 трлн. кВт-год., або на 30%. Найбільше зростання її у цей період відбулося в Китаї – на 3,3 трлн. кВт-год. або на 114%. Наразі ця країна належить до найбільших виробників електричної енергії у світі. Також дуже високі темпи зростання виробництва зафіксовано у країнах Азіатсько-Тихоокеанського регіону, що розвиваються – Індії, Індонезії, В'єтнамі, Малайзії та Бангладеш. Середньорічні темпи зростання виробництва електроенергії становили у цьому регіоні 5,7%. Такий самий показник продемонстрували країни Середнього Сходу. Країни Африканського континенту продемонстрували теж гарні темпи збільшення генерації – у середньому

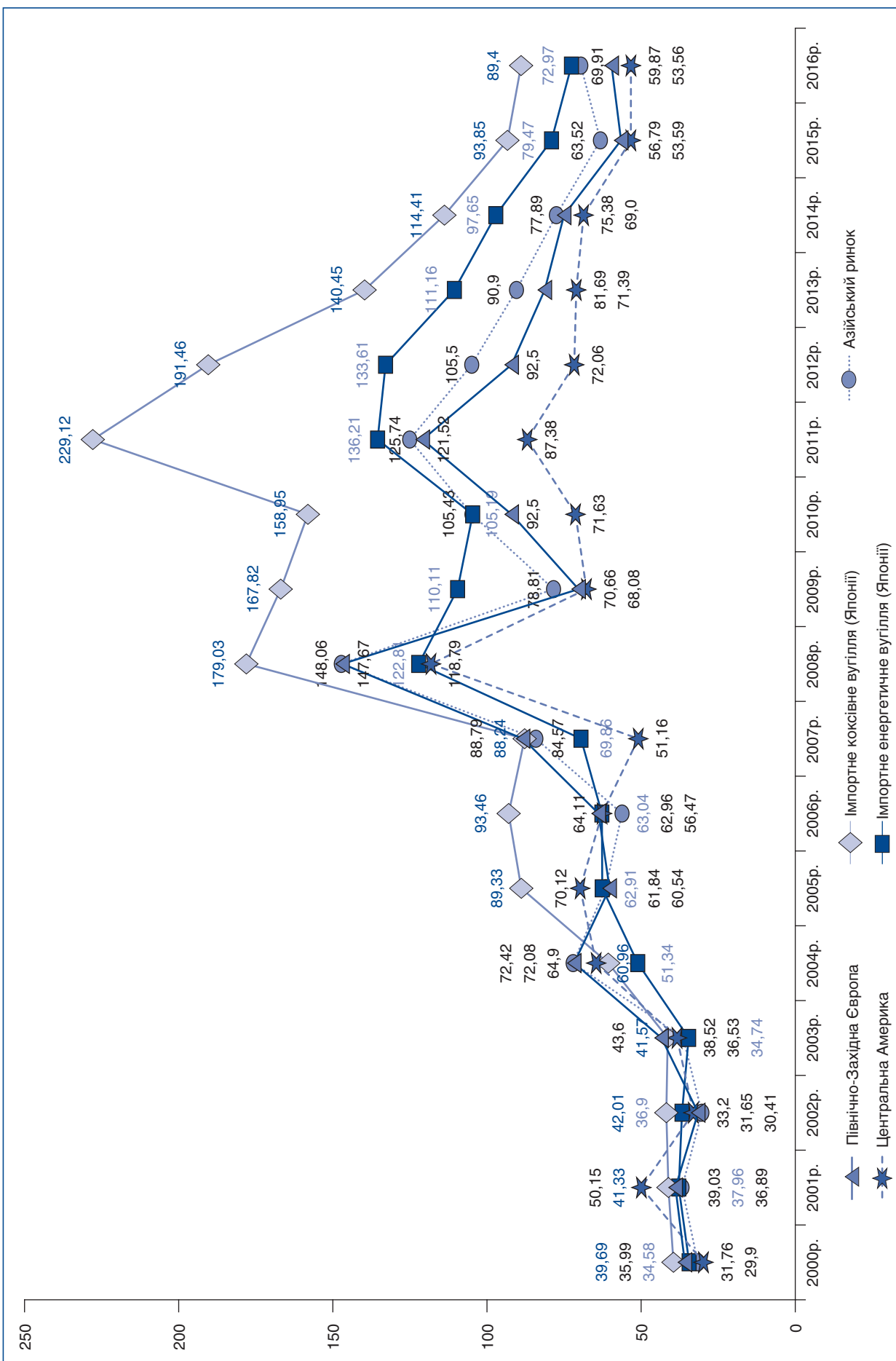
Головні маршрути та орієнтовні ціни постачання енергетичного вугілля станом на грудень 2017р.



¹³ Джерело: BP Statistical Review of World Energy, June 2017 – <https://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/statistical-review-2017/bp-statistical-review-of-world-energy-2017-full-report.pdf>

¹⁴ Детальніше див.: Енергетична галузь України: підсумки 2016р. – Центр Разумкова, 2017, с.65-67

Ціни на вугільних біржах світу, \$/т

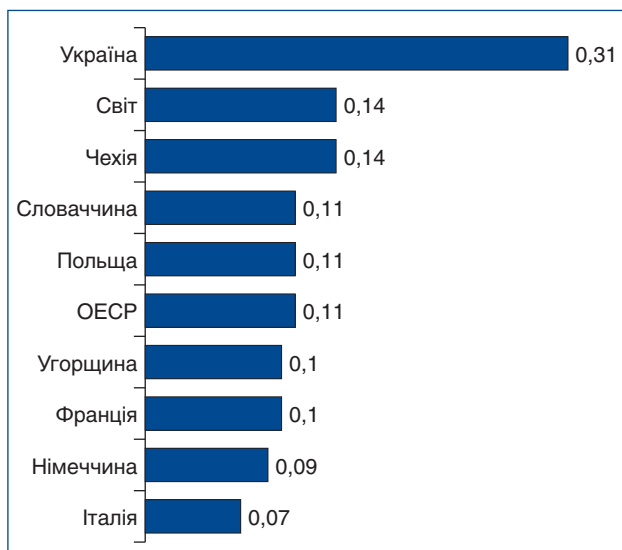


3,3% на рік. Проте, вони й надалі залишаються енергетично найбіднішими у світі.

На відміну від країн, що розвиваються країни ОЕСР загалом майже не збільшили обсяги генерації за останні 10 років, а у країнах ЄС виробництво електроенергії скоротилося на 127 млрд. кВт-год або на 3,8%. Особливо істотне зниження було у Литві, Бельгії, Великій Британії та Данії. Більш відчутне скорочення генерації ніж у ЄС спостерігалось у Японії, яка вже декілька десятиліть після періоду бурного зростання ВВП переживає значні економічні проблеми.

В Україні за останнє десятиліття виробництво електроенергії відчутно знизилось – зі 192,1 до 163,7 млрд. кВт-год/рік або на 14%. І якщо в 2010-2013рр. спостерігалось помірне зростання генерації, то у 2014-2015рр. – її стрімке скорочення. Так, лише у 2015р. виробництво електричної енергії зменшилося на 10,4% порівняно з 2014р., що було викликано сильним зниженням попиту на неї, особливо це стосується промислового сектору. Цей факт, разом зі збереженням одного з найбільших показників енергоємності ВВП у світі (діаграма “Енергоємність ВВП у 2014р. у деяких країнах світу”) – об’єктивне свідчення процесу деіндустріалізації країни, що становить одну із найбільших загроз національній безпеці України. За споживанням електроенергії на душу населення Україна також має помітно нижчий показник порівняно із середнім показником в країнах ЄС¹⁵ (таблиця “Споживання електричної енергії на одного жителя в Україні та ЄС у 2015р.”) що також підтверджує вказану тезу.

**Енергоємність ВВП у 2014р.
у деяких країнах світу,
т н.е./\$**



1.7.1. ЦІНОВИЙ ФАКТОР

У більшості розвинутих країн ОЕСР вже понад 15 років відбувається інтенсивний процес лібералізації ринків електричної енергії. Одним з найважливіших його елементів став розвиток електроенергетичних бірж, що покликані посилити

**Споживання електричної енергії
на одного жителя в Україні та ЄС у 2015р.,
тис. кВт-год./на особу**

Країна	Споживання електричної енергії на душу населення, тис. кВт/на особу
Австрія	7,0
Бельгія	7,2
Болгарія	3,9
Велика Британія	4,6
Греція	4,5
Данія	5,4
Естонія	5,2
Ірландія	5,3
Іспанія	5,0
Італія	4,8
Кіпр	3,5
Латвія	3,2
Літва	3,2
Люксембург	11,0
Мальта	4,9
Нідерланди	6,1
Польща	3,3
Португалія	4,4
Румунія	2,2
Словаччина	4,5
Словенія	6,2
Угорщина	3,7
Фінляндія	14,3
Франція	6,6
Німеччина	6,3
Хорватія	3,6
Чехія	5,1
Швеція	12,8
ЄС-28	6,2
Україна	2,7

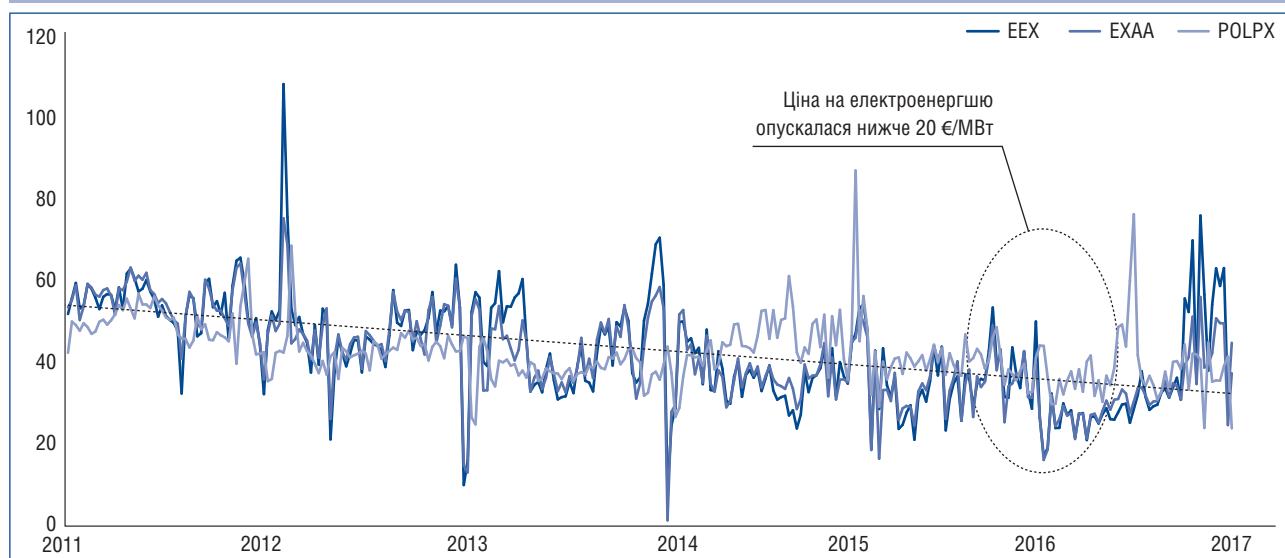
* Джерела даних для розрахунків: Україна: http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/article?art_id=245183431&cat_id=245183225; Країни ЄС: http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/images/thumb/7/78/Electricity_consumption_and_trade%2C_GWh%2C_2015_new.png/459px-Electricity_consumption_and_trade%2C_GWh%2C_2015_new.png; Населення: <https://esa.un.org/unpd/wpp/>

конкуренцію та прозорість в інтересах споживачів. Огляд даних провідних енергетичних бірж Європи – EEX, Німеччина, EXAA, Австрія, POLPX (TGE), Польща (діаграма “Базові ціни на електроенергію на провідних енергетичних біржах Європи”, с.30) – свідчить про поступове зниження цін на електроенергію у 2011-2016рр. з €63/МВт-год до €17/МВт-год (в окремі проміжки часу у першому півріччі 2016р.)¹⁶.

¹⁵ Джерело: European Commission – Eurostat statistics explained: http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/images/7/78/Electricity_consumption_and_trade%2C_GWh%2C_2015_new.png

¹⁶ Енергетична галузь України: підсумки 2016р. – Центр Разумкова, 2017, с.90

Базові ціни на електроенергію на провідних енергетичних біржах Європи, €/МВт-год.



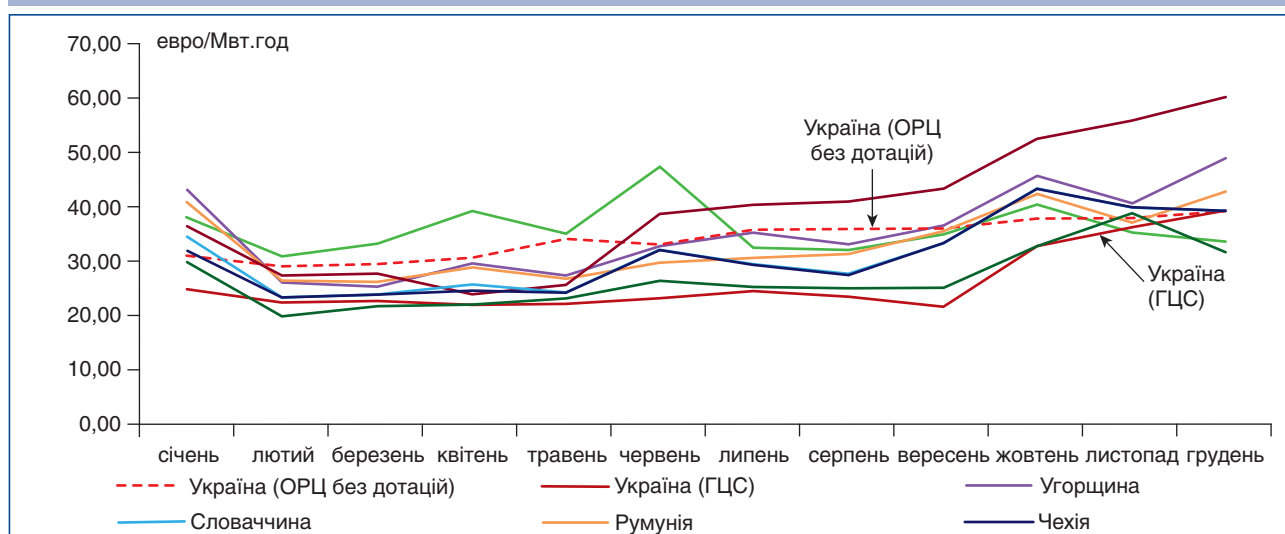
Графік коливання цін також підкреслює їх високий рівень волатильності. Зниження цін на електроенергію на європейських енергетичних ринках обумовлена падінням вартості палива та посиленням конкуренції. Водночас, починаючи з травня 2016р., ціни стабілізувалися та почався тренд їх поступового зростання.

Специфікою українського ринку є те, що оптові ціни на ньому формуються як середньозважена величина вартості закупівлі електричної енергії від усіх виробників, що продають електричну енергію в ОРЕ з урахуванням тарифу на передачу, витрат на забезпечення функціонування ОРЕ та додаткових загальнодержавних витрат. Вказана модель, на сьогодні, вже є абсолютно застарілою й далекою від ринкових принципів, що характерні для країн ОЕСР. Ще одна специфічна риса українського ринку – висока ціна в ОРЕ, яку можна зіставити з цінами на

електричну енергію на європейських ринках та набагато нижчий тариф для населення порівняно з тим, що діє в країнах ЄС¹⁷ (діаграми “Середньомісячні ціни на електроенергію на енергетичних біржах Європи у 2016 р.”, “Кінцеві ціни для побутових споживачів у країнах Європи” та “Кінцеві ціни для промислових споживачів у країнах Європи”).

Як бачимо, українські побутові споживачі у 2016р. мали найнижчий тариф порівняно з іншими європейськими країнами – приблизно у 3,5 рази менший від середньоєвропейського рівня. Тобто, офіційна статистика ЄС повністю заперечує тезу деяких українських експертів і політиків про те, що населення України оплачує “надприбутки” генерації та вугледобувних підприємств шляхом застосування, так званої, цінової моделі “Роттердам плюс”. Разом з тим, слід відзначити, що усунення цінових диспропорцій та здійснення

Середньомісячні ціни на електроенергію на енергетичних біржах Європи у 2016р.

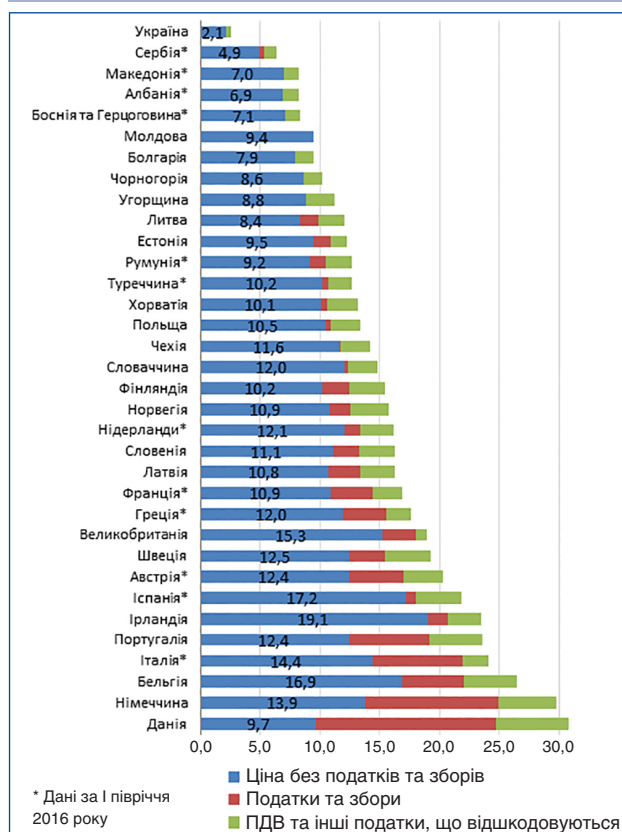


Ціни для України визначені у євро (за офіційним курсом гривні до євро (середній курс за відповідний місяць)).

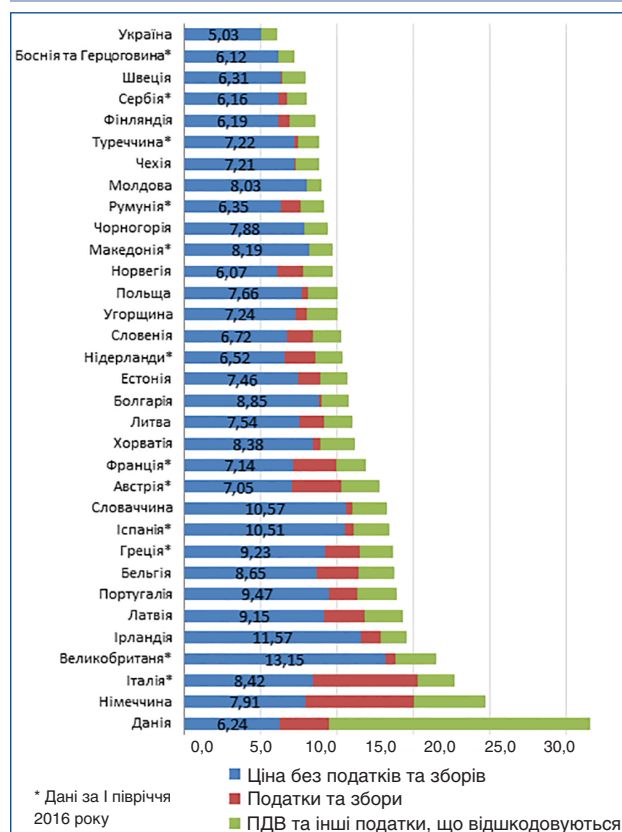
Джерело: дані NUPX, OPCOM, TGE, NordPool, OMIЕ.

¹⁷ Джерела: Звіт про результати діяльності Національної комісії що здійснює регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, у 2016р. – НКРЕКП, Київ, 2017, <http://www.nerc.gov.ua> та Євростат (European Statistical Office, Eurostat), березень 2017р. – <http://ec.europa.eu/eurostat>

Кінцеві ціни для побутових споживачів, євроцент/кВт·год



Кінцеві ціни для промислових споживачів, євроцент/кВт·год



переходу до ліберального ринку електричної енергії за принципами Третього енергетичного пакету залежатиме від ефективності імплементації прийнятого у квітні 2017р. Закону України “Про ринок електричної енергії”. Він передбачає, зокрема, запуск функціонування всіх сегментів ринку: ринок двосторонніх договорів; ринок “на добу наперед”; внутрішньодобовий ринок; балансуєчий ринок; ринок допоміжних послуг.

1.8. ВІДНОВЛЮВАНА ЕНЕРГЕТИКА

Затвердження Паризької кліматичної угоди, що передбачає утримання підвищення середньої світової температури у межах 2°C стало знаковою подією для майбутнього розвитку відновлюваної енергетики у світі. Близько 150 країн через кліматичні зобов'язання (*Intended Nationally Determined Contributions*) визначили розвиток ВДЕ одним із головних пріоритетів своєї енергетичної політики. Також доцільно виділити прийняття у вересні 2015р. на 70-й сесії ООН нову концепцію “Трансформація нашого світу: 2030 порядок денний сталого розвитку”, якою передбачено подвоєння частки ВДЕ у світовому енергобалансі¹⁸.

На сьогодні, понад 1,2 млрд. людей (або 16% від усього населення світу) живуть без доступу до електричної енергії. Більшість з них проживають у регіонах прилеглих до пустині Сахара у Африці та Океанії¹⁹.

Відновлювані джерела енергії – це найефективніший засіб справитися з енергетичною бідністю, оскільки вони можуть бути ефективно застосовані на регіональному та місцевих рівнях використовуючи локальні переваги, насамперед, енергії сонця, вітру та біопалива без будівництва додаткових високовольтних мереж.

Усвідомлення людством зв'язку свого подальшого існування від стану навколишнього середовища, постійне підвищення технологічного рівня генерації та зниження собівартості виробництва енергії з ВДЕ – ті фактори що зробили даний вид отримання енергії в останнє десятиліття таким, що розвивався найбільшими темпами порівняно з усіма іншими типами генерації. Так у 2006-2016рр. споживання енергії з використанням ВДЕ у світі зросло з 93,2 млн. т н.е. до 419,6 млн. т н.е. або у 4,5 рази²⁰ (таблиця “Світове споживання енергії, отриманої з ВДЕ”, с.32-33). Історичної віхою для світової енергетики став 2015р. коли загальний глобальний річний приріст потужностей у відновлюваній енергетиці перевищив аналогічний показник традиційної генерації, що підкреслює її конкурентоспроможність. На вітрові та сонячні електростанції припало близько 77% усіх нових потужностей ВДЕ²¹. У період з 2007р. по 2015р. частка ВДЕ у встановлених енергетичних потужностях та у виробництві енергії у світі зросла вдвічі (діаграма “Динаміка розвитку відновлювальних джерел енергії у світі”, с.33).

¹⁸ Джерело: Transforming our world: the 2030 Agenda for Sustainable Development – United Nations, <https://sustainabledevelopment.un.org/post2015/transformingourworld>

¹⁹ Renewables 2017 Global Status Report – REN21, http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2017/06/17-8399_GSR_2017_Full_Report_0621_Opt.pdf

²⁰ BP Statistical Review of World Energy, June 2017 – <https://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/statistical-review-2017/bp-statistical-review-of-world-energy-2017-full-report.pdf>

²¹ Глобальні енергетичні тренди скрізь призму інтересів України – Центр Разумкова, 2017, с.44.

Світове споживання енергії, отриманої з ВДЕ, млн т н.е.

Рік Країна (Регіон)	2006			2007			2008			2009			2010			2011		
	Гідро	інші ВДЕ	Всього	Гідро	інші ВДЕ	Всього	Гідро	інші ВДЕ	Всього	Гідро	інші ВДЕ	Всього	Гідро	інші ВДЕ	Всього	Гідро	інші ВДЕ	Всього
США	64,6	22,8	87,4	55,0	24,8	79,8	56,8	29,7	86,5	61,4	33,9	95,4	58,2	39,3	97,5	71,5	45,7	117,2
Всього Північна Америка	151,4	27,0	178,4	144,3	29,4	173,7	151,1	34,1	185,2	151,0	39,2	190,1	146,2	45,5	191,7	164,8	52,5	217,2
Бразилія	78,9	3,4	82,3	84,6	4,2	88,9	83,6	4,7	88,3	88,5	5,4	93,9	91,3	7,6	98,9	96,9	7,9	104,8
Всього Півд. та Центральна Америка	147,8	5,7	153,5	153,1	6,9	160,0	154,0	7,7	161,7	157,9	9,0	166,9	158,7	11,1	169,8	168,5	12,3	180,7
Франція	12,9	1,4	14,3	13,3	1,9	15,2	14,6	2,3	16,9	13,1	2,8	15,9	14,4	3,4	17,9	10,4	4,4	14,8
ФРН	4,5	11,7	16,2	4,8	15,2	20,0	4,6	16,5	21,1	4,3	17,2	21,5	4,7	18,9	23,6	4,0	23,8	27,8
Італія	8,4	3,5	11,8	7,4	3,8	11,2	9,4	4,1	13,5	11,1	4,6	15,7	11,6	5,8	17,4	10,4	8,4	18,8
РФ	39,6	0,1	39,8	40,5	0,1	40,6	37,7	0,1	37,8	39,9	0,1	40,0	38,1	0,1	38,2	37,3	0,1	37,4
Іспанія	5,8	6,2	12,0	6,2	7,2	13,4	5,3	8,7	14,0	6,0	10,7	16,7	9,6	12,5	22,0	6,9	12,6	19,5
Україна	2,9	0,0	2,9	2,3	0,1	2,4	2,6	0,1	2,6	2,7	0,0	2,7	2,9	0,1	3,0	2,4	0,1	2,4
Польща	0,5	0,5	1,0	0,5	0,7	1,2	0,5	1,0	1,5	0,5	1,4	2,0	0,7	1,8	2,5	0,5	2,4	3,0
Велика Британія	1,0	3,1	4,1	1,1	3,3	4,5	1,2	3,8	5,0	1,2	4,5	5,7	0,8	5,0	5,8	1,3	6,5	7,8
Всього Європа та Євразія	178,6	40,4	219,1	179,8	48,1	227,8	183,5	54,4	237,9	184,2	61,2	245,4	197,6	71,0	268,6	178,6	85,7	264,3
Іран	4,2	0,03	4,2	4,1	0,03	4,1	1,7	0,04	1,7	1,5	0,1	1,5	2,2	0,0	2,2	2,4	0,1	2,4
Загалом Близький Схід	6,6	0,0	6,7	6,3	0,0	6,3	3,2	0,1	3,3	2,8	0,1	2,8	4,0	0,1	4,1	4,3	0,1	4,4
Єгипет	2,9	0,1	3,1	3,5	0,2	3,7	3,3	0,2	3,5	2,9	0,3	3,2	3,0	0,3	3,3	2,9	0,4	3,3
Всього Африка	21,9	0,9	22,8	21,4	0,8	22,2	21,9	0,9	22,8	22,3	1,1	23,3	24,4	1,3	25,8	23,7	1,4	25,1
Китай	98,6	2,5	101,1	109,8	3,5	113,3	144,1	6,4	150,5	139,3	11,0	150,3	161,0	15,9	176,9	155,7	22,8	178,5
Індія	25,5	3,3	28,8	27,7	4,0	31,7	26,1	4,8	30,8	24,1	6,3	30,4	24,6	7,2	31,8	29,8	8,8	38,6
Японія	19,9	5,8	25,7	16,9	6,2	23,1	16,8	6,1	22,9	15,6	6,1	21,6	19,7	6,7	26,4	18,3	7,0	25,3
Всього Азійсько-Тихоокеанський регіон	181,2	19,2	200,3	192,9	22,0	214,8	225,5	26,2	251,7	218,5	33,3	251,9	247,7	41,1	288,8	252,5	51,7	304,2
Всього в світі	687,5	93,2	780,7	697,8	107,2	805,0	739,3	123,4	862,6	736,7	143,9	880,5	778,7	170,1	948,8	792,3	203,6	995,9
з них в Європейському Союзі	71,5	39,1	110,6	71,4	46,3	117,7	75,4	52,4	127,9	76,1	58,9	135,0	85,6	68,2	153,8	71,1	82,3	153,4

Світове споживання енергії, отриманої з ВДЕ, млн т н.е.

(продовження)

Країна (Регіон) Рік	2012			2013			2014			2015			2016		
	Гідро	інші ВДЕ	Всього	Гідро	інші ВДЕ	Всього	Гідро	інші ВДЕ	Всього	Гідро	інші ВДЕ	Всього	Гідро	інші ВДЕ	Всього
США	62,0	51,7	113,7	60,3	60,2	120,6	57,9	67,2	125,0	55,8	71,5	127,2	59,2	83,8	143,0
Всього Північна Америка	155,3	59,6	214,8	155,3	69,3	224,6	153,2	77,2	230,5	148,2	83,6	231,9	153,9	97,1	250,9
Бразилія	94,0	9,1	103,1	88,5	10,6	99,1	84,5	13,3	97,8	81,4	16,0	97,4	86,9	19,0	105,9
Всього Півд. та Центральна Америка	165,4	14,1	179,5	160,6	16,4	177,0	154,5	20,2	174,7	152,9	24,0	176,9	156,0	28,2	184,2
Франція	13,5	5,5	19,0	15,9	5,8	21,7	14,1	6,5	20,7	12,3	7,9	20,2	13,5	8,2	21,6
ФРН	5,0	27,2	32,2	5,2	29,0	34,2	4,4	32,1	36,5	4,3	38,1	42,4	4,8	37,9	42,6
Італія	9,5	11,4	20,9	11,9	13,4	25,3	13,2	14,1	27,3	10,3	14,3	24,6	9,3	15,0	24,3
РФ	37,2	0,1	37,3	40,6	0,1	40,7	39,6	0,1	39,7	38,5	0,2	38,6	42,2	0,2	42,4
Іспанія	4,6	15,0	19,7	8,3	16,3	24,6	8,9	16,1	25,0	6,3	15,6	21,9	8,1	15,5	23,6
Україна	2,4	0,2	2,5	3,1	0,3	3,4	1,9	0,4	2,3	1,2	0,4	1,6	1,6	0,3	2,0
Польща	0,5	3,4	3,8	0,6	3,3	3,9	0,5	4,0	4,5	0,4	4,7	5,1	0,5	4,6	5,1
Велика Британія	1,2	8,1	9,3	1,1	11,0	12,1	1,3	13,3	14,6	1,4	17,5	18,9	1,2	17,5	18,7
Всього Європа та Євразія	191,4	101,5	292,8	202,3	114,1	316,4	197,3	123,8	321,1	194,7	141,6	336,3	201,8	144,0	345,8
Іран	2,7	0,1	2,8	3,4	0,1	3,5	3,4	0,1	3,5	4,1	0,1	4,2	2,9	0,1	3,0
Загалом Близький Схід	5,0	0,2	5,2	5,4	0,3	5,7	4,8	0,4	5,2	5,9	0,5	6,4	4,7	0,7	5,5
Єгипет	3,2	0,3	3,5	2,9	0,3	3,2	3,2	0,3	3,5	3,2	0,4	3,6	3,2	0,6	3,8
Всього Африка	25,5	1,4	27,0	26,8	1,7	28,5	28,0	2,7	30,7	26,9	4,2	31,1	25,8	5,0	30,8
Китай	195,2	29,4	224,7	205,8	42,3	248,1	237,8	50,8	288,6	252,2	64,4	316,6	263,1	86,1	349,2
Індія	26,2	10,4	36,6	29,9	11,6	41,5	31,5	12,0	43,4	30,2	12,7	42,9	29,1	16,5	45,6
Японія	17,2	7,7	25,0	17,7	9,3	27,0	18,1	11,8	29,9	19,0	14,8	33,8	18,1	18,8	36,9
Всього Азійсько-Тихоокеанський регіон	289,4	61,8	351,2	308,8	79,0	387,8	341,5	93,0	434,5	354,7	112,7	467,4	368,1	144,5	512,6
Всього в світі	832,1	238,5	1 070,6	859,2	280,7	1 140,0	879,3	317,3	1 196,6	883,2	366,7	1 249,9	910,3	419,6	1 329,9
з них в Європейському Союзі	76,3	97,4	173,7	83,9	109,1	193,0	84,7	118,0	202,8	77,2	134,6	211,8	78,7	135,6	214,3

Динаміка розвитку відновлюваних джерел енергії у світі



Світові інвестиції у відновлювану енергетику демонструють певну динаміку зростання, так у період з 2004 по 2016рр. середньорічний приріст інвестицій склав 12,5% (діаграма “Динаміка інвестицій у відновлювану енергетику в світі”). Абсолютний рекорд було встановлено у 2015р., коли об’єм інвестицій у відновлювальні джерела енергії склав \$349 млрд., у той час, коли світові ціни на нафту перебували на історичному мінімумі.

Наразі, лідируючу позицію з розвитку ВДЕ у світі посідають країни ЄС, що разом споживають майже третину усієї енергії, що генерується у світі за допомогою ВДЕ (таблиці “Виробництво електроенергії в країнах Європейського Союзу та Єврозони” та “Внесок джерел у виробництво енергії в ЄС та в Єврозоні”, діаграми “Встановлені та виведені з експлуатації потужності в ЄС у 2016р.” та “Встановлені та виведені з експлуатації енергетичні потужності в ЄС за період з 2000 до 2016рр.”).

У період 2000-2016рр. в ЄС склалася стійка тенденція до заміщення традиційної генерації (особливо атомної, генерації на мазуті та вугіллі) відновлюваними джерелами енергії. За ці 16 років збудовано близько 256 ГВт потужностей відновлюваної енергетики, та виведено з експлуатації – 15,5 ГВт атомної, 37,3 ГВт – вугільної, 37,6 ГВт – генерації на мазуті.

Водночас, необхідно відмітити надзвичайно потужний розвиток ВДЕ Китаєм, який зміг за попередні 10 років наростити використання “зеленої” енергії у понад 34 рази – до 86,1 млн. т н.е. Це дозволило йому вийти на перше місце у світі споживання енергії з ВДЕ. Очікується, що у найближчі декілька років Китай зможе обігнати ЄС за обсягами виробництва енергії з ВДЕ. До країн, що входять до лідируючої групи споживачів “зеленої” енергії також відносяться: США, Німеччина, Італія, Іспанія, Японія та Індія. Частка загальносвітового споживання енергії з ВДЕ країнами

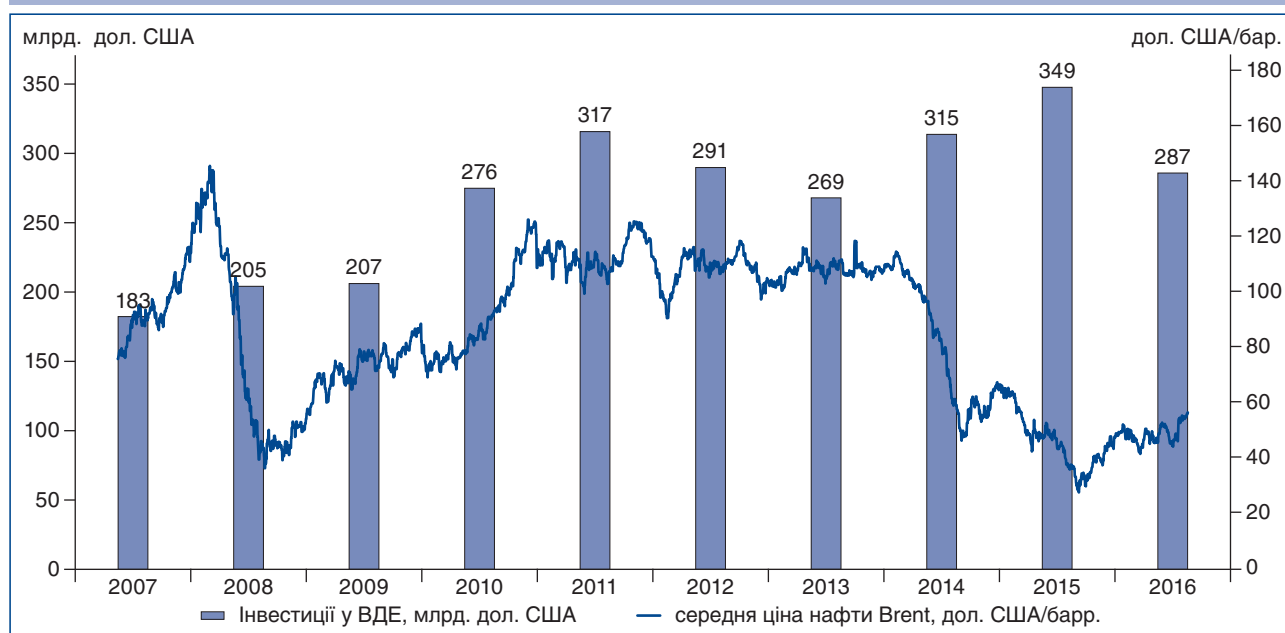
ОЕСР (64,4%) удвічі перевищує показник країн, що розвиваються (35,6%). Однак, аналіз глобальної статистичної інформації надає вагомі підстави стверджувати, що цей розрив буде поступово скорочуватися.

Загальний глобальний приріст потужностей ВДЕ у 2016р. порівняно з 2015р. склав 161 ГВт або майже на 9% й у абсолютних величинах був найбільшим ніж коли небудь. З врахуванням гідроенергетики сумарна встановлена потужність усієї генерації у секторі ВДЕ досягла 2017 ГВт, що становить 30% усієї генеруючої потужності в світі. Найбільший приріст нових потужностей у 2016р. прийшовся на сонячну енергетику – 47%, на вітрову та гідроенергетику припало 34,5% та 15% відповідно. Вітрова генерація складає найбільшу частку в енергобалансі Данії (37,6%), Ірландії (27%), Португалії (24%) та Кіпрі (19,7%). У свою чергу, найбільшу частку сонячної генерації мають Гондурас (9,8%), Італія (7,3%), Греція (7,2%) та Німеччина (6,4%)²².

Частка ВДЕ у загальному виробництві електроенергії у світі в 2016р. становила 24,5% (з урахуванням ГЕС великої потужності), при цьому на гідроенергію припало 16,6%, вітрову енергію – 4%, сонячну енергію – 1,5%, біомасу – 2,0%, геотермальну енергію, енергію океанів та концентровану сонячну енергію – 0,4%²³ (діаграма “Частка ВДЕ у загальному виробництві електроенергії у світі в 2016р.”, с.37).

Сектор відновлюваної енергетики в Україні має непересічне значення для реалізації завдань передбачених ЕСУ-2035. Насамперед, це стосується декарбонізації енергетики, зниження імпортозалежності від поставок палива та оновлення основних фондів галузі. Володіючи величезним потенціалом ВДЕ, що за оцінками становить 68 млн. т н.е., Україна його, наразі, використовує тільки на 5%. Згідно положень ЕСУ-2035, зобов’язань перед Енергетичним співтовариством та завдань “Національного плану дій з відновлюваної енергетики на період

Динаміка інвестицій у відновлювану енергетику в світі



²² Renewables 2017 Global Status Report – REN21, http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2017/06/17-8399_GSR_2017_Full_Report_0621_Opt.pdf

²³ Renewables 2017 Global Status Report – REN21, http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2017/06/17-8399_GSR_2017_Full_Report_0621_Opt.pdf

до 2020р.”. 11% кінцевого споживання в Україні має бути одержано з ВДЕ. Однак, зрозуміло, що це завдання ставилося скоріше з політичних міркувань без об’єктивної оцінки реалістичних інвестиційних можливостей, тому ймовірність його виконання доволі низька.

Станом на 1 січня 2017р., встановлена потужність генерації з використанням ВДЕ, що працює за зеленим тарифом становить 1,12 ГВт (без окупованої території АР Крим). Відновлювана енергетика у 2006р. в Україні була майже відсутня, але після встановлення у 2009р. стимулюючого “зеленого тарифу”

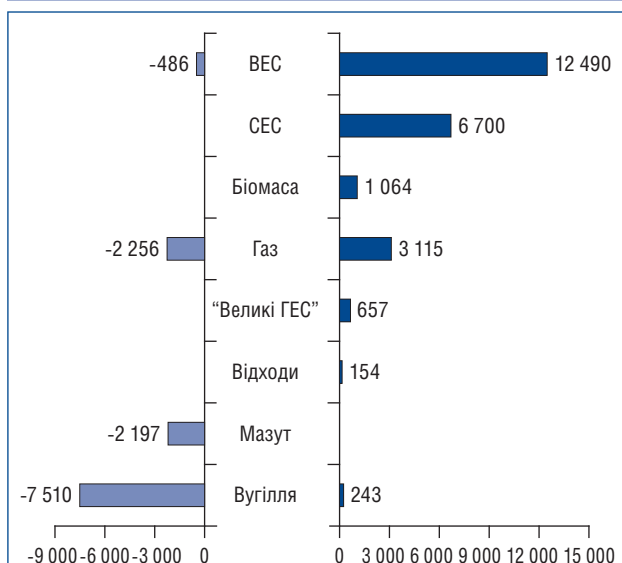
Виробництво електроенергії в країнах Європейського Союзу, ГВт*год

Рік	ЄС-28					Єврозона 19				
	2014	2015	2016	приріст у 2015р. до 2014р., %	приріст у 2016р. до 2015р., %	2014	2015	2016	приріст у 2015р. до 2014р., %	приріст у 2016р. до 2015р., %
Загальне нет виробництво електроенергії, з яких:	3 031 616	3 072 184	3 084 269	1,3	0,4	2 160 604	2 190 336	2 213 707	1,4	1,1
Звичайні термальні (Conventional thermal)	1 441 774	1 476 422	1 498 805	2,4	1,5	954 443	1 003 500	1 023 803	5,1	-5,6
Ядерної	830 839	812 535	796 563	-2,2	-2,0	641 587	628 776	607 678	-2,9	-3,4
Гідро	400 720	365 258	370 661	-8,8	1,5	268 429	246 279	269 079	-14,9	9,3
з яких з ГАЕС (pumped storage)	30 884	29 549	28 795	-4,3	-2,6	25186	23 820	24 002	-5,4	0,8
Вітер	25 1235	29 9463	29 8532	19,2	-0,3	178 124	207 555	210 534	16,5	1,4
Сонце	96 733	106 957	-	10,6	0,0	4 223	5 188	-	22,9	0,0
Геотермальні	5 917	5 098	6 174	4,8	1,2	5 817	6 098	6 174	4,8	1,2
Інші	4 497	5 451	-	21,2	0,0	4 223	5 188	-	22,9	0,0

Внесок джерел у виробництво енергії в ЄС та в Єврозоні, %

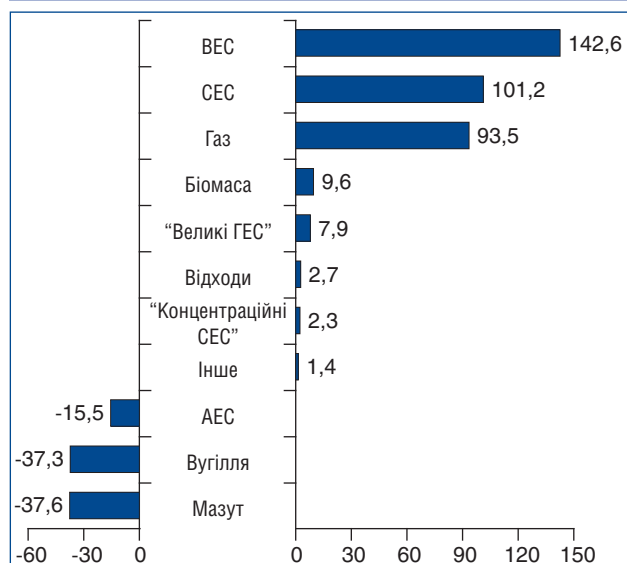
Рік	ЄС-28			Єврозона 19		
	2014	2015	2016	2014	2015	2016
Conventional thermal Звичайні термальні	47,6	48,1	48,6	44,2	45,8	46,2
Ядерної	27,4	26,4	25,8	29,7	28,7	27,5
Гідро	13,2	11,9	12,0	13,4	11,2	12,2
Вітер	8,3	9,7	9,7	8,2	9,5	9,5
Сонце	3,2	3,5	-	4,0	4,2	-
Геотермальні	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3
Інші	0,1	0,2	-	0,2	0,2	-

Встановлені та виведені з експлуатації потужності в ЄС у 2016р., МВт



* Джерело: дані WindEurope

Встановлені та виведені з експлуатації енергетичні потужності в ЄС за період з 2000р. до 2016р., ГВт



* Джерело: дані WindEurope

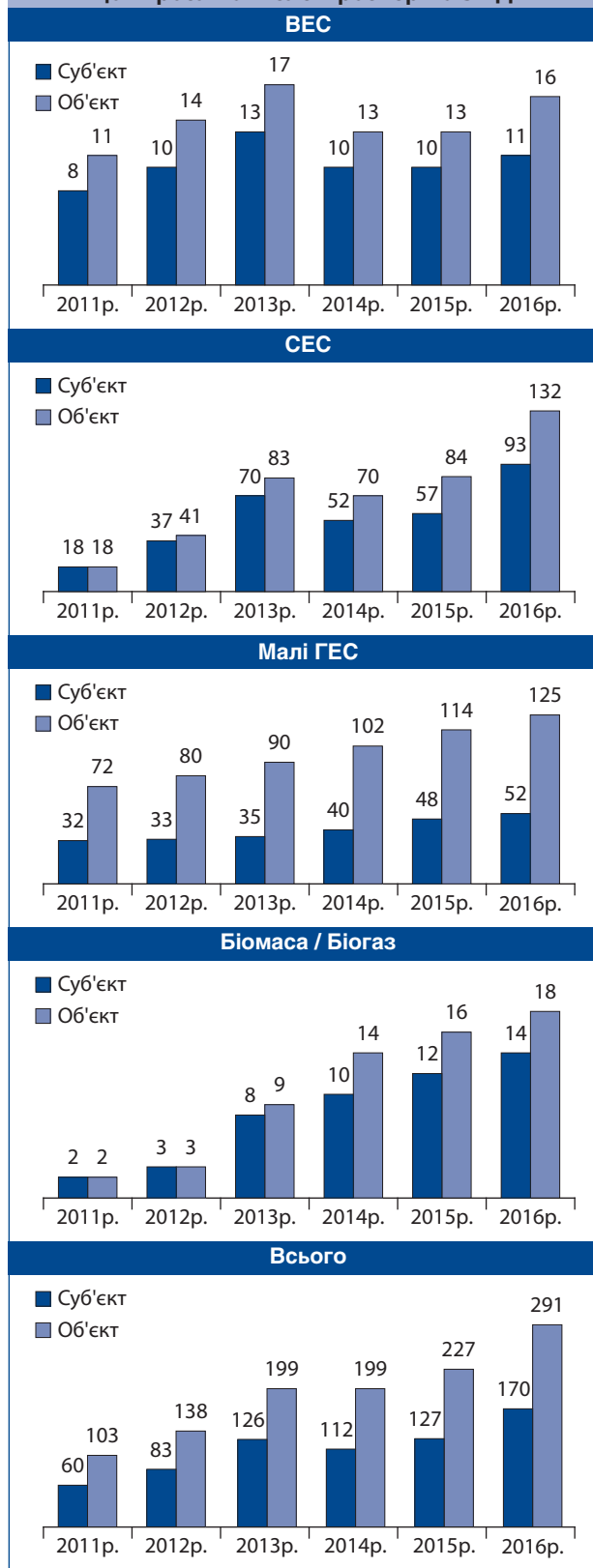
на законодавчому рівні вона почала прискорено розвиватися із середньорічним темпом зростання 31%. У період 2009-2013рр. встановлена потужність об'єктів ВДЕ зросла із 0,13 ГВт до 1,19 ГВт або більше ніж у 9 разів²⁴ (діаграма “Показники встановленої потужності ВДЕ, що працюють за зеленим тарифом у 2009-2016рр.”). На 1 січня 2017р. встановлена потужність об'єктів вітрової та сонячної енергетики становила 968,5 МВт або 86% від загальної потужності ВДЕ²⁵ (діаграма “Структура встановленої потужності об'єктів ВДЕ в Україні що працюють за “зеленим” тарифом, станом на 1 січня 2017р.”).

У зв'язку з військовою агресією РФ, у 2014-2015рр. нові потужності ВДЕ майже не вводилися, а навпаки Україною було втрачено 407 МВт потужностей сонячних електростанцій в АР Крим. Натомість, у 2016р. економічна ситуація дещо поліпшилася, що дозволило збудувати у цьому році 120,6 МВт нових потужностей. З них найбільше об'єктів сонячної енергетики – 99,1 МВт та вітроенергетики 11,6 МВт. Об'єктів малої гідроенергетики та таких, що виробляють енергію з біомаси та біогазу було збудовано близько 3 МВт кожного. За даними НКРЕКП, станом на кінець 2016р. галузь ВДЕ в Україні налічує вже 170 компаній та 291 об'єкт енергетики (діаграма “Кількість суб'єктів та об'єктів в Україні, що виробляють електроенергію з ВДЕ”). Протягом 2016р. найбільший приріст продемонструвала сонячна енергетика – 47 нових об'єктів електрогенерації.

Незважаючи на стрімке зростання будівництва нових об'єктів ВДЕ в останні 8 років їх роль у виробництві електроенергії залишається не суттєвою – 1 800 МВт-год або 1,3% від усієї виробленої електроенергії в Україні. Ліва частина цього виробництва припадає на ВЕС та СЕС – 920 МВт-год та 492 МВт-год відповідно²⁶.

Слід відзначити, що тарифна політика для ВДЕ на сьогодні має серйозні дефекти, оскільки не відображає світову тенденцію стрімкого падіння цін на електроенергію вироблену з їх використанням. Так, частка ВДЕ у структурі надходжень на ОРЕ, що є похідною від структури ОРИЦ, у понад 3,5 рази перевищує частку електроенергії, що виробляється за “зеленим тарифом” (діаграма “Структура сумарних надходжень ОРЕ України за видами генерації та окремими статтями витрат/доходів у 2016р., виходячи зі структури ОРИЦ”). Таким чином, українська практика стимулювання розвитку ВДЕ за рахунок високих тарифів на електроенергію з ВДЕ та їх “прив'язки до курсу євро, призвела до зростання середньозваженої оптової ціни електричної енергії, що може оцінюватися як негативний фактор, який стримує зростання попиту на електроенергію у цілому в країні й, у підсумку, знижує інвестиційну привабливість інвестицій у будівництво нових потужностей електрогенерації.

Кількість суб'єктів та об'єктів в Україні, що виробляють електроенергію з ВДЕ

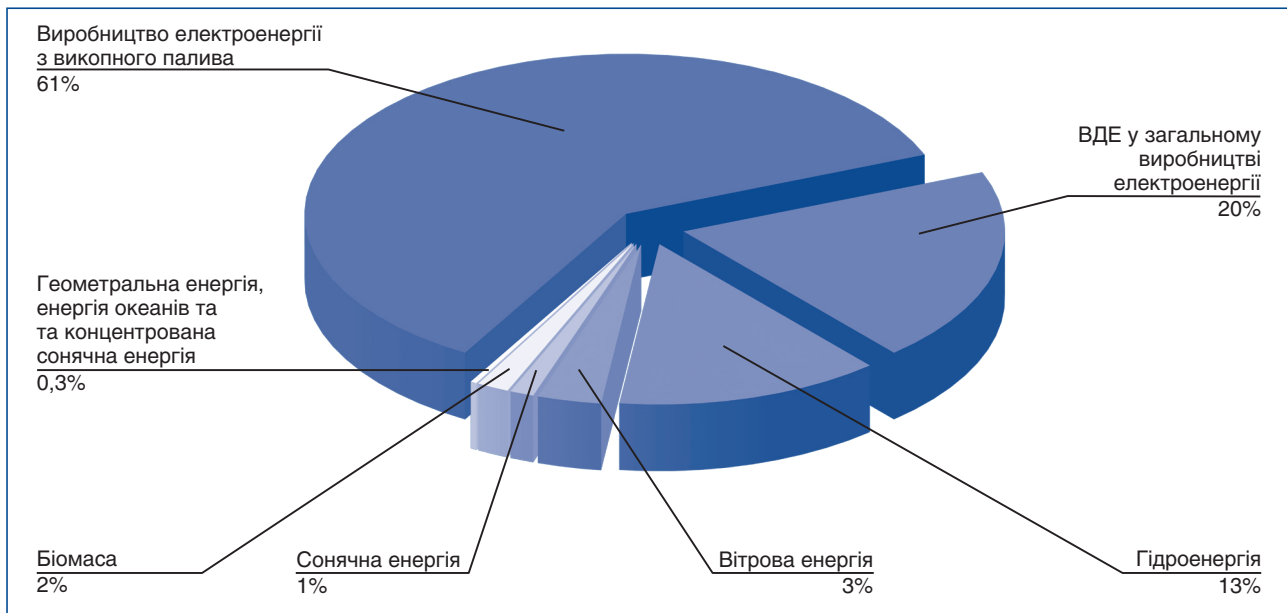


²⁴ Розвиток відновлюваних джерел енергії в Україні – Мінрегіон, SlovakAID, UNDP Ukraine, 2017, с.14, <http://energymagazine.com.ua/wp-content/uploads/2017/03/Rozvitok-VDE-v-Ukrai-ni.pdf>

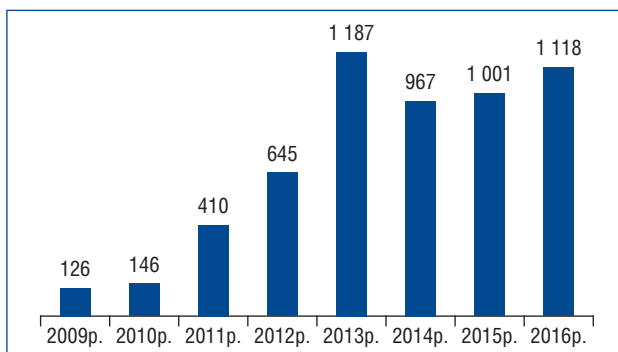
²⁵ Статистичні дані щодо потужності та обсягів виробництва електроенергії об'єктами відновлюваної електроенергетики, які працюють за “зеленим” тарифом (станом на 01.01.2017 р.) – Держенергоєфективності, <http://saee.gov.ua/uk/content/informatsiyni-materialy>

²⁶ Звіт про результати діяльності Національної комісії що здійснює регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, у 2016р. – НКРЕ КП, Київ, 2017, <http://www.nerc.gov.ua/>

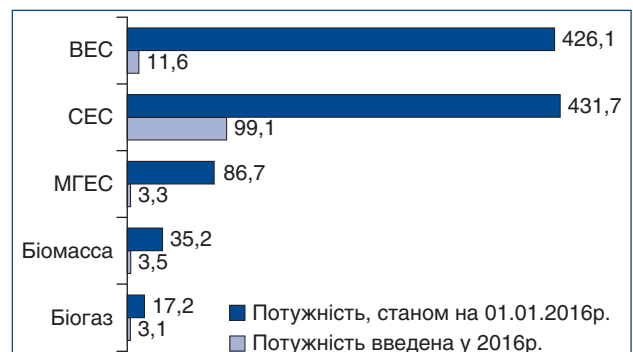
Частка ВДЕ у загальному виробництві електроенергії у світі в 2016р.



Показники встановленої потужності ВДЕ, що працюють за "зеленим" тарифом у 2009-2016рр., МВт

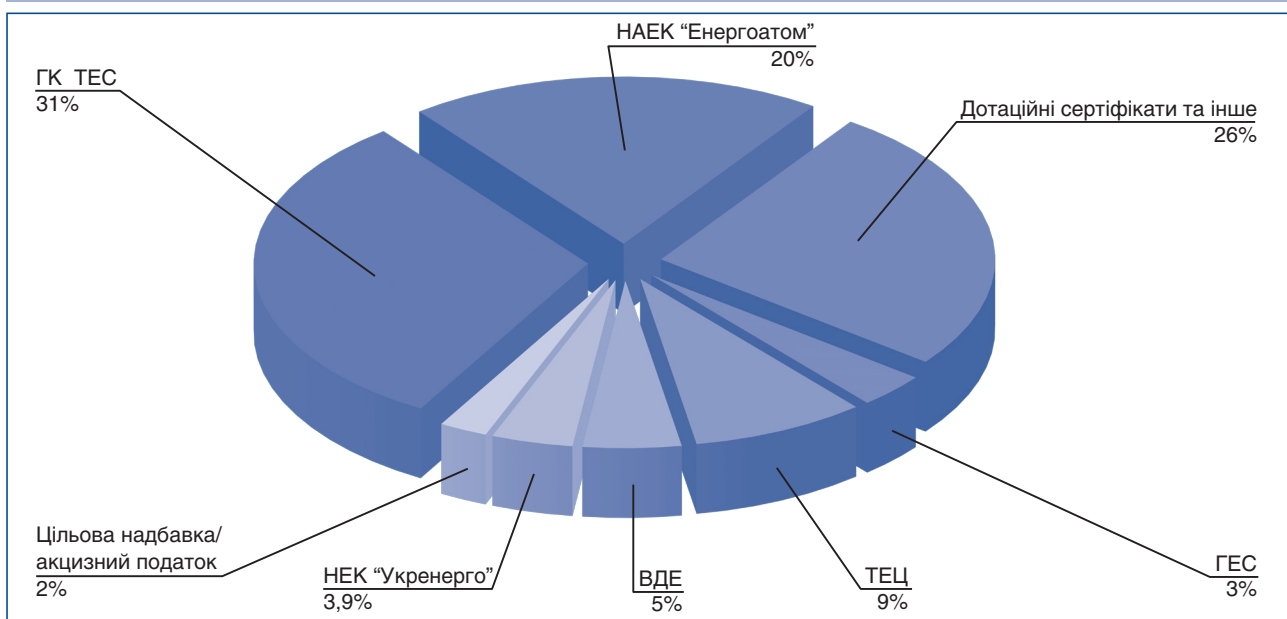


Структура встановленої потужності об'єктів ВДЕ в Україні що працюють за "зеленим" тарифом, станом на 1 січня 2017р., МВт



* Дані за 2014-2016рр. представлені без урахування АР Крим та зони АТО.
Джерело: НКРЕКП, ДАЕЕ.

Структура сумарних знаходжень ОРЕ України за видами генерації та окремими статтями витрат/доходів у 2016р., виходячи зі структури ОРЦ



2. ПРОГНОЗ РОЗВИТКУ СВІТОВОЇ ЕНЕРГЕТИКИ НА ПЕРІОД до 2035р. ТА ПОДАЛЬШІ РОКИ

2.1. ОСНОВНІ ЧИННИКИ РОЗВИТКУ СВІТОВОЇ ЕНЕРГЕТИКИ

Довгостроковий прогноз для світової енергетики базується на аналізі основних трендів її розвитку, а також на оцінках й припущеннях щодо формування сучасної глобальної політики декарбонізації, впровадження нових технологій та змін в соціально-економічних процесах. Водночас, слід враховувати певні невизначеності, що з'являються у процесі трансформації енергетики, які, насамперед, пов'язані: з темпами розвитку науково-технічного прогресу; проникненням альтернативних джерел енергії; мобільною революцією; діджиталізацією та децентралізацією сектору енергетики.

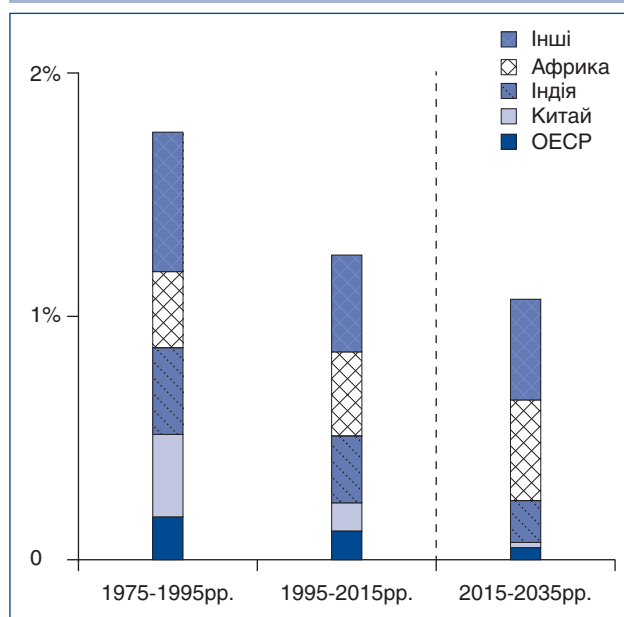
Протягом наступних 20 років світовий енергетичний сектор зазнає радикальних перетворень. Очікується, що попит на енергію на зростаючих ринках країн що розвиваються перевищить попит розвинутих країн, а енергетичний мікст суттєво зміниться під впливом зростання конкурентоздатності “зеленої” енергетики та технологічних досягнень. Зусилля більшості країн світу із забезпечення декарбонізації енергетики призведуть до того, що частка приросту споживання “чистої” енергетики (ВДЕ, гідроенергетика, атомна енергетика) до 2035р. становитиме 50% від приросту використання усіх джерел енергії.

Найбільшим викликом для світової енергетики стане необхідність досягнення цілей визначених Паризькою кліматичною угодою з одночасним задоволенням зростаючого глобального попиту на енергію, що прогнозовано збільшуватиметься у наступні двадцять років з середньорічним темпом 1,3%²⁷. Це є значно меншим показником порівняно з тим, що спостерігався у 1995-2015рр. на рівні 2,2%. Головним чином зростання попиту забезпечуватимуть Китай, Індія, Бразилія, країни Близького Сходу та Африки (діаграма “*Темпи зростання чисельності населення за регіонами*”). Китай залишатиметься до 2030р. лідером у збільшенні світового попиту на енергію, проте, наприкінці прогнозного періоду передбачається, що цей азіатський гігант поступиться першим місцем за вказаним показником Індії. Разом Китай та Індія забезпечать більше половини усього росту світового попиту на енергію. Натомість, передбачається, що підвищення попиту на енергію у розвинутих країнах ОЕСР буде ледве помітним (діаграма “*Споживання енергії за регіонами*”).

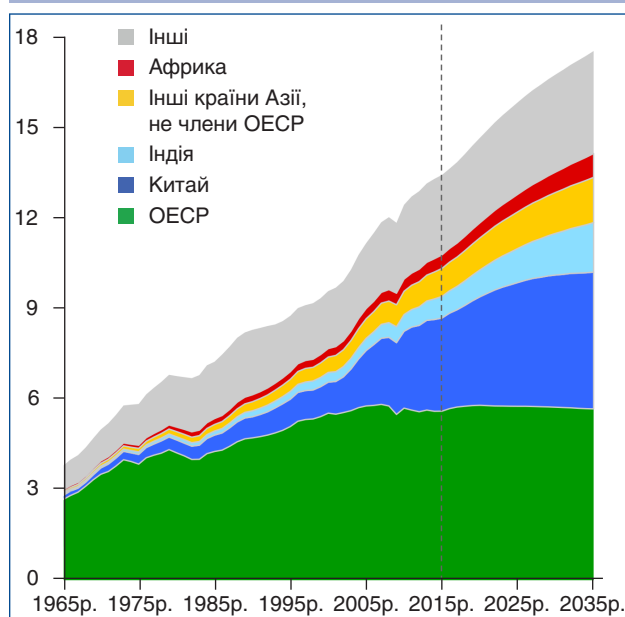
Очікується, що головним соціально-економічними чинниками або драйверами змін попиту на первинну енергію до 2035р. будуть наступні:

- подвоєння обсягів світової економіки за паритетом купівельної спроможності, очікуються середньорічні темпи зростання 3,4% (діаграма “*Збільшення ВВП за регіонами*”);

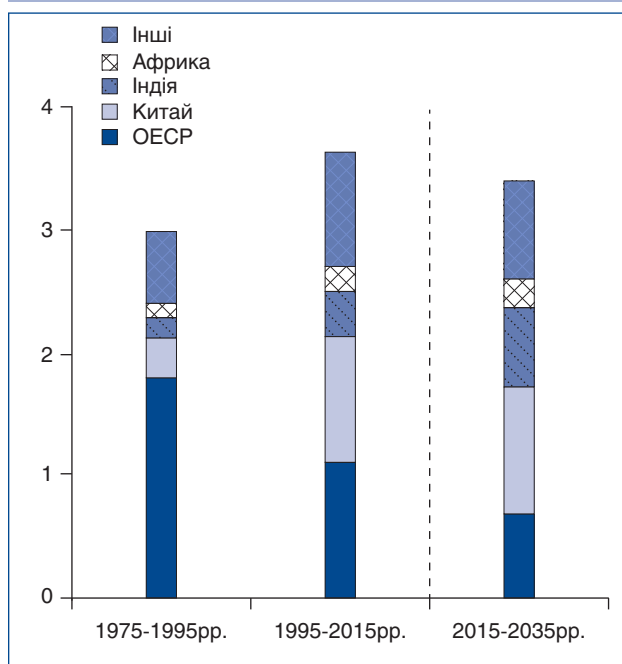
Темпи зростання чисельності населення за регіонами, %



Споживання енергії за регіонами, млрд. т н.е.



²⁷ Прогнозні показники у даному розділі в основному базуються на матеріалах BP Energy Outlook 2017, <https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/energy-outlook-2017/bp-energy-outlook-2017.pdf>

Збільшення ВВП за регіонами,
% за рік

- підвищення продуктивності праці забезпечить на 75% збільшення попиту на енергію, а зростання кількості населення тільки на 25%;
- прогнозоване збільшення кількості населення у світі на 1,5 млрд. осіб – до 8,8 млрд. осіб;
- покращення умов життя для близько 2 млрд. осіб внаслідок підвищення продуктивності праці;

Вимоги декарбонізації стимулюватимуть підвищення ефективності споживання енергії та розвиток ВДЕ, що дозволить забезпечити показник приросту споживання енергії лише на 31% за збільшення світового ВВП удвічі.

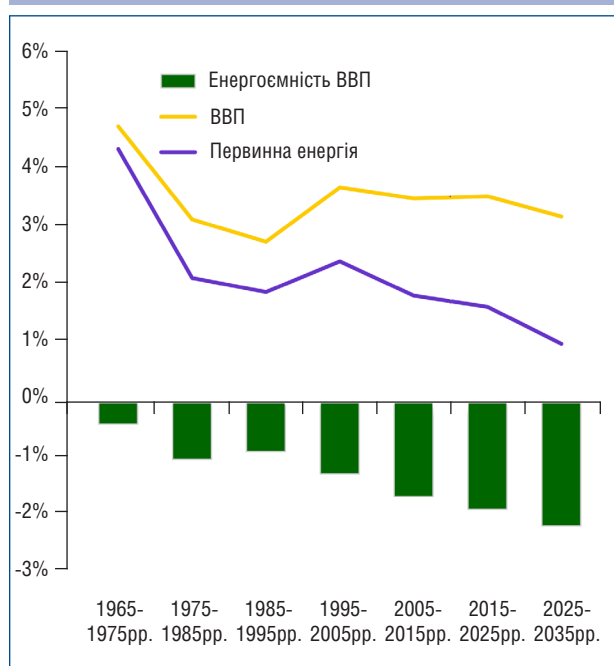
Також прогнозується суттєве підвищення продуктивності праці, як фактору впливу стосовно зростання попиту на енергоносії. Водночас, роль демографічного чинника помітно послабиться. Це пояснюється з одного боку істотним зниженням середньорічних темпів приросту населення, до менше 1%, а з іншого – суттєвим підвищенням продуктивності праці внаслідок поступового переходу глобальної економіки до більш високого технологічного укладу. Найбільш виразно переважання впливу продуктивності праці на зростання ВВП та використання енергії порівняно з демографією можливо буде відслідкувати на прикладі Африки. Так, цей регіон у період до 2035р. забезпечить половину світового приросту населення, проте частка Африки у збільшенні світового ВВП й енергетичного попиту не перевищить 10%. Також передбачається, що після 2035р. роль Африки у світовій енергетиці значно посилиться через синергетичний ефект – велику кількість населення у сукупності зі зростанням продуктивності праці.

Один із ключових трендів, що стосується зміни світового попиту на енергоресурси – стабільне скорочення середньорічних темпів енергоємності ВВП. Так, порівняно з 1985-1995рр. даний показник у прогностичному періоді знизиться удвічі – до 2% на рік (діаграма “Зростання ВВП та первинної енергії”).

Згідно із прогнозом *BP Energy Outlook 2017*, незважаючи на те, що невикопні види палива забезпечать половину приросту попиту на енергію у 2015-2035рр., однак нафта, газ та вугілля залишатимуться головними джерелами енергії – їх частка зменшившись у наступні 20 років на 7% й становитиме 78% усього світового споживання.

Серед видів викопного палива тільки природний газ збільшить свою частку в енергетичному балансі (до 25%) за рахунок доволі високого середньорічного зростання на 1,6%. Це дозволить йому до 2035р. випередити на 1% вугілля та за показником споживання стати другим за значенням після нафти енергоносієм, що використовується світовою економікою. Темпи зростання попиту на нафту очікуються більш помірними – 0,7% на рік, що призведе до скорочення її частки у світовому енергетичному міксті з 32% до 29%. **Найбільш суттєва зміна тренду для викопного палива передбачається для вугілля, адже збільшення його споживання в останні двадцять років в середньому на 2,7% на рік зміниться середньорічним падінням на 0,2%.** У результаті частка вугілля у світовому попиту на енергоресурси скоротиться з 29% до 24%.

Револьюційні зміни очікуються у секторі ВДЕ, оскільки їх споживання зросте у прогностичний період з 439 млн. т н.е. до 1 715 млн. т н.е., або майже вчетверо (середньорічний темп зростання – 7,1%). Водночас, частка ВДЕ у світовому енергетичному попиту збільшиться з 3% до 10%. Найбільш стабільний показник розвитку демонструватиме сектор гідроенергетики. Його частка в загальносвітовому енергетичному попиту залишатиметься незмінною на рівні 7% за номінального збільшення споживання гідроенергії з 893 до 1 272 млн. т н.е., або на 43%. Разом з тим, слід підкреслити, що роль ядерної енергетики у справі боротьби із зміною клімату у наступні 20 років підвищуватиметься. Використання цього джерела енергії зросте на 344 млн. т н.е., або на 60%, що дозволить наростити його частку в світовому споживанні первинної енергії до 5%.

Зростання ВВП та первинної енергії
% за рік

Аналіз прогнозу *BP Energy Outlook 2017* з трансформації структури глобального споживання первинної енергії за джерелами до 2035р. ґрунтується на опрацюванні великого обсягу статистичної інформації з авторитетних джерел²⁸. Також даний аналіз підтвердив, що прогноз *BP Energy Outlook 2017* (діаграма “Прогноз споживання первинної енергії до 2035р.”) в цілому узгоджується з основними трендами розвитку світової енергетики, що сформувалися в останнє десятиріччя. Однак, слід враховувати, що однієї з найбільших нафтогазових компаній світу, якою є *British Petroleum (BP)* важко залишатися повністю об’єктивною через її природно зацікавленість у зростанні попиту на ринках нафти та газу. Крім того, базовий прогноз BP є достатньо консервативним з точки зору розвитку ВДЕ, оскільки необхідність дотримуватися положень Паризької кліматичної угоди та науково-технічний прогрес матимуть більш серйозний вплив на стимулювання нарощування частки чистої енергії у світовому енергобалансі. Тому, нижче наводиться скорегований довгостроковий прогноз *BP Energy Outlook 2017* з урахування вищезазначених чинників.

У період до 2035р. споживання первинної енергії відповідно до вказаного скорегованого прогнозу у світі збільшиться з 13,15 млрд. т н.е. у 2015р. до 17,16 млрд. т н.е. або на 31% (таблиця “Ключові показники прогнозного глобального енергетичного балансу до 2035р.”). Згідно даним прогнозом, частка споживання нафти в глобальному міксті скоротиться у період 2015–2035рр. з 32% до 27%, а частка

вугілля з 29% до 22%. Натомість, частка ВДЕ більш суттєво зросте порівняно з прогнозом *BP Energy Outlook 2017* – з 3% до 14%. Якщо оцінювати показник збільшення ВДЕ у кількісному вимірі, то він підвищиться з 439 млн. т н.е. до 2400 т н.е. або у 5,5 разів. Таким чином, прогнозується, що загальна частка викопного палива в світовому енергетичному міксті зменшиться з 85% у 2015р. до 74% у 2035р. Це має стати вагомим внеском світової спільноти у боротьбі зі зміною клімату.

Суттєві зміни також передбачаються у структурі споживання первинної енергії, особливо це стосується сектору виробництва енергії та індустрії. Так, якщо частка використання енергоносіїв для виробництва електричної енергії та тепла збільшиться із 42% до 47%, то в індустрії вона знизиться з 24% до 21%.

2.2. ДЕКАРБОНІЗАЦІЯ СВІТОВОЇ ЕНЕРГЕТИКИ ТА ІНВЕСТИЦІЙНІ ПРОГНОЗИ ДО 2035р.

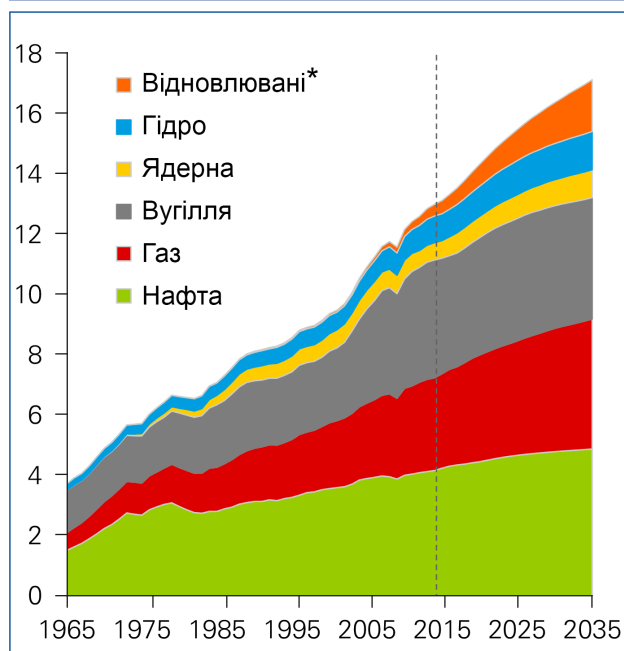
У прогнозованому аналітичному огляді Міжнародного енергетичного агентства (МЕА) *WEO-2014* представлено глобальні сценарії розвитку світової енергетики: сценарій Нової політики (*New Policies Scenario*), Низьковуглецевий сценарій 450 (*450 Scenario*)²⁹. Відповідно до цих сценаріїв прогнозовані обсяги інвестицій в розвиток світової енергетики порівняно з періодом 2000–2013рр. зростуть: до 2035р. – у 1,72 рази. Сукупний обсяг інвестицій у світову енергетику прогнозується в обсязі близько \$48 трлн., у т.ч. понад \$39 трлн. – в енергозабезпечення та понад \$8 трлн. – на реалізацію енергоефективних технологій³⁰ (таблиця “Прогноз інвестицій у світову енергетику до 2035р.”, с.43–45). Пріоритетними напрямками інвестицій в енергоефективність визначено транспортну сферу та сектор будівництва – до них буде спрямовано понад 90% обсягів інвестицій, що передбачені в енергоефективність. Водночас, МЕА у своїх прогнозах із виконання цілей декарбонізації, особливо велику роль приділяє інвестиціям в електроенергетику, що за сценарієм Нової політики прогнозовано становитимуть близько \$16,4 трлн., або 40% сумарних інвестицій у енергозабезпечення, а за Низьковуглецевим сценарієм 450 – \$19,3 трлн., або 49% усіх інвестицій у енергозабезпечення.

Необхідно також відзначити, що із загального обсягу інвестицій у розвиток систем постачання енергії на розвиток ВДЕ прогнозується спрямувати \$5,9 трлн. за сценарієм Нової політики та \$8,8 трлн. – за Низьковуглецевим сценарієм 450.

У спеціальному прогнозі МЕА (2015р.) “Енергетика та зміна клімату” визначено пріоритети інвестиційної діяльності для вирішення проблеми декарбонізації економічного розвитку світової економіки на довгостроковий період, зокрема, це такі:

- підвищення енергоефективності в секторах промисловості, будівель і транспорту;
- збільшення інвестицій в розвиток ВДЕ;

Прогноз споживання первинної енергії до 2035р., млрд. т н.е.



²⁸ Джерела: BP Statistical Review of World Energy, London, United Kingdom, June 2017; International Energy Agency, Energy Balances of Non-OECD Countries, Paris, France, 2016; UN Population Division, World Population Prospects: The 2015 Revision, New York, United States, 2016; IEA: International Energy Agency, World Energy Outlook 2016, Paris, France, November 2016; IHS: IHS Energy, Rivalry: the IHS Planning Scenario, July 2016

²⁹ Джерело: World Energy Investment Outlook 2014

³⁰ Основні положення енергетичних стратегій та програм Європейського Союзу щодо розвитку енергетичної сфери в умовах формування загальноєвропейського ринку електроенергії – НПЦР ОЕС України, 2017, с.82

Ключові показники прогнозного глобального енергетичного балансу до 2035 р.

	Споживання (млн. т н.е.)		Частка (%)		Зміна (млн. т н.е.)		Зміна (%)		Річне зростання (%)	
	2015р.	2035р.	2015р.	2035р.	1995- 2015рр.	2015- 2035рр.	1995- 2015рр.	2015- 2035рр.	1995- 2015рр.	2015- 2035рр.
Первинна енергія	13 147	17 327	100	100	4 559	4 180	53	31	2,2	1,3
За видами палива/джерел енергії:										
Нафта	4 257	4 632	32	27	971	375	30	9	1,3	0,7
Газ	3 135	4 319	24	25	1 211	1 184	63	38	2,5	1,6
Вугілля	3 840	3 775	29	22	1 595	-65	71	-2	2,7	-0,15
Ядерна	583	927	4	5	57	344	11	59	0,5	2,3
Гідро	893	1 272	7	7	330	379	59	42	2,3	1,8
Відновлювальні (вітер, сонце, геотермальна, біомаса, біопаливо)	439	2 402	3	14	394	1 963	870	447	12,0	7,1
За секторами:										
Транспорт	2 472	3 052	19	18	898	580	57	24	2,3	1,0
Промисловість	3 117	3 640	24	21	1 060	523	52	17	2,1	0,7
Не паливний сектор (нафтохімія)	817	1 232	6	7	300	415	58	51	2,3	2,1
Будівництво	1 222	1 296	9	7	61	74	5	6	0,3	0,3
Енергогенерація	5 519	8 107	42	47	2 241	2 588	68	47	2,6	1,9

- поетапна ліквідація субсидіювання викопного палива для кінцевих споживачів до 2030р.;
- скорочення викидів метану під час видобування нафти і природного газу;
- скорочення шкідливих викидів на *TEC* за рахунок інвестицій у системи очищення;
- скорочення інвестицій у вуглевидобуток та *TEC*, що працюють на вугіллі та мазуті.

Для того, щоб світ залишився в межах узгодженої на *COP21* мети в межах прогнозованого зростання середньої температури приземного шару атмосферного повітря до 2°C, основи діяльності в області збереження клімату повинні послідовно посилюватися новими кліматичними зобов'язаннями країн світу щодо зниження обсягів викидів у навколишнє середовище.

2.3. ПРОГНОЗИ РОЗВИТКУ ЕНЕРГЕТИКИ до 2035р. ЗА ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ

2.3.1. Нафтовий сектор

Середньорічні темпи зростання попиту на нафту (включно з біопаливом та рідкими вуглеводнями) з боку світової економіки у 2015-2035рр. суттєво уповільняться порівняно з попереднім двадцятиріччям – з 1,1% до 0,7%. Загалом передбачається збільшення попиту на нафту на 15 млн. бар./добу – до 110 млн. бар./добу або на 16%³¹ (діаграма “Прогноз попиту та пропозиції на нафту у світі до 2035р.”, с.42). Проте, увесь приріст попиту припадатиме на ринки, що формуються, оскільки вони потребуватимуть усе більше нафти внаслідок збільшення ВВП та добробуту громадян. Лівову частину цього приросту забезпечать Китай та Індія. Водночас, розвинуті країни ОЕСР продовжать тренд падіння попиту на нафту, що знизиться у прогнозний період на 8 млн. бар./добу.

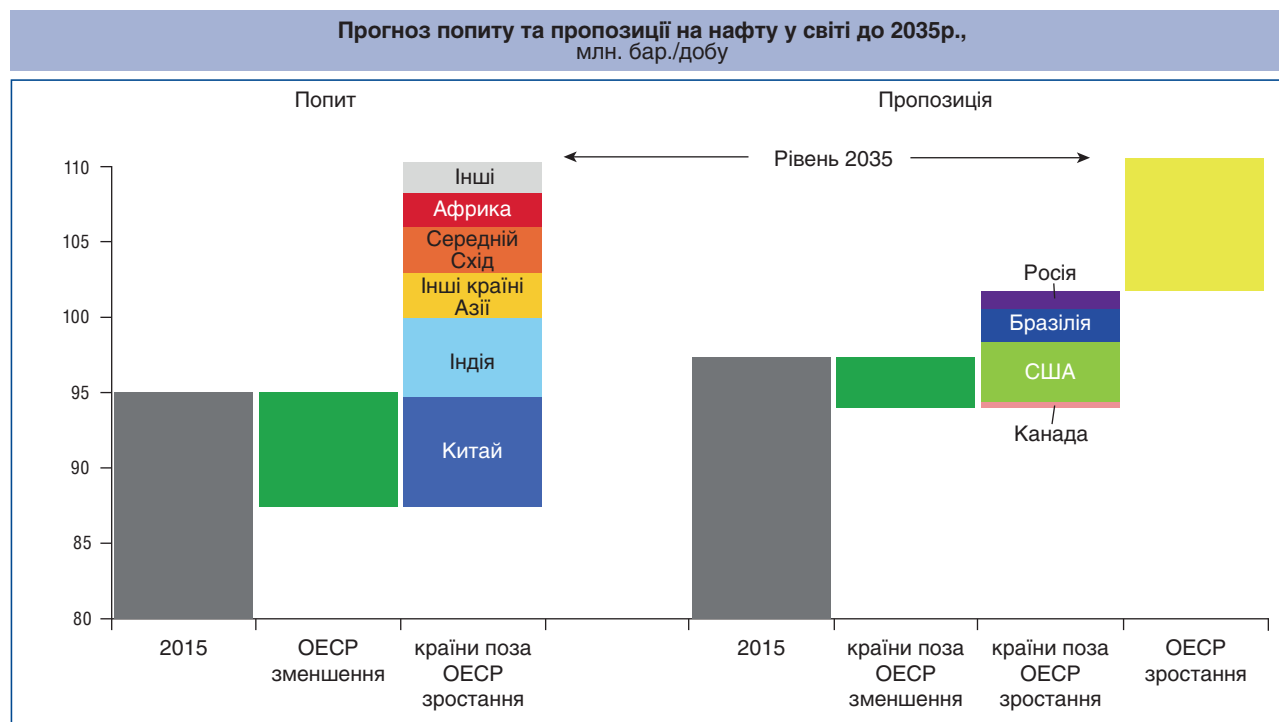
Попит на рідке паливо до 2035р., насамперед, визначатиметься потребами транспорту – його доля у загальному попиті протягом даного періоду залишатиметься на рівні близько 60%. Потреби транспорту підвищать світовий попит на нафту на 10 млн. бар./добу, у тому числі: легкові автомобілі – 4 млн. бар./добу; вантажні машини – 3 млн. бар./добу; морський, залізничний та авіаційний транспорт – 3 млн. бар./добу (діаграма “Прогноз світового попиту на нафту за секторами економіки”, с.42).

Однак, важливо підкреслити, що середньорічні темпи зростання попиту на нафтопродукти у транспортному секторі на світових ринках поступово уповільнюватимуться (з 1 млн. бар./добу до 0,4 млн. бар./добу) внаслідок підвищення енергоефективності та збільшення частки у автопарку транспортних засобів, що використовують електричну енергію, природний газ та біопаливо. Їх частка у прогнозний період у світовому автопарку збільшиться з 7% до 13%. Істотним драйвером зростання світового попиту на нафту також буде непаливне споживання – головним чином нафтохімічна промисловість. Цей чинник створить додатковий попит на нафту на 6 млн.бар./добу.

Світова нафтовидобувна галузь здатна задовільнити глобальне зростання використання нафти у повному обсязі за прийнятними для споживачів цінами. Адже, проблеми із доведеними та прогнозними запасами нафти у світі не існують. Тільки доведені нафтові запаси здатні забезпечувати поточний рівень споживання нафти світовою економікою протягом понад 50 років, а впровадження нових технологій – знизити у багатьох випадках собівартість видобутку.

Найбільш конкурентоспроможний нафтовий сектор мають країни Близького Сходу, США, Канада та

³¹ Згідно прогнозу BP Energy Outlook 2017. Проте згідно базового прогнозу DTEK Energy Outlook 2017 зростання попиту на нафту буде меншим.



Росія, які домінуватимуть на нафтовому ринку у наступні 25 років. При цьому, 70% загальносвітового приросту видобутку забезпечать країни ОПЕК. Очікується, що вони збільшать видобуток у прогностичний період на 9 млн.бар./добу – до 48 млн. бар./добу. У свою чергу країни поза ОПЕК зможуть нарости поставки на світовий ринок тільки на 7,5 млн. бар./добу – США (4 млн. бар./добу), Бразилія (2 млн. бар./добу), Росія (1 млн. бар./добу), Канада (0,5 млн. бар./добу). **Звертає на себе увагу факт динамічного нарощування видобутку нафти США після багатьох років його падіння. Так, “сланцева революція”³² та застосування інноваційних технологій допомогло**

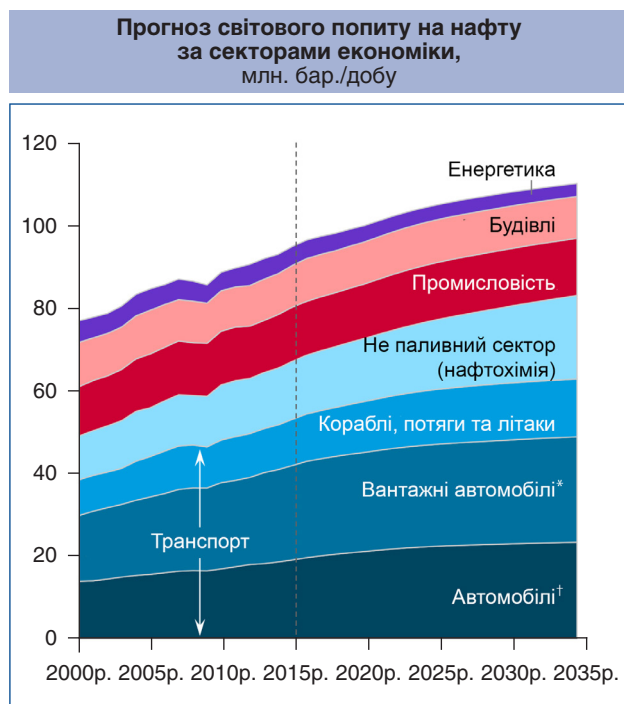
США у період 2006-2016рр. наростити видобуток нафти на 5,5 млн. бар./добу, або на понад 80%. Очікується, що вказана тенденція продовжуватиме розвиватися у наступні 20 років, що дозволить США вважатися світовим лідером з нафто-видобутку.

2.3.2. Газовий сектор

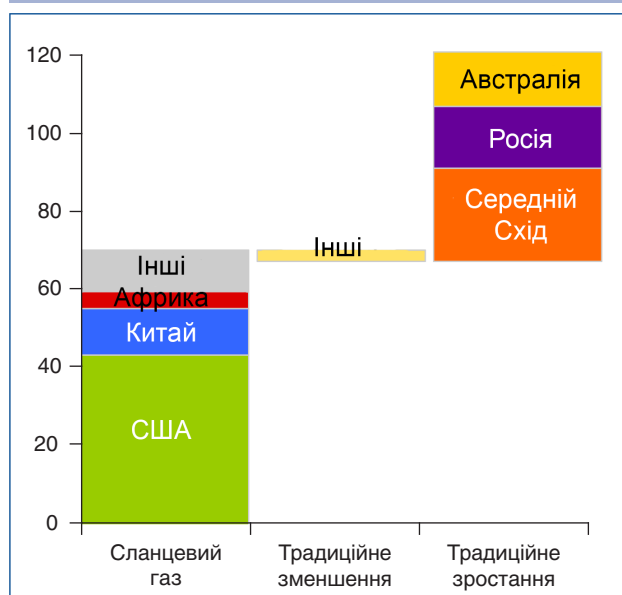
Передбачається, що середньорічні темпи зростання видобутку природного газу перевищуватимуть у понад два рази динаміку збільшення видобутку нафти та увосьмьоро даний показник для вугілля – вони у 2015-2035рр. становитимуть 1,6%. Однак, це у понад два рази менше за темпи приросту що спостерігався попереднє десятиліття. Водночас, “сланцева революція” сприятиме нарощуванню виробництва нетрадиційного газу у середньому на рівні 5,2% на рік.

Головним драйвером зростання видобутку нетрадиційного газу будуть США, що за очікуваннями збільшать його виробництво у прогностичний період вдвічі – до 43 мкф/д або до 516 млрд. м³/рік (діаграма “Збільшення поставок газу у 2015-2035рр.”). Передбачається, що великі обсяги інвестицій у Китаї в освоєння родовищ нетрадиційного газу принесуть свої плоди, що дозволить цій країні посісти друге місце у світі з його виробництва. Проте відставання Китаю від США, що являються піонерами у розробці покладів нетрадиційного газу, буде величезне.

Лідерами з видобутку традиційного газу у світі за прогнозами у 2015-2035рр. будуть країни Середнього Сходу, Росія та Австралія. Ці країни забезпечать найбільший внесок у середньорічні темпи збільшення його видобутку, що становитимуть 0,7% на рік. Розвиток індустріального та енергетичного секторів Китаю будуть головними “локомотивами” збільшення світового попиту на газ. Також, значну роль у збільшенні глобальних обсягів його використання завдяки наявності великих доведених запасів відіграватимуть

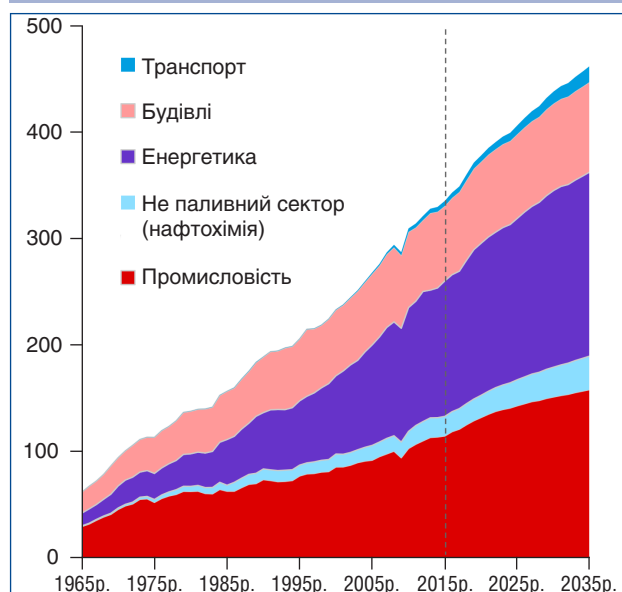


³² Під “сланцевою революцією” мається на увазі вилучення з надр нетрадиційних видів нафти – сланцевої нафти, а також нафти отриманої з бітумних пісків.

Збільшення поставок газу у 2015-2035рр.,
млрд. куб. футів/добу

США та країни Середнього Сходу, що планують скористатися цією своєю конкурентною перевагою, насамперед, у генерації електричної енергії. Лідируючі позиції у загальносвітовому зростанні попиту на газ посідає індустріальний сектор та сектор виробництва електричної енергії – їхня частка у сумарному попиті складатиме, відповідно, 45% та 36%. Також зростатиме, але не так суттєво використання природного газу у побутовому та транспортних секторах (діаграма “Динаміка світового попиту на газ за секторами економіки”).

Суттєве підвищення попиту на ключових світових ринках газу – у Китаї та Європі, згідно прогнозом, не може бути задоволено їх власними ресурсами. Високі

Динаміка світового попиту на газ
за секторами економіки,
млрд. куб. футів/добу**Прогноз інвестицій у світову енергетику до 2035р.,**
млрд. дол. США

	Світ		
	Середньо-річні інвестиції	Сума інвестицій	
		Нова політика	Сценарій 450
	2000-2013рр.	2014-2035рр.	2014-2035рр.
Інвестиції у постачання енергії (млрд. \$ 2012р.)			
Всього постачання енергії	1 230,0	40 165,0	39 387,0
Нафта	427,0	13 671,0	11 062,0
Розвідка та добича	320,0	11 284,0	9 014,0
Транспорт	54,0	986,0	902,0
Переробка	52,0	1 401,0	1 146,0
Природний газ	252,0	8 771,0	7 457,0
Розвідка та добича	152,0	6 138,0	5 135,0
Транспорт	100,0	2 633,0	2 322,0
Вугілля	61,0	1 034,0	690,0
Гірнична справа	31,0	736,0	508,0
Транспорт	30,0	298,0	181,0
Електроенергія	479,0	1 6370,0	19 258,0
Викопні види палива	106,0	2 635,0	2 877,0
Вугілля	55,0	1 528,0	1 918,0
Природний газ	46,0	1 054,0	930,0
Атомна енергетика	8,0	1 061,0	1 722,0
ВДЕ	153,0	5 857,0	8 809,0
БІО	17,0	639,0	892,0
Гідро	52,0	1 507,0	2 097,0
Вітер	43,0	1 989,0	3 027,0
Сонце	37,0	1 276,0	1 724,0
Передавання	48,0	1 787,0	1 586,0
Розподіл	164,0	5 030,0	4 265,0
Біопаливо	10,0	320,0	920,0
Енергоефективність (млрд. \$ 2012р.)			
Всього в енерго-ефективність		8 002,0	13 531,0
Промисловість		739,0	1 371,0
Енергомістка		284,0	529,0
Не енергомістка		455,0	842,0
Транспорт		4 928,0	8 120,0
Дороги		4 496,0	7 267,0
Авіація, навігація та залізниця		432,0	854,0
Будівлі		2 334,0	4 040,0
У цілому енергоефективність та постачання енергії (млрд. \$ 2012р.)			
Загальна сума		48 167,0	52 918,0

* Джерело: World Energy Investment Outlook 2014

Прогноз інвестицій у світову енергетику до 2035р., млрд. дол. США

(продовження)

	ОЕСР			ЄС		
	Середньо-річні інвестиції	Сума інвестицій		Середньо-річні інвестиції	Сума інвестицій	
		Нова політика	Сценарій 450		Нова політика	Сценарій 450
	2000-2013рр.	2014-2035рр.	2014-2035 рр.	2000-2013рр.	2014-2035рр.	2014-2035рр.
Інвестиції у постачання енергії (млрд. \$ 2012р.)						
Всього постачання енергії	500,0	14 494,0	14 883,0	152,0	3214,0	3 528,0
Нафта	129,0	4 645,0	3 840,0	20,0	394,0	358,0
Розвідка та добича	102,0	4 087,0	3 334,0	13,0	242,0	223,0
Транспорт	9,0	124,0	113,0	1,0	15,0	13,0
Переробка	19,0	434,0	393,0	6,0	136,0	122,0
Природний газ	112,0	3 296,0	2 801,0	30,0	531,0	453,0
Розвідка та добича	70,0	2 177,0	1 867,0	12,0	254,0	336,0
Транспорт	42,0	1 119,0	934,0	19,0	276,0	217,0
Вугілля	16,0	250,0	167,0	3,0	19,0	16,0
Гірнична справа	9,0	202,0	131,0	1,0	12,0	9,0
Транспорт	7,0	47,0	36,0	2,0	7,0	7,0
Електроенергія	236,0	6 157,0	7 608,0	96,0	2 227,0	2 566,0
Викопні види палива	44,0	852,0	1046,0	12,0	324,0	161,0
Вугілля	12,0	367,0	676,0	3,0	103,0	76,0
Природний газ	30,0	471,0	422,0	9,0	117,0	82,0
Атомна енергетика	4,0	389,0	643,0	1,0	166,0	242,0
ВДЕ	87,0	2 736,0	3915,0	53,0	1 182,0	1 513,0
БЮ	11,0	371,0	450,0	8,0	160,0	178,0
Гідро	11,0	303,0	446,0	3,0	100,0	147,0
Вітер	29,0	1 112,0	1 600,0	17,0	574,0	727,0
Сонце	33,0	720,0	886,0	23,0	254,0	306,0
Передавання	22,0	546,0	527,0	4,0	139,0	153,0
Розподіл	80,0	1 635,0	1 478,0	26,0	516,0	497,0
Біопаливо	7,0	146,0	467,0	2,0	44,0	136,0
Енергоефективність (млрд. \$ 2012р.)						
Всього в енергоефективність		4 630,0	6 807,0		2470,0	2998,0
Промисловість		219,0	425,0		82,0	154,0
Енергомістка		85,0	196,0		29,0	77,0
Не енергомістка		134,0	229,0		53,0	77,0
Транспорт		2 629,0	3 540,0		1 187,0	1 560,0
Дороги		2 536,0	3 406,0		1 175,0	1 535,0
Авіація, навігація та залізниця		93,0	134,0		13,0	25,0
Будівлі		1 782,0	2 842,0		900,0	1 285,0
У цілому енергоефективність та постачання енергії (млрд. \$ 2012р.)						
Загальна сума		19 124,0	216 690,0		5 384,0	6 526,0

* Джерело: World Energy Investment Outlook 2014

Прогноз інвестицій у світову енергетику до 2035р., млрд. дол. США

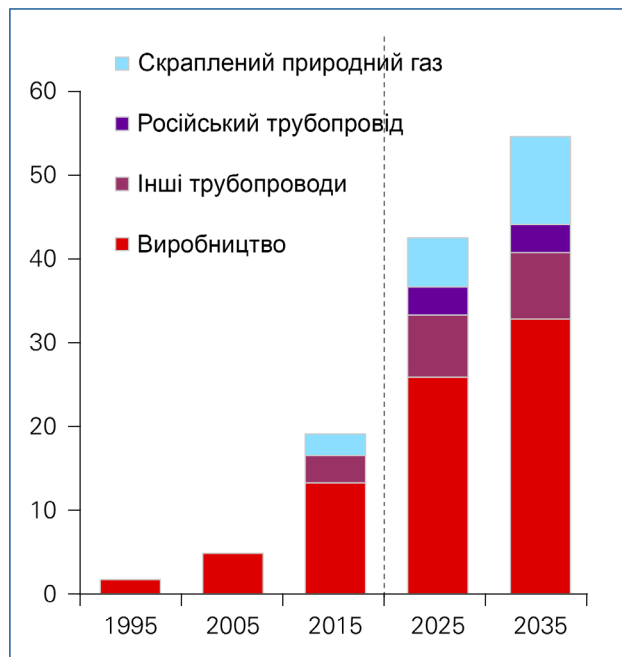
(продовження)

	США			Китай		
	Середньо-річні інвестиції	Сума інвестицій		Середньо-річні інвестиції	Сума інвестицій	
		Нова політика	Сценарій 450		Нова політика	Сценарій 450
	2000-2013рр.	2014-2035рр.	2014-2035рр.	2000-2013рр.	2014-2035рр.	2014-2035рр.
Інвестиції у постачання енергії (млрд. \$ 2012р.)						
Всього постачання енергії	188,0	6 012,0	6 468,0	176,0	5 745,0	6 218,0
Нафта	53,0	2 260,0	1 903,0	38,0	1072,0	828,0
Розвідка та добича	41,0	2 021,0	1 683,0	22,0	715,0	587,0
Транспорт	5,0	46,0	45,0	4,0	83,0	79,0
Переробка	7,0	193,0	176,0	12,0	274,0	162,0
Природний газ	49,0	1 500,0	1 261,0	9,0	657,0	654,0
Розвідка та добича	35,0	1 057,0	863,0	6,0	448,0	417,0
Транспорт	14,0	443,0	398,0	3,0	209,0	236,0
Вугілля	6,0	102,0	65,0	26,0	404,0	283,0
Гірнична справа	4,0	89,0	52,0	15,0	335,0	239,0
Транспорт	2,0	14,0	13,0	11,0	69,0	44,0
Електроенергія	75,0	2 052,0	2 968,0	103,0	3 587,0	4 361,0
Викопні види палива	19,0	373,0	705,0	33,0	404,0	727,0
Вугілля	4,0	185,0	472,0	31,0	332,0	623,0
Природний газ	15,0	183,0	230,0	2,0	70,0	103,0
Атомна енергетика	-	90,0	180,0	2,0	293,0	510,0
ВДЕ	16,0	771,0	1 344,0	36,0	1 174,0	1 720,0
БЮ	2,0	143,0	192,0	2,0	87,0	157,0
Гідро	1,0	57,0	71,0	22,0	311,0	339,0
Вітер	9,0	292,0	514,0	9,0	508,0	744,0
Сонце	4,0	212,0	286,0	3,0	207,0	320,0
Передавання	12,0	254,0	235,0	9,0	548,0	452,0
Розподіл	28,0	564,0	503,0	23,0	1 169,0	351,0
Біопаливо	5,0	98,0	270,0	-	26,0	93,0
Енергоефективність (млрд. \$ 2012р.)						
Всього в енергоефективність		1 331,0	1 930,0		1 566,0	2 526,0
Промисловість		70,0	140,0		270,0	420,0
Енергомістка		35,0	68,0		125,0	165,0
Не енергомістка		35,0	73,0		154,0	256,0
Транспорт		778,0	904,0		1 106,0	1 660,0
Дороги		710,0	816,0		1 091,0	1 614,0
Авіація, навігація та залізниця		69,0	88,0		14,0	46,0
Будівлі		483,0	886,0		190,0	446,0
У цілому енергоефективність та постачання енергії (млрд. \$ 2012р.)						
Загальна сума		7 343,0	8 398,0		7311,0	8 744,0

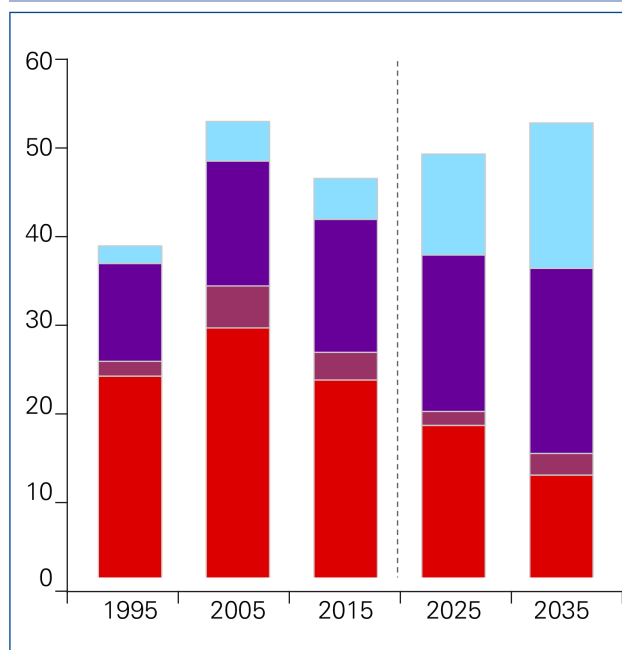
* Джерело: World Energy Investment Outlook 2014

середньорічні темпи збільшення споживання у Китаї (5,4% або усього до 2035р. на 36 мкф/д або на 432 млрд.м³/рік) змусить його наростити частку імпорتنних поставок з 30% у 2015р. до 40% у 2035р. (діаграми “Прогноз збільшення поставок імпортного газу до Китаю” та “Прогноз збільшення поставок імпортного газу до Європи”). Половина зростаючої потреби Китаю в імпортованому газі буде задоволена шляхом закупівлі СПГ, а інша половина – за рахунок закупівлі у Росії та країнах Центральної Азії.

Прогноз збільшення поставок імпортного газу до Китаю, млрд. куб. футів/добу



Прогноз збільшення поставок імпортного газу до Європи, млрд. куб. футів/добу



У Європі внаслідок вичерпаності старих родовищ й відсутності достатніх для компенсації доведених запасів, падіння власного видобутку газу прискориться до -3,2%/рік, що змусить європейські країни наростити частку імпорту в їх загальному газовому балансі у 2015-2035рр. з 50% до 80%. Для покриття зростаючого дефіциту вони, як передбачається імпортуватимуть додатковий обсяг газу у розмірі близько 15 мкф/д, або близько 180 млрд. м³/рік Приблизно 67% від цього обсягу припадатиме на СПГ та 33% – на трубопровідний газ з Росії.

Великі інвестиції у нагорування газовидобутку та будівництво СПГ-терміналів у Австралії сприятиме нагоруванню поставок СПГ до країн Азійсько-Тихоокеанського регіону. Це істотно підвищить у цьому регіоні конкуренцію серед експортерів й змусить, зокрема, постачальників СПГ з Катару та США більшою мірою орієнтуватися на європейський ринок, що стримуватиме експансію російського газу на ньому.

2.3.3. Вугільний сектор

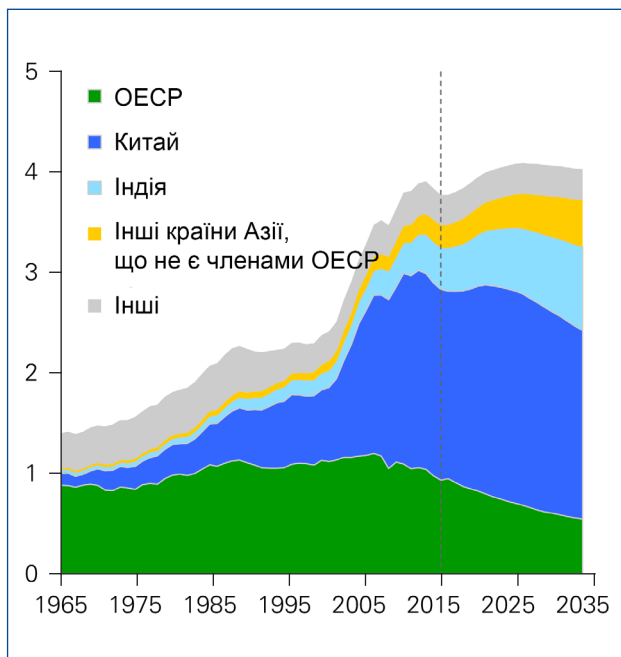
У наступні 20 років очікується, що світова вугільна галузь суттєво знизить темпи зростання видобутку внаслідок скорочення підвищення середньорічного попиту на вугілля на світових ринках – з 2,7% у останні 20 років до 0,2% у прогностичному періоді. Передбачається, що пік світового виробництва вугілля припаде на середину 2020-х років й надалі відбуватиметься посилення невідворотної тенденції зниження ролі вугілля для світової економіки, як палива, що застосовується у виробництві енергії. Пріоритетність завдання декарбонізації паливно-енергетичного сектору для більшості країн світу призведе до заміщення вугілля більш екологічними енергоресурсами, насамперед, ВДЕ та природним газом.

Прогнозується, що до 2035р. найбільшим споживачем вугільної продукції залишатиметься Китай (близько половини світового споживання), однак динаміка підвищення попиту на вугілля у цій країні різко уповільниться через поступовий перехід до низьковуглецевої енергетики й збільшення в енергобалансі “чистих” видів палива (діаграма “Прогноз світового споживання вугілля до 2035р. за регіонами світу”). У прогностичний період світовий річний видобуток вугілля зросте всього з 3,8 млрд. т н.е. до 4,0 млрд. т н.е., або на 5%, а його частка у структурі світового споживання впаде з 29% до 22%. На Китай, Індію, Індонезію та Австралію буде припадати близько 70% світового видобутку вугілля до 2035р.

Попри загальносвітову тенденцію зі зниження значення вугільної галузі, слід відмітити одне важливе виключення. Передбачається, що внаслідок високих темпів зростання економіки Індії та населення, ця країна не зможе покрити більшість свого зростаючого попиту за рахунок “чистих” джерел енергії й буде змушена вирішувати свої енергетичні проблеми через нагорування використання вугілля.

Наслідком цього стане в прогностичному періоді зростання частки Індії у структурі світового попиту на вугілля з 10% до 20%. Натомість попит на вугілля в країнах ОЕСР зменшиться у 2015-2035рр. на 40%, оскільки розвинуті країни значно активніше порівняно з країнами що розвиваються заміщатимуть

Прогноз світового споживання вугілля до 2035р. за регіонами світу, млрд. т н.е.



його ВДЕ та природним газом. Особливе вагомє падіння використання вугілля очікується у США внаслідок переведення понад 30% ТЕС на природний газ.

Поточні порівняно низькі ціни на вугілля впливають на виробників в усьому світі, змушуючи скорочувати інвестиції у вугільну галузь. Проте впровадження високоефективних технологій на вугільних електростанціях, особливо технологій уловлювання та зберігання викидів CO₂, можуть стати ефективними заходами щодо гальмування темпів скорочення попиту на вугілля.

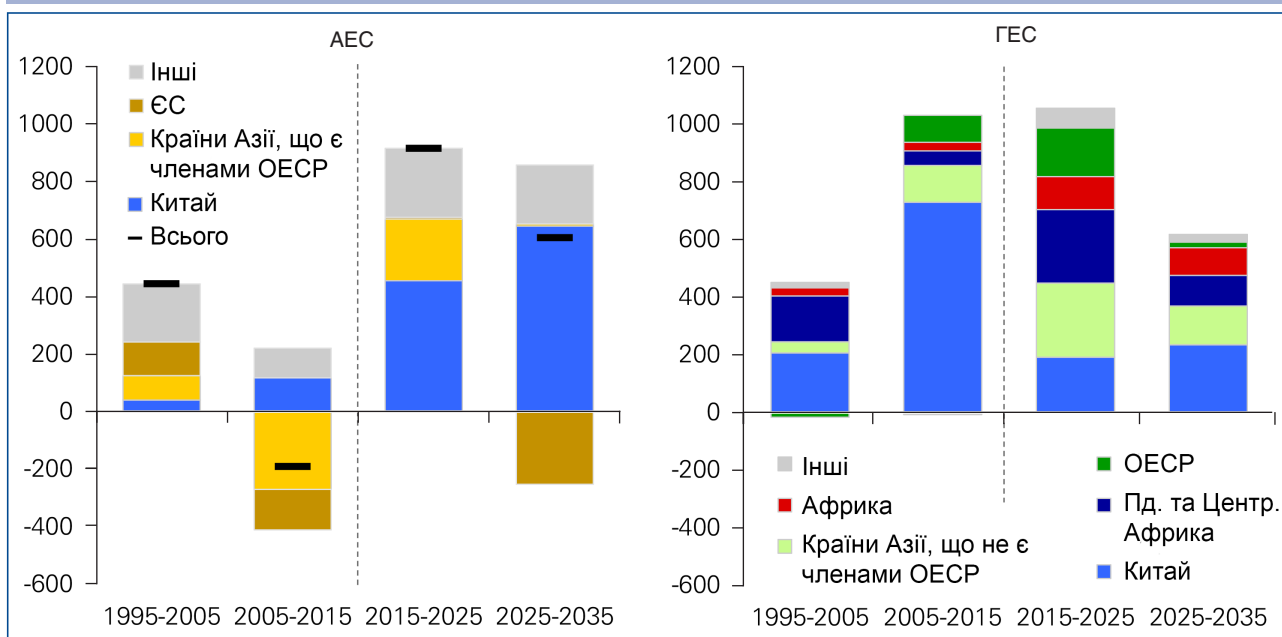
2.3.4. Ядерна генерація та гідроенергетика

Виробництво енергії на АЕС та ГЕС протягом прогностичного періоду невинно зростатиме. Прогнозовані середньорічні темпи збільшення виробництва енергії АЕС становитимуть 2,3%, а ГЕС – 1,8%. Загальна спільна частка цих видів генерації у загальносвітовому енергетичному балансі буде стабільною – на рівні 11-12%. Виробництво електроенергії у 2015-2035рр. на АЕС збільшиться з 583 до 927 млн. т н.е. або на 59%, на ГЕС – з 893 до 1272 млн. т н.е. або на 42%.

Передбачається, що потужності АЕС в Європі зменшуватимуться, оскільки старі блоки поступово будуть виводитися з експлуатації через досягнення ними граничних термінів служби, а будівництво нових АЕС гальмуватиметься внаслідок дефіциту інвестицій. З огляду на зазначене, обсяг генерації енергії ядерною галуззю ЄС скоротиться у 2015-2035рр. на 30%. Водночас, частина ядерних блоків у Японії, що призупинили свою роботу у зв'язку з аварією на АЕС Фукусіма (сталася у 2011р.) протягом наступних 10 років знову запускатимуться в експлуатацію, однак, повне задіяння існуючого потенціалу атомної промисловості Японії у прогностичний період й досягнення доаварійного рівня генерації енергії не передбачається.

Загрозливий для здоров'я людей рівень забруднення повітря у промислових районах Китаю змушує владу цієї країни вживати невідкладні заходи щодо динамічного розвитку атомної промисловості, яка покликана значною мірою замінити ТЕС, що працюють на вугіллі. У цьому контексті ядерна програма Китаю є надзвичайно амбіційною. Вона передбачає до 2035р. середньорічне зростання виробництва енергії АЕС на 11% або усього на 1100 ТВт-год (діаграма "Прогноз загальносвітового зростання генерації АЕС та ГЕС"). Частка китайської атомної промисловості у збільшенні загальносвітового виробництва

Прогноз загальносвітового зростання генерації АЕС та ГЕС, ТВт-год



енергії сягне 75%. Нарощування Китаєм ядерної генерації приблизно еквівалентно уведенню кожні три місяці ядерного реактору протягом 20 років.

Натомість, показник нарощування виробництва енергії гідроелектростанціями Китаю у 2015-2035рр. відчутно знизиться (усього виробництво е/е на ГЕС досягне 430 ТВт-год) порівняно з попереднім десятиліттям через обмеженість водних ресурсів. Проте, зростання обсягів генерації гідроелектростанціями Бразилії та Індії на 100 ТВт-год кожною з цих країн буде здатне компенсувати уповільнення темпів збільшення виробництва енергії китайськими ГЕС.

2.3.5. Відновлювані джерела енергії

Темпи зростання світового виробництва енергії із ВДЕ у прогностичному періоді очікуються найбільшими порівняно з іншими видами енергоресурсів. У 2015-2035рр. середньорічне зростання генерації первинної енергії з ВДЕ складатиме 7,1%, що призведе до збільшення виробництва “зеленої енергії” у цей період майже 5,5 рази – з 439 до 2 400 млн. т. н.е. Це підвищить частку ВДЕ у структурі загальносвітового споживання первинної енергії з 3% до 14%, а їх частка у виробництві електроенергії зросте з 7% до понад 20%. До 2035р. ВДЕ забезпечуватимуть приріст на рівні 40% усієї світової електрогенерації.

Прогноз такого динамічного підвищення ролі ВДЕ у світовій енергетиці пояснюється її конкурентоспроможністю в епоху декарбонізації у першу чергу з наступних причин:

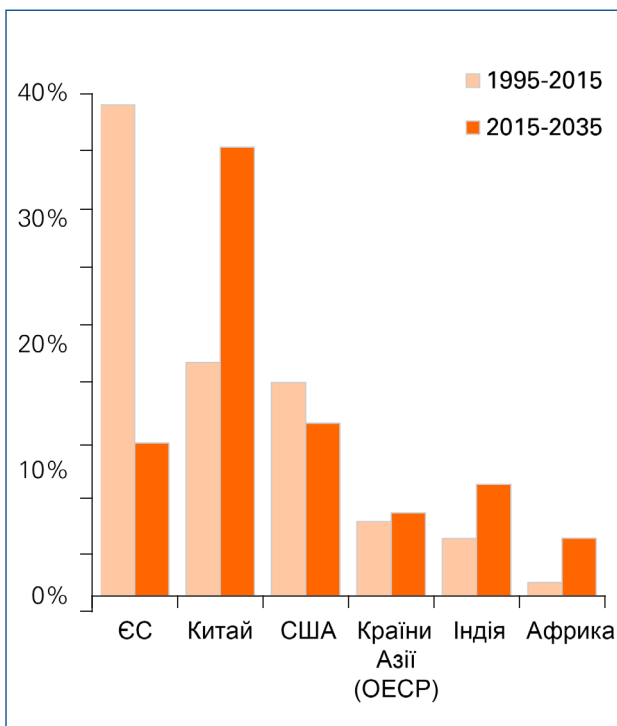
1. Екологічність. Практично не викидають парникові гази, оксиди сірки та азоту; не потребують утилізації відходів.
2. Невичерпаність. Порівняно з викопними видами палива ВДЕ можуть постійно поновлюватися.
3. Децентралізацією. Можливість децентралізованого розміщення (розвиток розподіленої генерації).
4. Інвестиційною привабливістю.
5. Постійним зниженням собівартості виробництва сонячної та вітрової енергії, короткий інвестиційний цикл, підтримка через державні програми, відсутність витрат, як платні за шкідливі викиди.

Серйозною проблемою, що стримує ще більш динамічніший розвиток ВДЕ є необхідність створення великих маневрових потужностей для збалансованої роботи енергосистеми. Над вирішенням даної проблеми, наразі, працюють провідні електромашинобудівні компанії та інноваційні центри світу. **За прогнозами, показники собівартості та технологічний рівень зберігання енергії дозволятимуть після 2020р. здійснювати ефективне маневрування генеруючих потужностей за допомогою акумулювання великих обсягів енергії. Це запалить “зелене світло” перед ВДЕ й дозволить їм зайняти домінуюче положення у довгостроковій перспективі після 2035р.**

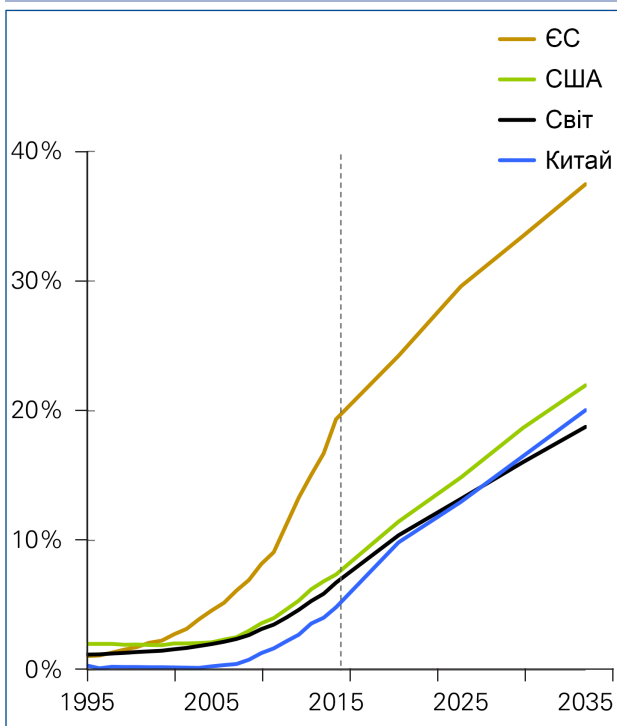
До 2035р. ЄС зберігатиме лідируючу позицію щодо виробництва електроенергії з ВДЕ – їх частка у генерації подвоїться й досягне 40% (діаграма “Глобальний прогноз зростання частки електроенергії, що

виробляється з ВДЕ”). Натомість, за показником зростання виробництва електроенергії з ВДЕ, першу позицію у світі посідатиме Китай (діаграма “Частка ВДЕ у збільшенні виробництва електричної енергії за регіонами світу”). Він, за прогнозами, наростить виробництво електроенергії на базі ВДЕ більше ніж ЄС та США разом взяті.

Глобальний прогноз зростання частки е/е, що виробляється з ВДЕ

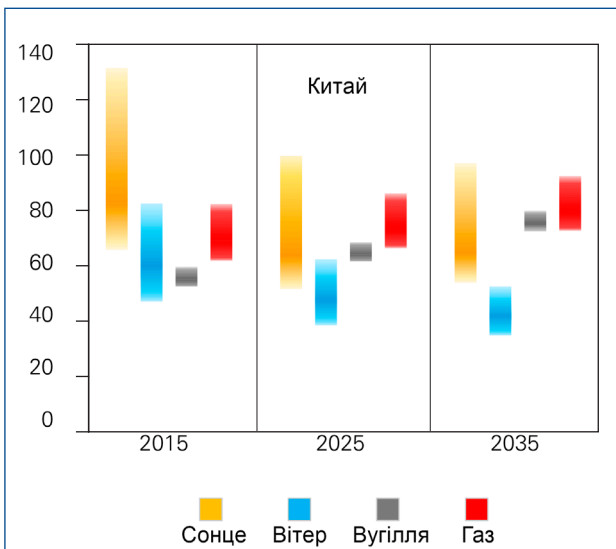


Частка ВДЕ у збільшенні виробництва е/е за регіонами світу

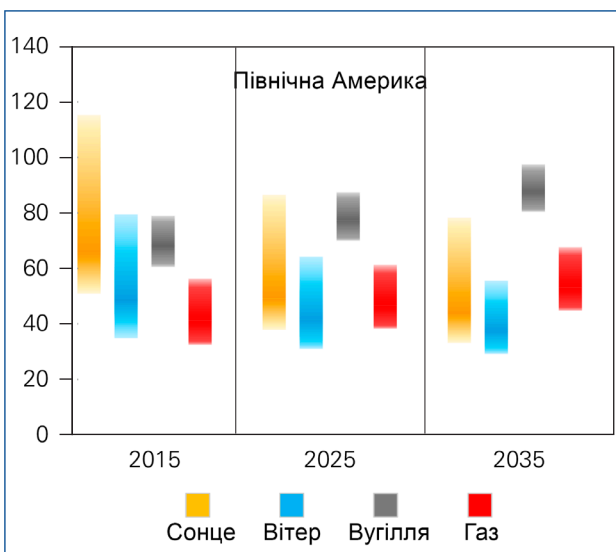


Передбачається, що вартість будівництва нових СЕС та ВЕС у 2015-2035рр. поступово продовжуватиме знижуватиметься (діаграми “Прогноз вартості виробництва електроенергії станціями за видами джерел енергії в Китаї до 2035р.” та “Прогноз вартості виробництва електроенергії станціями за видами джерел енергії в Північній Америці до 2035р.”). Водночас, слід зазначити, що темпи скорочення вартості реалізації проєктів з будівництва СЕС ймовірно будуть помітно нижчими порівняно з ВЕС, оскільки інноваційний потенціал вітрових турбін вважається, на сьогодні, вищим за інноваційний потенціал фотovoltaїчних модулів СЕС. Особливо високий рівень конкурентоспроможності демонструватимуть ВЕС збудовані у прибережній морській зоні.

Прогноз вартості виробництва електроенергії станціями за видами джерел енергії в Китаї до 2035р., \$ 2015/мВт-год



Прогноз вартості виробництва електроенергії станціями за видами джерел енергії у Північній Америці до 2035р., \$ 2015/мВт-год



2.4. ОГЛЯД КЛЮЧОВИХ ІННОВАЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ ДЛЯ ЇХ ЗАСТОСУВАННЯ В ЕНЕРГЕТИЧНІЙ СФЕРІ

Звісно, якісне прогнозування основних трендів розвитку світової енергетики навіть на середньострокову перспективу не можливе без урахування впливу інноваційних технологій. І не лише тих, які будуть застосовуватися безпосередньо в енергетичному секторі, оскільки вони прямо впливатимуть на розподіл факторів виробництва палив та енергії з наступним їх постачанням споживачам, але й тих новацій, які будуть впливати на формування поведінки енергетичного споживання.

Бурхливий розвиток інновацій в останні 20 років дали привід, спочатку футурологам, а пізніше – широкому загалу, говорити про феномен Четвертої промислової революції. Президент Всесвітнього економічного форуму у Давосі К.Шваб³³ на щорічному засіданні цього авангардного майданчика проривних ідей у лютому 2016р. виступив з програмною доповіддю, яка так і називалася: “Четверта промислова революція”. Згідно з баченням К.Шваба, специфікою ЧПР є забезпечення синтезу інформаційних технологій з біотехнологіями та фізичними нанотехнологіями. У її рамках відбувається надзвичайна індивідуалізація та диверсифікація величезних обсягів інформації. Водночас, запровадження нових засобів мобільних комунікацій призводить до небаченого в історії зростання рівня усупільнення всієї людської діяльності. К.Шваб у своїй доповіді виокремив ключові технологічні зміни майбутнього.

Надзвичайно важливою відмінністю ЧПР від попередніх промислових революцій має стати перехід від експлуатації людьми природних ресурсів до гармонізації відносин людини й природи на основі філософії сталого розвитку економіки за збереження цілісних екосистем. Тому, для того, щоб результати ЧПР стали позитивними для людства, воно повинно зробити якісний прорив в організації всієї своєї діяльності. Для енергетики це означатиме, насамперед, наголос на енергоефективне виробництво, передачу та розподіл енергії, а також потужний розвиток ВДЕ й електро-транспорту із застосуванням відповідних технологічних інновацій, що є характерними для ЧПР.

За ініціативи Всесвітнього економічного форуму та Організації економічного співробітництва та розвитку в останні роки проведені поглиблені дослідження, що виявили найбільш важливі технології ЧПР, які безпосередньо стосуються майбутнього енергетики.:

- Наносенсори та Інтернет наноречей (*nanosensors and the Internet of nanothings*). Забезпечуватимуть до 2020р. мініатюризацію під’єднання до мережі понад 30 млрд. приладів, що стануть складовими елементами Інтернет речей. Це дозволить вивести енергоефективність на принципово якісний рівень;
- засоби накопичування та генерації енергії нового покоління (*next generation batteries*). Будуть здатні зберігати та передавати енергію у великих обсягах за конкурентною ціною, що дозволить сонячній та вітровій генерації прискорити витіснення

³³ Schwab, Klaus. The Fourth Industrial revolution. Інтернет-ресурс: <https://www.weforum.org/about/the-fourth-industrial-revolution-by-klaus-schwab>

викопних видів палива з енергоринку. Такі батареї виготовлятимуться на основі натрію, алюмінію та цинку й виключатимуть використання екологічно шкідливих важких металів і каустичних хімічних речовин. Вони зможуть підтримувати роботу цілих підприємств, міст та міні-мереж, що з'єднують ізольовані населені пункти у сільській місцевості;

- блокчейн-технології (*blockchain*), як революційні децентралізовані системи, що базуються на довірі. Забезпечуватимуть ведення децентралізованого публічного реєстру трансакцій, неконтрольованого поодиноким суб'єктом, з можливістю доступу до цього реєстру всіх користувачів. Дана технологія даватиме можливість позбутися посередників під час здійснення комерційних операцій, що істотно знижуватиме трансакційні витрати, забезпечуючи вищий рівень захисту конфіденційності та безпеки трансакцій;
- двовимірні матеріали, або “диво-матеріали” (*two-dimensional materials or “wonder materials”*). Тут йдеться про матеріали, що містять лише один шар атомів (графен, борофен, германен тощо), які надають матеріалам унікальних рис в аспекті міцності, ваги, гнучкості, електропровідності, оптичних властивостей, проникливості для інших речовин, низького рівня токсичності тощо. Кардинальне зниження вартості їх виробництва вже робить окремі з них комерційно придатними. Стане можливим спеціальне (цільове) виготовлення матеріалів із заздалегідь заданими властивостями;
- автономні автомобілі (*autonomous vehicles*), які не потребують водія. Дозволять економити паливо на понад 10%. Обладнані бортовими радаром, камерами, ультразвуковими приладами виміру відстані, системами електронної навігації та закладеними у пам'ять картами маршрутів, автономні автомобілі зможуть отримувати через встановлені на них сенсори величезні обсяги інформації з навколишнього середовища для забезпечення безпечного пересування;
- перовскітні елементи для сонячної енергетики (*Perovskite solar cells*) мають відкрити шляхи для повсюдного поширення сонячних електростанцій за рахунок ліквідації обмежень, пов'язаних із застосуванням нинішніх кремнієвих елементів;
- системний метаболічний інжиніринг (*systems metabolic engineering*), побудований на дії хімічних речовин, отриманих від мікроорганізмів. Вони повинні призвести до заміщення традиційних джерел сировини для хімічного виробництва (вугілля, нафта, газ), замістивши їх роботою мікроорганізмів у біореакторах;
- воднева енергетика (*hydrogen energy*) використовує паливні елементи, що виробляють електроенергію безпосередньо у процесі здійснення хімічної реакції розщеплення водню. Значна кількість автомобілів після 2030р. може перейти на використання водневих двигунів;

- розумні мережі (*smart grids*) дозволяють підвищити ефективність та надійність електропостачання, значно зростає рівень безвідмовної роботи систем та зберігається навколишнє середовище;
- пряме захоплення та очищення повітря (*direct air capture*). Ця технологія дозволяє очищати повітря від вуглекислого газу й зберігати та використовувати його у промислових масштабах.

Розвиток ЧПР у подальші найближчі 20 років – фундаментальний виклик для усіх без виключення національних економік, регіональних об'єднань, підприємств та найманих працівників. **Отримують переваги від ЧПР, насамперед, країни, що здатні швидко формувати та застосовувати інноваційні технології без бюрократичних перешкод. Необхідною умовою ефективного застосування переваг ЧПР стане спрямованість роботи усіх державних та недержавних інституцій на задоволення попиту людей у якісній освіті, культурному розвитку, вільному підприємстві, науково-технічній діяльності та інших розумних соціальних потребах.** Країни, що не впорються з даною задачею опиняться у стані аутсайдерів й з кожним роком їх відставання за показниками соціально-економічного розвитку від інноваційних держав зростатиме. Водночас, темпи цього відставання в епоху ЧПР постійно прискорюватимуться порівняно з попередніми технологічними укладами.

Відчутним викликом для світової економіки стане скорочення не тільки робочих місць, але й цілих галузей внаслідок заміни їх новітніми технологіями ЧПР. Так, прогноз Всесвітнього економічного форуму передбачає, що можуть скоротитися до половини усіх робочих місць не тільки у промисловості, але й у сфері послуг. Особливо суттєво нівелюватимуться переваги дешевої робочої сили, яка вже не забезпечуватиме порівняльних переваг. Через це посилюватиметься процес ре-індустріалізації у технологічно розвинутих країнах, які знайдуть технологічні переваги дешевій праці менш розвинутих країн.

2.4.1. Прогноз розвитку електротранспорту

Електричним транспортним засобам належить пройти довгий шлях, перш ніж рівень їх появи на ринку зможе вплинути на глобальний попит на нафту і нафтопродукти.

Світовий парк електромобілів в 2016р. перевищив 2 млн. автомобілів при тому, що поріг в 1 млн. був пройдений в 2015р. В той же час, досягнення ринку електромобілів все ще невеликі: в даний час загальний парк електромобілів становить всього 0,2% від загального числа легкових автомобілів.

У 2016р. світові продажі електромобілів, за даними МЕА³⁴, досягли нового рекордного рівня – понад 750 тис. одиниць. Так, у Норвегії частка продажів електромобілів склала 29%. За нею йдуть Нідерланди, з часткою ринку електромобілів в 6,4% і Швеція – 3,4%. У Китаї, Франції та Великобританії електромобілі мають частку ринку близьку до 1,5%. У 2016р. Китай був найбільшим ринком електромобілів, на

³⁴ Global EV Outlook 2017. Інтернет-ресурс: <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/global-ev-outlook-2017.html>

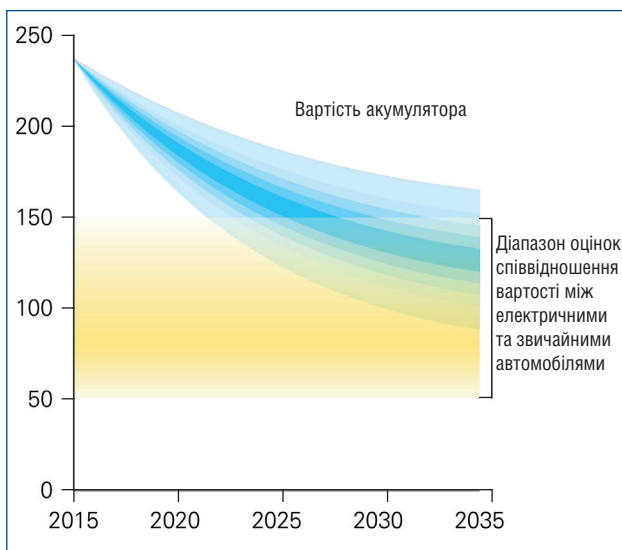
який припадає понад 40% електромобілів, проданих у світі і більш ніж в два рази перевищує кількість електромобілів проданих в Сполучених Штатах; до 2015р. ситуація була іншою – на США припадала більша частина. З більш ніж 200 млн. двоколісного електричного транспорту, 3-4 млн. низько швидкісних електричних транспортних засобів і більш ніж 300 тис. електричних автобусів. Китай на сьогоднішній день також є світовим лідером в електрифікації інших видів транспорту.

Разом зі зростанням кількості електромобілів на дорозі відбувається активний розвиток відповідної інфраструктури. У 2016р. щорічні темпи зростання числа загальнодоступних зарядних станцій були вище, ніж кількості електричних автомобілів: 72% проти 60%.

Разом з тим потрібно зазначити, що незважаючи на безперервне і вражаюче зростання парку електромобілів, поставки електромобільного обладнання і продажу електромобілів за останні п'ять років скорочують темпи зростання. У 2016р. зростання парку електромобілів склало 60%, в порівнянні з 77% в 2015р. і 85% в 2014р. Як передбачається, найбільший приріст використання електромобілів припаде на ринки, що розвиваються.

Дослідження, розробка та впровадження (R&D), а також перспектива масового виробництва ведуть до швидкого зниження вартості батареї і збільшення щільності зберігання енергії. Безперервне вдосконалення технологій підтверджує, що тенденція до скорочення цінового розриву між цінами на автомобілі з електричним двигуном і двигуном внутрішнього згоряння збережеться, а, отже, веде до підвищення конкурентоспроможності електромобілів (діаграма “Прогноз зміни вартості акумуляторної батареї”).

Прогноз зміни вартості акумуляторної батареї, \$/кВт-год



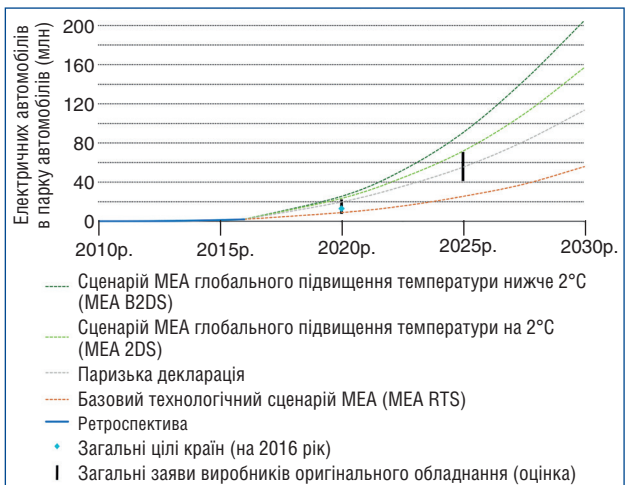
Цілі, які ставлять перед собою країни, анонси та плани виробників оригінального устаткування електромобілів, схоже, підтверджують ці позитивні сигнали, що вказує на високу ймовірність того, що частка електромобілів буде коливатися від 9 до 20 млн. одиниць до 2020р. і складе від 40 млн. до 70 млн. у 2025р.

У своїх дослідженнях MEA зазначає, що незважаючи на цей позитивний прогноз, не можна заперечувати, що нинішнє проникнення на ринок електромобілів відбувається в основному під впливом політичних факторів (діаграма “Сценарії збільшення кількості електромобілів на ринку до 2030р.”).

Основним драйвером темпів з яким електромобілі проникають в глобальний автопарк, є ступінь жорсткості норм економії палива. Крім цього, рівень поширення електромобілів буде залежати від наступних чинників:

- темпів зниження витрат на акумуляторні батареї;
- розмірів і тривалості субсидій, а також інших урядових пільг власникам електромобілів;
- динаміки розвитку допоміжної інфраструктури (зарядні станції, СТО та інше).
- швидкості покращання ефективності звичайних транспортних засобів відносно переваг електромобілів.

Сценарії збільшення кількості електромобілів на ринку до 2030р., \$/кВт-год



Що стосується ефективності автомобілів з двигуном внутрішнього згоряння, очікується, що в 2035р. середній пасажирський автомобіль матиме змогу проїхати близько 21 км на одному літрі палива, тоді як в 2015р. цей показник склав менше 13 км. Отже, підвищення ефективності автомобілів з двигуном внутрішнього згоряння знижує потенційне зростання попиту на нафту на 850 млн. т/рік, тоді як ефект від збільшення частки електромобілів значно менший: 100-мільйонне збільшення електромобілів знижує зростання попиту на нафту лише на 60 млн. т/рік.

3. ЕНЕРГЕТИЧНИЙ АСПЕКТ ФОРМУВАННЯ ПОЛІТИКИ ПРОТИДІЇ ЗМІНИ КЛІМАТУ: ГЛОБАЛЬНИЙ ТА УКРАЇНСЬКИЙ ВИМІРИ

3.1. ВПЛИВ АНТРОПОГЕННОГО ФАКТОРУ НА ЗМІНУ КЛІМАТУ

Глобальний клімат – це результат взаємодії низки кліматоутворюючих факторів, основними з яких є інтенсивність сонячної радіації в залежності від положення Землі відносно Сонця, океанічні течії, рух повітряних мас, вулканічна діяльність та біосферні процеси, що разом впливають на утворення і поширення так званих парникових газів³⁵ у атмосфері Землі. Парникові гази, основним складником яких є двоокис вуглецю (CO_2), у свою чергу, також спричиняють особливий вплив на формування глобального клімату. Цей вплив називається парниковим ефектом. **З точки зору фізики процесу, парниковий ефект полягає в тому, що енергія сонячних променів, відбиваючись від поверхні планети, не може повернутися в космос, оскільки затримується молекулами різних газів, що призводить до підвищення температури повітря біосфери.**

Разом з тим, вплив антропогенної діяльності людства, як складової глобальних біосферних процесів, на зміну клімату Землі, останнім часом знаходить все більше і більше наукового підтвердження. Якщо б причиною сучасного глобального потепління було підвищення сонячної радіації, тоді підвищувалася б і температура більш віддалених від земної поверхні шарів атмосфери (стратосфери, мезосфери, іоносфери), але за даними спостережень протягом останніх десятиліть, ці верхні шари атмосфери навпаки охолоджуються. Водночас, температура приземного шару атмосфери – тропосфери зростає внаслідок зростаючого впливу парникового ефекту. За даними п'ятого звіту Міжурядової групи експертів зі зміни клімату³⁶, середній рівень двоокису вуглецю в атмосферному повітрі підвищився на 40% і сягає максимального значення ніж будь-коли в історії людства. Це спричинило підвищення температури атмосферного повітря, основним наслідком і проявом якого стало танення льодовиків та підвищення рівня Світового океану на 19 см за минулі 110 років.

Насамперед, збільшення антропогенного впливу на зміну клімату планети учені пов'язують з різким зростанням рівнів споживання викопного палива в індустріальний і постіндустріальний періоди історії людства, як у зв'язку зі зростанням чисельності народонаселення, так і у зв'язку з його прагненнями у забезпеченні більш комфортних умов життя завдяки урбанізації (діаграма “Графіки зміни народонаселення Землі і обсягів споживання первинних джерел енергії”).

Тут принагідно відмітити, що у другій половині ХХ ст., темпи зростання глобального енергоспоживання перевищили темпи росту народонаселення, про що свідчить перетин двох графіків. Це означає, що кожний додатковий середньостатистичний житель Землі, особливо у країнах з перехідною економікою, у досягній перспективі, принаймні до 2050р., потребуватиме все більше енергії для задоволення своїх потреб.

На графіках діаграми “Графіки зміни обсягів споживання первинних джерел енергії та викидів CO_2 ” спостерігається тісний зв'язок між темпами зростання обсягів споживання первинних джерел енергії та викидів парникових газів у еквіваленті метричної тони CO_2 ³⁷. Базовий сценарій базується на припущенні, що поведінка суб'єктів економічної діяльності очікується за принципом “бізнес як зазвичай” (англ. *Business as Usually* або скорочено – *BaU*), тобто без суттєвої зміни наявних сьогодні економічних пропорцій та помірних структурних зрушень.

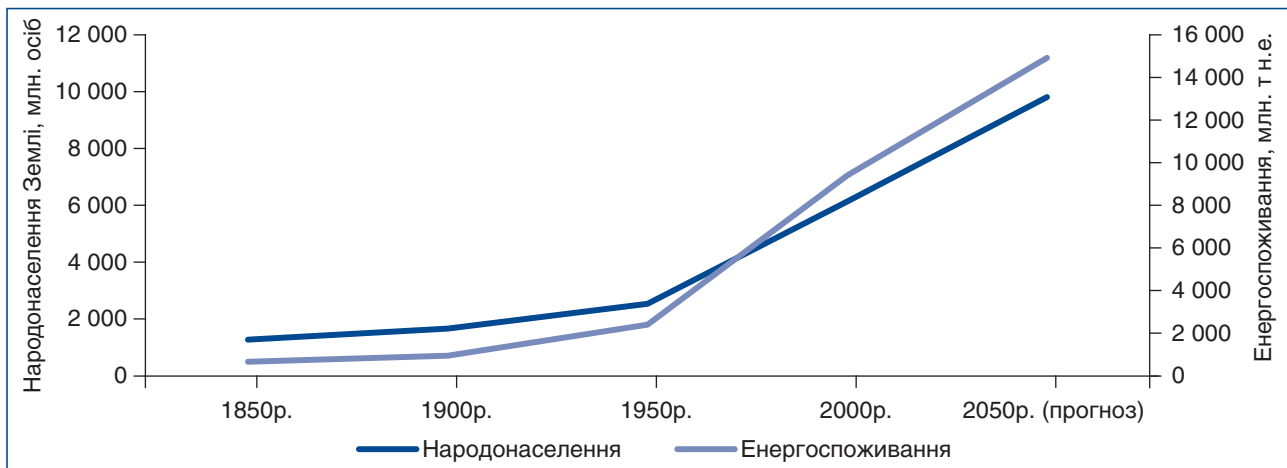
Отже, графіки зміни обсягів споживання первинних джерел енергії та викидів парникових газів у межах досліджуваного діапазону часу (біля 200 років), практично майже повторюють траєкторію один одного, що ще раз підтверджує думку більшості авторитетних учених про те, що саме антропогенна діяльність, зокрема використання людством викопного палива, і є головним чинником інтенсифікації утворення та емісії в атмосферу CO_2 та посилення парникового ефекту.

³⁵ Парникові гази – це газоподібні речовини, які поглинають інфрачервоне випромінювання в тропосфері Землі, спричиняють підвищення температури атмосферного повітря й викликають найбільший парниковий ефект. До складу групи парникових газів відносять: двоокис вуглецю (CO_2), метан (CH_4), закис азоту (N_2O), гідрофторвуглеці (HFCs), перфторвуглеці (PFCs), гексафторид сірки (SF_6), трифторид азоту (NF_3). У зв'язку з тим, що двоокис вуглецю є домінуючим парниковим газом, тому тут і надалі у тексті при застосуванні терміну двоокису вуглецю (CO_2) або eCO_2 слід мати на увазі всю групу парникових газів.

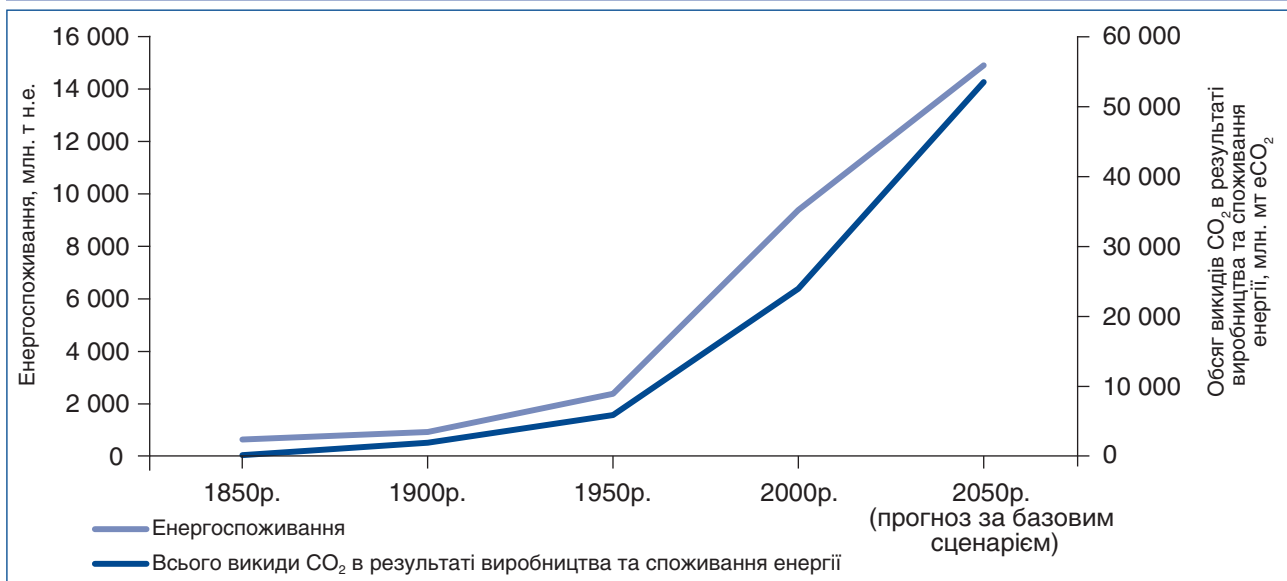
³⁶ Міжурядова група експертів зі зміни клімату (МГЕЗК, англ. Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC) є головним міжнародним органом з оцінки зміни клімату. МГЕЗК була сформована Програмою з навколишнього середовища Організації Об'єднаних Націй та Всесвітньою метеорологічною організацією у 1988р.

³⁷ Еквівалент CO_2 – це показник, що визначає рівень впливу окремих видів парникових газів на глобальне потепління, перерахований на одиницю концентрації діоксиду вуглецю, що спричиняє такий самий ефект.

Графіки зміни народонаселення Землі і обсягів споживання первинних джерел енергії, ТВт-год



Джерело: розрахунки та прогноз Центру Разумкова на основі даних: Max Roser and Esteban Ortiz-Ospina (2017) – “World Population Growth”. Інтернет-ресурс: <https://ourworldindata.org/world-population-growth/>; Gail Tverberg (2012) – “World Energy Consumption Since 1820 in Charts”. Інтернет-ресурс: <https://ourfinetworld.com/2012/03/12/world-energy-consumption-since-1820-in-charts/>; Ron Patterson (2016) – “World Energy 2016-2050: Annual Report”. The University of Utah. Інтернет-ресурс: <http://content.csbs.utah.edu/~mli/Economies%205430-30/World%20Energy%202016-2050.pdf>; Світового енергетичного економіко-статистичного огляду компанії Бритиш Петролеум (2017). Інтернет-ресурс: <http://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>.

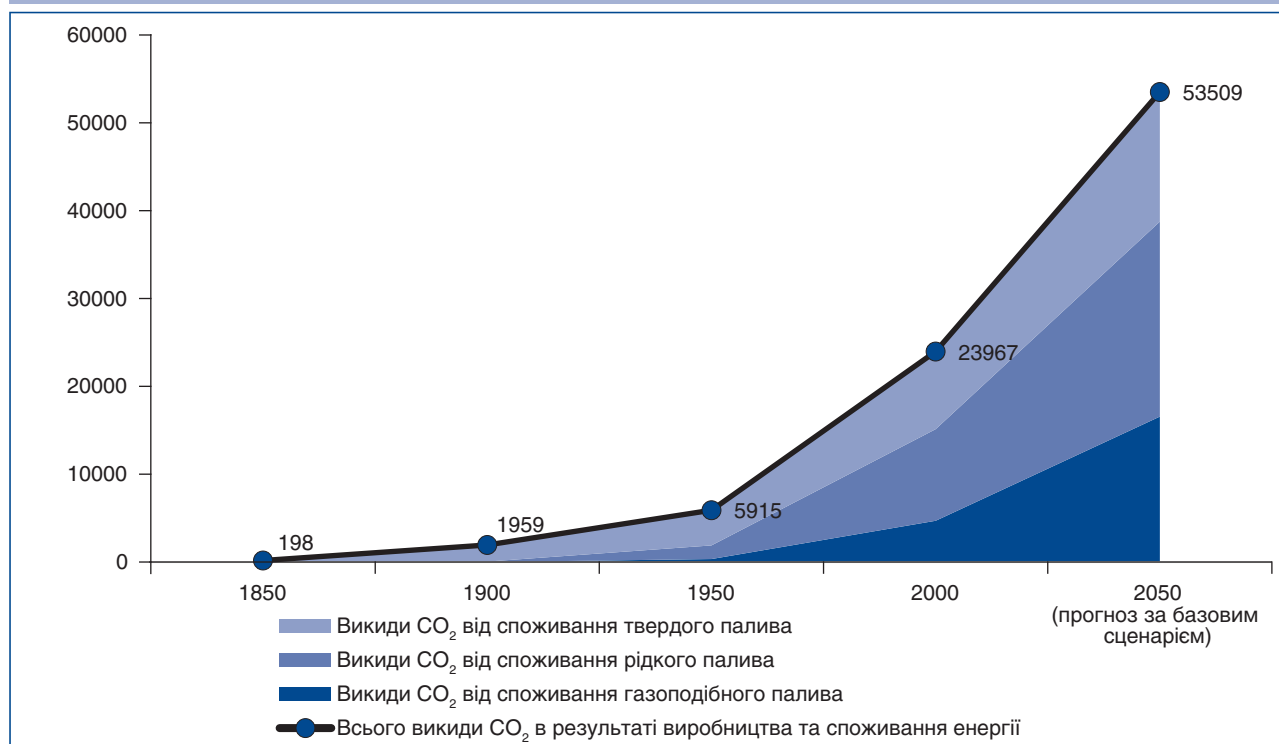
Графіки зміни обсягів споживання первинних джерел енергії та викидів CO₂

Джерело: розрахунки та прогноз Центру Разумкова на основі даних: Gail Tverberg (2012) – “World Energy Consumption Since 1820 in Charts”. Інтернет-ресурс: <https://ourfinetworld.com/2012/03/12/world-energy-consumption-since-1820-in-charts/>; Ron Patterson (2016) – “World Energy 2016-2050: Annual Report”. The University of Utah. Інтернет-ресурс: <http://content.csbs.utah.edu/~mli/Economies%205430-6430/World%20Energy%202016-2050.pdf>; Світового енергетичного економіко-статистичного огляду компанії Бритиш Петролеум (2017). Інтернет-ресурс: <http://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>; Boden, T.A., G. Marland, and R.J. Andres (2015) – “Global, Regional, and National Fossil-Fuel CO₂ Emissions”. Carbon Dioxide Information Analysis Center, Oak Ridge National Laboratory, U.S. Department of Energy, Oak Ridge, Tenn., USA. Інтернет-ресурс: http://cdiac.ornl.gov/trends/emis/tre_glob_2011.html.

Разом з тим, підвищеної уваги заслуговує виявлення основних груп викопного палива та визначення їх вкладу у генерування викидів парникових газів. Дані діаграми “Викиди CO₂ в результаті виробництва і споживання енергії за групами палива” свідчать, що із започаткуванням індустріальної епохи – приблизно з середини XIX ст. і до середини XX ст., у використанні людством викопного палива, домінувало тверде паливо, головним чином вугілля. Отже, спалювання вугілля упродовж перших 100 років періоду індустріальної епохи було домінуючим джерелом в утворенні викидів CO₂ у атмосферне повітря. На початку XX ст., у зв’язку з поширенням двигунів

внутрішнього згоряння, поступово свою нішу, як джерела забруднення атмосфери парниковими газами, стало займати використання рідкого палива, головним чином продуктів перероблення нафти. Сьогодні, спалювання нафтопродуктів є найбільш вагомим чинником у формуванні CO₂. На півстоліття пізніше – з середини XX ст., завдяки будівництву великих газотранспортних трубопровідних систем та розвитку технологій зі зрідження та транспортування скрапленого природного газу (СПГ), спалювання природного газу також стало одним з найбільших забруднювачів атмосферного повітря парниковими газами.

Викиди CO₂ в результаті виробництва і споживання енергії за групами палива, млн. мт еCO₂

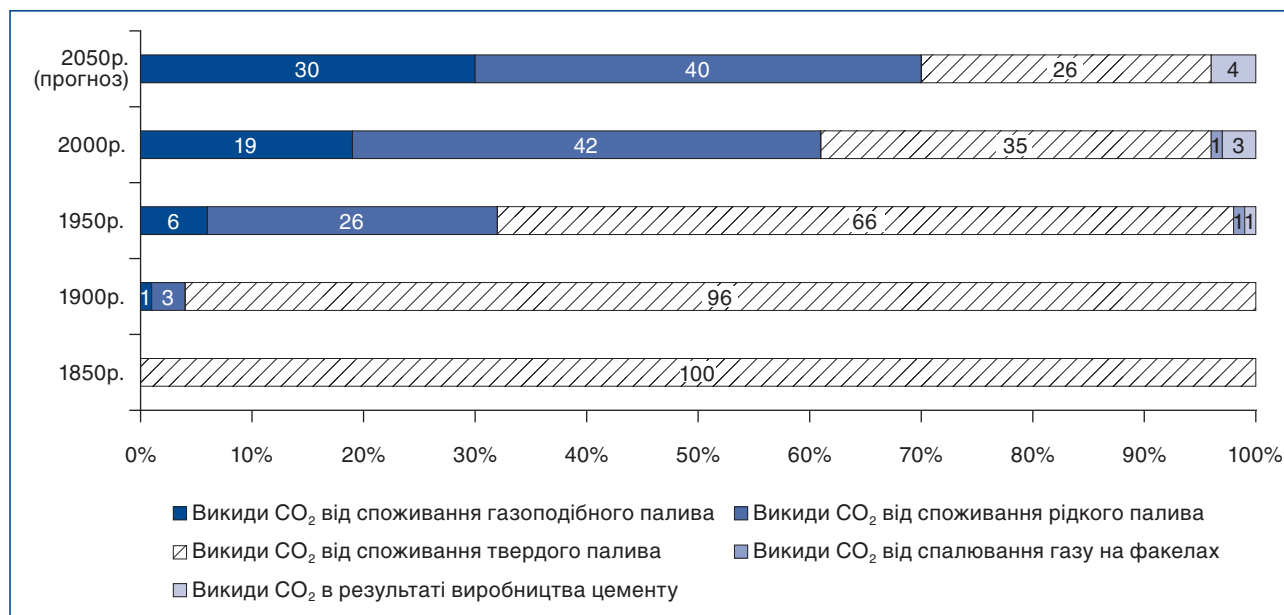


Джерело: розрахунки та прогноз Центру Разумкова на основі даних: Boden, T.A., G. Marland, and R.J. Andres (2015) – “Global, Regional, and National Fossil-Fuel CO₂ Emissions”. Carbon Dioxide Information Analysis Center, Oak Ridge National Laboratory, U.S. Department of Energy, Oak Ridge, Tenn., USA. Інтернет-ресурс: http://cdiac.ornl.gov/trends/emis/tre_glob_2011.html.

Важливо відмітити, що за базовим сценарієм прогнозується, що до 2050р. вплив використання викопного палива за всіма його основними групами на емісію CO₂ буде зростати в абсолютних значеннях і може спричинити загальні викиди близько 53,5 млрд. мт еCO₂.

Вплив паливно-енергетичного сектору на формування викидів CO₂ протягом 2 століть слід визнати як домінуючий. Лише частка 3-4% у обсязі викидів парникових газів спричинена іншими видами промислової діяльності, зокрема цементною промисловістю, а решта – 96-97%, про що

Частки викидів CO₂ в результаті виробництва і споживання енергії за видами палива та виробництва цементу



Джерело: розрахунки та прогноз Центру Разумкова на основі даних: Boden, T.A., G. Marland, and R.J. Andres (2015) – “Global, Regional, and National Fossil-Fuel CO₂ Emissions”. Carbon Dioxide Information Analysis Center, Oak Ridge National Laboratory, U.S. Department of Energy, Oak Ridge, Tenn., USA. Інтернет-ресурс: http://cdiac.ornl.gov/trends/emis/tre_glob_2011.html.

свідчать дані діаграми “Частки викидів CO_2 в результаті виробництва і споживання енергії за видами палива та виробництва цементу”, спричинена використанням і спалюванням саме викопного палива.

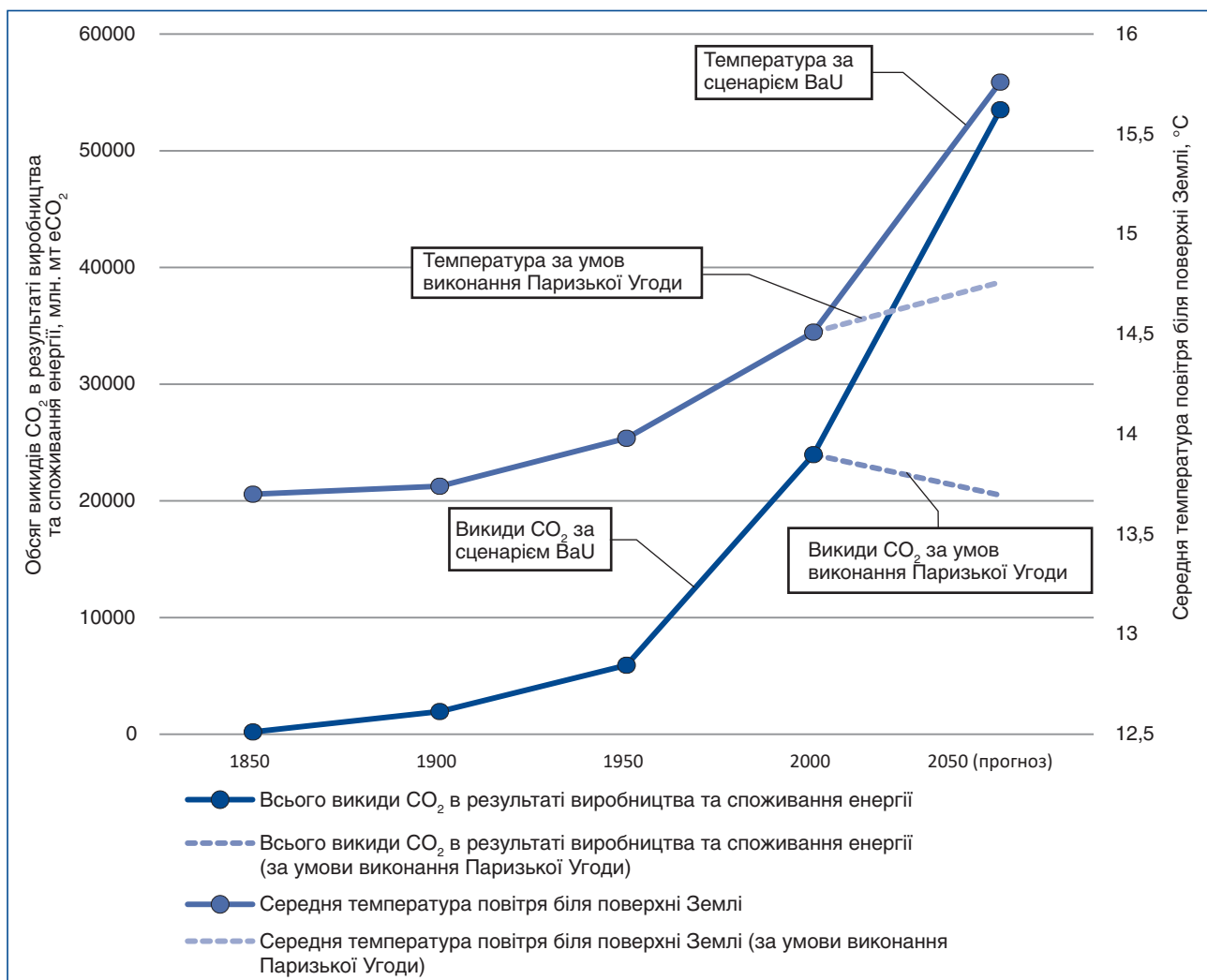
Головним проявом впливу емісії парникових газів на довкілля та зростання концентрації CO_2 у атмосфері вчені вважають підвищення середньорічної температури приземного шару атмосферного повітря. На діаграмі “Очікувані траєкторії зміни обсягів CO_2 ...” зображено деякі можливі сценарії щодо тенденцій зміни температури приземного шару атмосферного повітря в залежності від емісії парникових газів до 2050р. Так, при умові дотримання ВаУ-сценарію, очікується, що викиди парникових газів зростуть до 2050р. до рівня близько 55 млрд. мт eCO_2 , що може призвести до підвищення середньорічної температури на $1,2^\circ\text{C}$, що кореспондується з прогнозами

МГЕЗК для сценарію репрезентативних траєкторій концентрації CO_2 – РТК6³⁸.

Разом з тим, для виконання Паризької угоди³⁹, спрямованої на зміцнення глобального реагування на загрозу зміни клімату в контексті сталого розвитку за сценарієм РТК2.6 МГЕЗК означає, що до 2050р. поширення безвуглецевих і низьковуглецевих джерел енергії має як мінімум потроїтися порівняно з 2010р., а світові викиди парникових газів повинні знизитися щонайменше на 35%.

Таким чином, у перспективі до 2050р. навіть виконання Паризької угоди не зможе миттєво відмінити тенденцію на глобальне потепління у зв'язку з високою інерційністю процесів нагромадження тепла у атмосфері та верхніх шарах Світового океану внаслідок дії парникового ефекту. Але вжиття відповідних заходів з поширення безвуглецевих і низьковуглецевих

Очікувані траєкторії зміни обсягів CO_2 та середньорічної температури повітря біля поверхні Землі



Джерело: Розрахунки та прогноз Центру Разумкова на основі даних: Intergovernmental Panel on Climate Change “Climate Change 2014, Synthesis Report”. Інтернет-ресурс: http://ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/syr/SYR_AR5_FINAL_full_wcover.pdf; Boden, T.A., G. Marland, and R.J. Andres (2015) – “Global, Regional, and National Fossil-Fuel CO2 Emissions”. Carbon Dioxide Information Analysis Center, Oak Ridge National Laboratory, U.S. Department of Energy, Oak Ridge, Tenn., USA. Інтернет-ресурс: http://cdiac.ornl.gov/trends/emis/tre_glob_2011.html; Світового енергетичного економіко-статистичного огляду компанії Бритиш Петролеум (2017). Інтернет-ресурс: <http://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>; Національної Аерокосмічної Адміністрації США (NASA) й Інституту Годдарда з космічних досліджень. Інтернет-ресурс: <https://data.giss.nasa.gov/gistemp/>

³⁸ П'ятий звіт МГЕЗК. Intergovernmental Panel on Climate Change “Climate Change 2014, Synthesis Report”. Інтернет-ресурс: http://ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/syr/SYR_AR5_FINAL_full_wcover.pdf.

³⁹ Паризька угода. Угоду ратифіковано Законом №1469-VIII від 14.07.2016. Інтернет-ресурс: http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/995_161.

джерел енергії надасть змогу значно послабити тенденцію глобального потепління та призупинити її у перспективі до 2100р. й дозволить людству виграти час на адаптацію до очікуваних змін клімату.

Основні глобальні наслідки зміни клімату проявляються в наступному:

- підвищенні середньорічної температури приземного шару атмосферного повітря та верхніх товщ води Світового океану;
- значному прискоренні танення льодовиків;
- піднятті рівня води у Світовому океані та затопленні прибережних регіонів;
- збільшенні частоти та потужності циклонів, ураганів, тайфунів, злив, амплітуди та тривалості сезонних температурних аномалій;
- збідненню біорізноманіття та зниженню продуктивності екосистем і сільськогосподарських угідь.

Згідно П'ятого звіту МГЕЗК⁴⁰, внаслідок глобального потепління, у період з 1901р. по 2010р. рівень Світового океану підвищився від 0,17 до 0,21 м; льодовиковий покрив в арктичних широтах зменшувався кожного сезону та кожного десятиліття з 1979р.; кількість ураганів 4 та 5 категорій з 1970р. зросла приблизно на 75%, з них найбільше зростання спостерігалось у північній та південно-західній частинах Тихого океану та в Індійському океані, кількість ураганів у Північній Атлантиці у 9 з 11 останніх років також перевищувало норму; зафіксовано збільшення частоти та тривалості посух у тропічних та субтропічних регіонах; зафіксовано зростання кількості випадків потужних опадів у середніх широтах протягом останніх 50 років.

Згідно з прогнозом, найбільших кліматичних змін зазнають полярні та субполярні регіони, тропічні та субтропічні пустелі. Найбільші швидкості зростання температури прогноуються на середину ХХІ ст., що відповідає моменту найбільшої прогнозованої чисельності населення планети.

З огляду впливу зміни клімату на здоров'я та життєдіяльність людини⁴¹, слід зауважити, що незважаючи на те, що глобальне потепління може мати і деякі локальні позитивні наслідки (наприклад, менша смертність від переохолодження взимку), загальний його вплив на здоров'я людини в основному є негативним. У всьому світі кількість пов'язаних з погодою стихійних лих з 1960р. збільшилася втричі, і щороку ці катастрофи стають причиною більше, ніж 60 тис. смертей.

Екстремальні температури повітря створюють надмірні проблеми зі здоров'ям і підвищують рівень смертності. В першу чергу це стосується людей похилого віку, які страждають від серцево-судинних та респіраторних захворювань (влітку 2003р. теплові хвилі спричинили більш ніж 70 тис. втрат людських життів тільки в Європі). Висока температура викликає підвищення рівня приземного озону та інших забруднюючих речовин, що негативно впливає на

вищезгадані групи населення (забруднення повітря в міських районах призводить до близько 1,2 млн. смертельних випадків на рік).

Частіші зміни в моделях опадів можуть вплинути на ситуацію з постачанням питної води. Нестача води може призвести до погіршення гігієни та підвищення ризику шлунково-кишкових захворювань, через які щорічно гинуть близько 2,2 млн. осіб. Дедалі частіше внаслідок повеней забруднюються джерела питної води, через що збільшується ризик виникнення хвороб, пов'язаних із забрудненням водозаборів. Крім того, повені також спричиняють потоплення та травми і можуть призвести до затримки у наданні медичної допомоги через обмеження доступу.

В Україні наслідки зміни клімату спостерігаються в зростанні кількості випадків потужних опадів, у збільшенні кількості, амплітуди та тривалості сезонних температурних аномалій, що вже призводить до зниження продуктивності сільськогосподарських угідь та лісів. За прогнозами Українського гідрометеорологічного інституту⁴² у найближчий період 2011-2030рр. найбільше потепління очікується влітку на північному сході країни. В наступні 20 років, влітку максимальне потепління відбудеться у південних областях.

Аналіз змін та прогнозованих абсолютних значень середніх максимальних температур, які характеризують найтеплішу половину доби (денні максимуми), і середніх мінімальних температур, які відповідають нічним мінімумам показав, що:

- 1) в найближчий період максимальне потепління для нічних мінімумів ($>0,9^{\circ}\text{C}$) очікується у північно-східній частині країни взимку та у Луганській області влітку та восени, а для денних максимумів ($>0,8^{\circ}\text{C}$) – в північних областях (Чернігівській та Сумській) влітку та восени, найменші зміни прогноуються у Карпатах та Криму;
- 2) в наступний період 2031-2050рр. в більшій мірі будуть рости мінімальні температури в холодне півріччя з жовтня до квітня, в травні і вересні зміни практично однакові, а влітку однозначно потепління буде відбуватися за рахунок підвищення денних максимумів;
- 3) на кінець сторіччя для періоду 2081-2100рр. прогноуються максимальне підвищення всіх температур з абсолютним максимумом у північному регіоні в грудні для нічних мінімумів ($+4,8^{\circ}\text{C}$), річний хід змін обох температур має два максимуми у серпні та грудні, мінімальні зміни очікуються у квітні (для максимумів), травні (для мінімумів) та жовтні (для обох температур).

Отже, в умовах зміни клімату світовому суспільству та Україні необхідно удосконалювати організаційно-правові й соціально-економічні механізми для адаптації та протидії зміні клімату з метою пом'якшення негативних проявів такої зміни для довкілля і для людини.

⁴⁰ П'ятий звіт МГЕЗК. Intergovernmental Panel on Climate Change 'Climate Change 2014, Synthesis Report'. Інтернет-ресурс: http://ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/syr/SYR_AR5_FINAL_full_wcover.pdf.

⁴¹ Адаптація до зміни клімату / Карпатський інститут розвитку, Агентство сприяння сталому розвитку Карпатського регіону "ФОРЗА", 2015. Інтернет-ресурс: http://www.forza.org.ua/sites/default/files/adaptation_climate_change_brochure_ua_screen_final.pdf.

⁴² Звіт про науково-дослідну роботу "Розроблення сценаріїв зміни кліматичних умов в Україні на середньо- та довгострокову перспективу з використанням даних глобальних та регіональних моделей", 2013, – Український гідрометеорологічний інститут (УкрГМІ), Київ, – 135 с. Інтернет-ресурс: <http://uhmi.org.ua/project/rvndr/climate.pdf>.

3.2. ПОЛІТИКА ПРОТИДІЇ ЗМІНИ КЛІМАТУ: ГЛОБАЛЬНИЙ ВИМІР

Усвідомлюючи вирішальну дію антропогенного фактору на зміну клімату на планеті та можливі негативні глобальні наслідки, за ініціативою найбільш представницької цивілізаційної інституції – ООН було розроблено та запропоновано перший документ глобального масштабу, що стосується проблеми зміни клімату – Рамкову конвенцію ООН про зміну клімату⁴³ – РКЗК ООН (*Framework Convention on Climate Change*), яку було прийнято у Ріо-де-Жанейро, Бразилія 11.12.1990р. Конвенція набула чинності 21.03.1994р., а Україна ратифікувала її 29.10.1996р. Основною метою цієї Конвенції є стабілізація концентрації парникових газів в атмосфері на рівні, що не допускає небезпечного антропогенного впливу на кліматичну систему. Такий рівень відповідно до положень Конвенції має бути досягнутий у строки, необхідні для природної адаптації екосистем до зміни клімату, що сприятиме в тому числі подальшому економічному розвитку. Станом на 15.07.2017р. Рамкову конвенцію ООН про зміну клімату ратифікувало 197 країн світу. Найвищим органом управління РКЗК ООН є Конференція Сторін, яка регулярно розглядає питання про впровадження вимог Конвенції та будь-яких пов'язаних з нею правових документів, що можуть бути прийняті Конференцією Сторін.

Наступним важливим етапом у формуванні глобальних механізмів протидії зміні клімату став Кіотський протокол⁴⁴ до РКЗК ООН, який було прийнято у Кіото, Японія 11.12.1997р. Україна ратифікувала зазначений Протокол 04.02.2004р. тобто раніше від дати – 16.02.2005р., коли він набрав чинності (став обов'язковим до виконання для сторін-учасників). Станом на 15.07.2017р. Кіотський протокол ратифікувало 192 сторони (191 країна та 1 регіональне економічне об'єднання). Кіотським протоколом встановлено зобов'язання щодо обмеження викидів парникових газів упродовж періоду 2008-2012рр. для 39 розвинених країн та країн з перехідною. До останньої групи країн було включено й Україну. Кожна країна з цього переліку отримала базові так звані “одиниці установленої кількості” (ОУК, *Assigned Amount Units, AAUs*) номіналом 1 мт еCO₂ кожна. При завершенні періоду зобов'язань Кіотського протоколу (2008-2012рр.) країни зобов'язані володіти тією кількістю дозвільних одиниць, що відповідає обсягам національних викидів парникових газів. Залишок ОУК після виконання зобов'язань може бути перенесено та використано в наступному періоді зобов'язань (2013-2020рр.) за Дохійською поправкою⁴⁵ до Кіотського протоколу. Нажаль, на поточний час Дохійська поправка так і не набула чинності і не ратифікована Україною.

Кіотський протокол також запропонував гнучкі економічні механізми сприяння зниженню емісії парникових газів у залежності від рівня соціально-економічного розвитку країн.

Порівняно відсталі країни, головним країни Африки, низка країн Азії та Латинської Америки,

могли скористатися механізмом чистого розвитку (МЧР, *Clean Development Mechanism, CDM*), який забезпечував ринковий механізм впровадження проєктів між країною з розвинутою економікою і країною, що розвивається, який забезпечує країну, що розвивається, фінансуванням і технологіями для сталого розвитку та допомагає країні з розвинутою економікою виконати зобов'язання зі зниження викидів. А країна, яка здійснила інвестицію, натомість отримує від країни-реципієнта додаткову квоту у розмірі так званих одиниць “сертифікованих скорочень викидів” (CCB, *Certified Emission Reductions, CERs*). Одиниця CCB дорівнює одній метричній тонні еквіваленту CO₂.

Країни з перехідною економікою (у т.ч. Україна) скористалися механізмом проєктів “спільного впровадження” (CB, *Joint Implementation, JI*), який надає змогу впроваджувати проєкти, спрямовані на зменшення викидів, або удосконалення виведення з обігу CO₂ через накопичувачі вуглецю (зміни у землекористуванні або раціональному використанні лісів). У рамках CB, інвестиційний проєкт, який спрямований на економію споживання енергоресурсів, або ефективніше виробництво електроенергії або тепла, може розраховувати на отримання “одиниць скорочень викидів” (OCB, англ. *Emission Reduction Units, ERUs*). Одна OCB дорівнює одній метричній тонні еквіваленту CO₂. Серед обов'язкових умов отримання OCB – виконання принципу додатковості, проходження незалежного аудиту, а також затвердження приймаючою країною та країною-покупцем. OCB можуть використовуватись державами для виконання зобов'язань згідно з Кіотським протоколом, а також приватними компаніями чи спеціалізованими фондами в межах регіональних схем торгівлі дозволами на викиди.

Таким чином, міжнародна спільнота, починаючи з 2008р., отримала низку механізмів для стимулювання розвитку, який забезпечувався використанням технологій, спрямованих на зменшення викидів парникових газів. По-перше, уряди держав, які спромоглися не використати свої одиниці установленої кількості у межах періоду зобов'язань за Кіотським протоколом, мали змогу продавати частину невикористаних ОУК урядам інших країн. По-друге, через МЧР країни-донори могли отримати додаткові квоти до своїх ОУК завдяки інвестиціям у беземісійні проєкти в країнах, що розвиваються. По-третє, як уряди країн, так і окремі зацікавлені компанії могли скористатися механізмом проєктів спільного впровадження з тим, щоб отримати OCB з метою їх використання як додаткових квот так і інструментів торгівлі викидами CO₂. При умові набрання чинності Дохійської опправки до Кіотського протоколу, зазначені механізми змогли б повною мірою бути використані до 2020р.

Важливими взаємопов'язаними подіями у створенні глобального механізму протидії зміні клімату, який покликаний прийти на заміну Кіотського протоколу, стали 20 і 21 Конференції Сторін РКЗК ООН. За результатами 20 Конференції, яка відбулася в м.Ліма,

⁴³ Рамкова конвенція Організації Об'єднаних Націй про зміну клімату. Інтернет-ресурс: http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/995_044.

⁴⁴ Кіотський протокол до Рамкової конвенції ООН про зміну клімату. Інтернет-ресурс: http://zakon4.rada.gov.ua/laws/show/995_801.

⁴⁵ Doha amendment to the Kyoto Protocol. Інтернет-ресурс: http://unfccc.int/files/kyoto_protocol/application/pdf/kp_doha_amendment_english.pdf. Дохійська поправка досі не набрала чинності і не ратифікована Україною.

Перу, у відповідності до звернення СР20 від 14.12.2014р.⁴⁶ було ініційовано застосування механізму визначення зобов'язань по емісії обсягів парникових газів (в мт еСО₂) – т.зв. “Очікуваних національно визначених внесків” (ОНВВ, *Intended Nationally Determined Contributions, INDCs*), які б стали новими орієнтирами для зобов'язань та дій з запобігання зміни клімату для Сторін РКЗК ООН після 2020р., – тобто на пост-кіотський період. Логічним продовженням цього процесу стали результати наступної – 21 Конференції Сторін РКЗК ООН, що відбулася у м. Парижі, Франція, на якій 12.12.2015р. було прийнято нову угоду протидії зміні клімату, наразі відомої як Паризька угода⁴⁷. Станом на 15.07.2017р., сторонами Паризької угоди, які підписали цей документ є 197 учасників, з них ратифікували – 153 учасники, в т.ч. Україна ратифікувала Паризьку угоду 14.07.2016р.

Паризька угода набрала чинності 04.11.2016р. Головною її метою є посилення заходів на глобальному рівні з метою стримування росту середньої глобальної температури нижче 2°C вище від доіндустріального рівня і докладання зусиль заради обмеження зростання температури 1,5°C. Головним завданням Паризької угоди є підвищення потенціалу країнучасників для боротьби з наслідками зміни клімату. Для досягнення цих амбітних цілей передбачено гнучкі можливості для фінансування, передачі технологій, зміцнення інституцій, які б могли застосовуватися для країн з різними рівнями економічного розвитку.

Гнучкість Паризької угоди полягає також і в тому, що кожна сторона на національному рівні самостійно визначає свої індивідуальні зобов'язання у вигляді обсягів ОНВВ або так звані “абсолютні обмеження” на викиди країною парникових газів та подає його до Секретаріату РКЗК ООН. Станом на 15.07.2017р., таких подань, враховуючи Україну, зареєстровано вже від 162 країн, що становить близько 82% кількості підписантів угоди.

З метою досягнення цілей з протидії зміні клімату, Паризька угода акцентує сторони на здійсненні зусиль з розвитку відновлюваних джерел енергії, підвищення енергоефективності, лісовідновлення та лісорозведення та закладає базис для впровадження гнучких ринкових і міжурядових механізмів на основі концепції добровільного співробітництва в рамках т.зв. “спільних підходів”, що дозволяє сторонам Паризької угоди застосовувати будь-який формат співпраці для досягнення своїх зобов'язань з ОНВВ, але за умови щодо виконання вимог РКЗК ООН щодо прозорості, моніторингу, звітності та верифікації такої діяльності. Слід зауважити, що хоча Паризька угода і не містить регламентів і процедур щодо її імплементації, які ще слід розробити та затвердити на міжнародному рівні, але вона й не містить обмежень з імплементації існуючих ринкових механізмів і практик, які застосовуються у протидії зміні клімату в багатьох юрисдикціях. Основою таких ринкових механізмів є міжнародна

торгівля квотами на викиди (одинами викидів) парникових газів.

До проблеми парникових газів безпосередньо відноситься Директива 2003/87/ЄС Європейського Парламенту та Ради “Про встановлення схеми торгівлі викидами парникових газів у рамках ЄС”. Ця директива повинна була бути впроваджена в Україні вже з 01.01.2017р., але ні держава, ні вітчизняні підприємства виявилися не готові до цього. Наразі відсутнє базове законодавство у цій сфері, що не дозволяє розробити та впровадити відповідні алгоритми і платформу для торгівлі викидами парникових газів. В даний час за ініціативи Мінприроди, Уряд України ініціював у ЄС питання зміщення реалізації даної директиви на більш пізній термін.

Водночас, однією з найбільших систем торгівлі є Європейська схема торгівлі дозвільними одиницями на викиди парникових газів ЄС⁴⁸ (ЄСТВ, *European Union Emissions Trading Scheme, EU ETS*), яка була імплементована на виконання зобов'язань Кіотського протоколу, але наразі адаптується як для виконання Паризької угоди, так і кліматичних та енергетичних директив та ініціатив ЄС, включаючи останню, що отримала амбітну назву Четвертого енергетичного пакету ЄС “Чиста енергія для всіх європейців” (*Clean Energy For All Europeans*)⁴⁹ від 30.11.2016р.

Пакет “Чиста енергія для всіх європейців” передбачає перехід ЄС до екологічно чистої енергії, який має на меті забезпечити сталий розвиток країн ЄС у майбутньому. Згідно з зазначеним пакетом, перехід на чисту енергію може генерувати збільшення ВВП ЄС на 1% протягом наступного десятиліття, створити біля 900 тис. нових робочих місць та мобілізувати до €177 млрд. річних державних і приватних інвестицій з 2021р.

3.3. ПОЛІТИКА ПРОТИДІЇ ЗМІНИ КЛІМАТУ: УКРАЇНСЬКИЙ КОНТЕКСТ

Незважаючи на скорочення енергоемності ВВП та питомих викидів парникових газів, економіка України залишається надмірно енергоемною в порівнянні не лише з найбільш розвиненими країнами світу, а й з нашими європейськими сусідами, зокрема країнами Вишеградської четвірки (V4). Дані діаграми “Енергоемність ВВП при постійних паритетах купівельної спроможності країн V4 та України” демонструють, що Україна протягом 2000-2014рр. мала в 2-3 рази вищий рівень енергоемності ВВП, ніж країни V4. Загалом, Україна та країни V4, дотримуючись загальносвітової тенденції, рухаються в напрямку зниження енергоемності ВВП, але в різних діапазонах. Як видно з графіка, діапазон України знаходиться значно вище, ніж діапазон країн V4. В той же час, Україна демонструє більш суттєві середньорічні темпи зменшення енергоемності ВВП за цей період часу, які дорівнюють -3,1%, ніж країни V4, що в середньому мають – -2,6%.

⁴⁶ Звернення СР20. Lima call for climate action. Інтернет-ресурс: http://unfccc.int/files/meetings/lima_dec_2014/application/pdf/auv_cop20_lima_call_for_climate_action.pdf.

⁴⁷ Паризька угода. Інтернет-ресурс: http://zakon5.rada.gov.ua/laws/show/995_161/paran2#n2.

⁴⁸ European Union Emissions Trading Scheme (EU ETS). Інтернет-ресурс: https://ec.europa.eu/clima/policies/ets_en#tab-0-0.

⁴⁹ COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE, THE COMMITTEE OF THE REGIONS AND THE EUROPEAN INVESTMENT BANK Clean Energy For All Europeans. Інтернет-ресурс: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/en/TXT/?uri=CELEX:52016DC0860>.

За ВаU-сценарієм, якщо ці середні темпи для України та країн V4 збережуться протягом тривалого періоду, то Україна досягне енергоемності ВВП країн V4 лише через 22 роки.

Ще гірша ситуація спостерігається і з показником емності ВВП за викидами парникових газів (діаграма “Ємність ВВП країн V4 та України за викидами парникових газів...”, с.60), що Україна, як за 2000р., так і за 2014р. мала в 3-4 рази вищий рівень емності ВВП за викидами парникових газів, ніж країни V4. Хоча Україна, як і країни Вишеградської групи, продемонструвала за період 2000-2014рр. значне скорочення емності ВВП за викидами CO₂, але таке скорочення для України відбулося за рахунок деіндустріалізації країни, на відміну від країн V4, у яких поліпшення даного показника відбулося в основному за рахунок зростання ВВП.

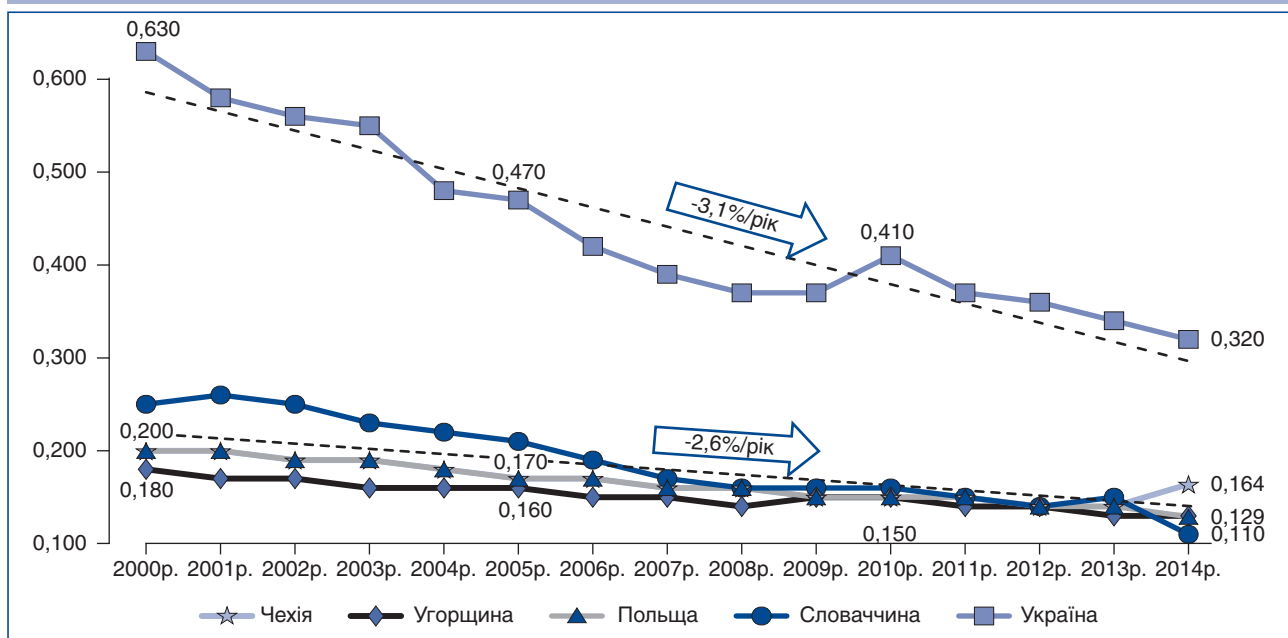
На виконання Паризької угоди, Україна у своєму ОНВВ проінформувала Секретаріат РКЗК ООН у вересні 2015р. про ціль не перевищувати 60% у 2030р. від рівня викидів парникових газів у 1990р.⁵⁰ Слід зазначити, що Паризька угода закликає країни до періодичного перегляду своїх зобов'язань зі скорочення викидів парникових газів на більш амбітні та запровадила для цього циклічний механізм оновлення цільових орієнтирів Сторін. Тобто кожна Сторона зобов'язана кожні п'ять років, починаючи з 2020р., повідомляти (надавати до Секретаріату РКЗК ООН) свій Національно визначений внесок (НВВ) на заміну Очікуваного національно визначеного внеску, який було зафіксовано у 2015р.

Чи є амбітним ОНВВ України? Вочевидь він є не достатньо амбітним. Адже за базовий рівень для країни було взято обсяги викидів парникових газів, що у часі (1990р.) збіглися й відповідали найбільшій промисловій потужі України, отриманій у спадщину від Радянського Союзу. Разом з тим, враховуючи можливість циклічного оновлення зобов'язань, Україна скоріше за все після 2020р. візьме на себе більш амбітні цілі, враховуючи використання потенціалу з підвищення енергоефективності, експансії ВДЕ, модернізації енергетичної інфраструктури, удосконаленню податкової системи на фоні розвитку енергетичних ринків країни.

Запорукою посилення екологічної спрямованості у розвитку паливно-енергетичного комплексу України стали нещодавні суттєві доповнення вітчизняного законодавства. Найбільш важливими тут є закони, які набрали чинності у липні 2017р. Це, насамперед, закони “Про енергоефективність будівель”, “Про фонд енергоефективності”, які розроблено у контексті відповідних директив, регламентів і рекомендацій ЄС та Секретаріату Європейського енергетичного співтовариства.

Закон “Про енергетичну ефективність будівель” передбачає сертифікацію енергетичної ефективності об'єктів будівництва та існуючих будівель для визначення їх фактичних та якісних показників та запровадження практики маркування енергоефективності житла, що дозволить не тільки об'єктивно оцінити нерухомість, але й визначити напрями підвищення енергоефективності будівель шляхом їх модернізації,

Енергоемність ВВП при постійних паритетах купівельної спроможності країн V4 та України, кг н.е./\$ 2005р.

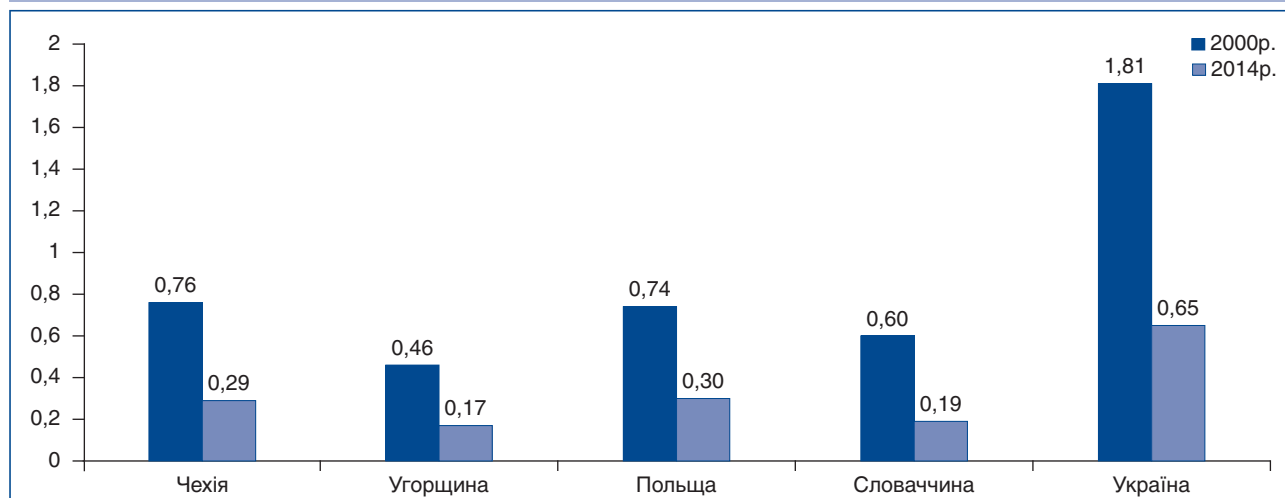


Джерело:

1. Міжнародне енергетичне агентство – за 2000 – 2013 роки.
2. Enerdata – за 2014 рік для Чеської Республіки, Польщі та України.
3. Розрахунки за 2014 рік: для Угорщини – дані аналітичного центру ICDT; для Словаччини – дані інституту INEKO.
4. Середньорічні темпи зменшення енергоемності ВВП – розрахунки Центру Разумкова.

⁵⁰ Intended Nationally Determined Contribution (INDC) of Ukraine to a New Global Climate Agreement. Інтернет-ресурс: <http://www4.unfccc.int/ndcregistry/PublishedDocuments/Ukraine%20First/Ukraine%20First%20INDC.pdf>.

Ємність ВВП країн V4 та України за викидами парникових газів при розрахунку ВВП за паритетом купівельної спроможності,
кг еCO₂/\$2005р.



Джерело: Розрахунки Центру Разумкова на основі даних BP Statistical Review of World Energy. Інтернет-ресурс: <http://www.bp.com/statisticalreview> (показники обсягів викидів парникових газів та Світового Банку. Інтернет-ресурс: <http://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.MKTP.PP.CD> (по ВВП за паритетом купівельної спроможності у цінах 2005р.).

адже невикористаний потенціал України з енергозбереження на сьогодні оцінюється у розмірі 30-40% фактичного рівня використання енергоресурсів для обігріву житла і будівель громадського призначення.

Закон “Про фонд енергоефективності” передбачає створення спеціальної інституції та стимулюючих фінансових інструментів, які покликані значно прискорити розвиток українського суспільства за напрямом енергоефективності у всіх сферах повсякденного життя. Створення такого Фонду дозволить залучити значні інвестиції в енергоефективність за рахунок різних джерел фінансування, у тому числі державних і приватних, вітчизняних ті іноземних. Зокрема, передбачається залучення близько сто мільйонів євро грантових коштів від уряду Німеччини, а також кошти Державного бюджету України.

Наведені приклади удосконалення українського законодавства звичайно посилюють правову основу для більш енергоощадливого, а значить екологічно сприятливого розвитку країни. Разом з тим, важко погодитися, що лише ухвалення законів з енергоефективності зможе повністю забезпечити виконання багатьох зобов’язань України зі скорочення викидів забруднюючих речовин та парникових газів в атмосферне повітря від внаслідок роботи застарілої інфраструктури її енергетичного сектору. Такі зобов’язання України сформовані у результаті її приєднання до Енергетичного Співтовариства у 2011р. та набуття чинності Угоди про асоціацію України та ЄС у 2017р., яка передбачає поетапну імплементацію 29 екологічних директив і регламентів ЄС. Серед них найбільш складними до виконання є Директива Європейського парламенту та Ради Європейського Союзу 2010/75/ЄС від 24.11.2010р. “Про промислові викиди або про комплексне запобігання забрудненню і контролю над ним” та Директива 2001/80/ЄС Європейського Парламенту і Ради ЄС від 23.10.2001р. “Про обмеження викидів деяких забруднюючих повітря речовин

від великих установок спалювання”. Згідно цих директив ЄС Україна має скоротити викиди пилу в 50 разів, сірки – в 25 разів, оксидів азоту – в 5 разів. Причому зробити це передбачається до 2018р. що вочевидь є недосяжним. Тому, як це передбачено Директивою 2001/80/ЄС, Урядом України було прийнято рішення розробити Національний план по зниженню викидів забруднюючих речовин, який передбачав би встановлення певного максимального цільового значення валових викидів по країні в цілому з виходом на кінцеві концентрації за певний час.

Україна завзято взялася до створення свого Національного плану по зниженню викидів забруднюючих речовин ще з 2012р. Протягом останніх років було розроблено його проект, який було узгоджено з ЄС та погоджено Секретаріатом Енергетичного Співтовариства з наміром введення у дію з початку 2018р. Нарешті, наприкінці листопада 2017р., Національний план було затверджено Урядом України. Дія Плану поширюється на великі спалювальні установки, оператори яких добровільно прийняли рішення взяти участь у цьому механізмі відступу від негайного виконання вимог Директиви 2010/75/ЄС. Впровадження Національного плану передбачено Енергетичною стратегією України на період до 2035р. та схваленим Урядом Планом заходів з імплементації Угоди про асоціацію між Україною та ЄС. Хоча Україна визначилась зі своїм Національним планом по зниженню викидів забруднюючих речовин, але не зняті остаточно прогалини нормативної бази, а також не вирішене інституційне питання щодо забезпечення моніторингу та звітності перед Енергетичним Співтовариством. Ці вади потенційно можуть створити додаткові виклики для енергетичних компаній з точки зору необхідності виконання ними посиленних вимог з дозвільної документації у надмірно стислі терміни, що можуть бути деталізовані та додатково запроваджені Урядом України на виконання згаданих вище директив ЄС.

4. ПРОГНОЗ ОСНОВНИХ МАКРОЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ РОЗВИТКУ УКРАЇНИ до 2020р.

4.1. ЦІЛЬОВІ ЗАВДАННЯ ТА ІДЕНТИФІКАЦІЯ ВИКЛИКІВ У ФОРМУВАННІ МАКРО- ЕКОНОМІЧНОЇ ПОЛІТИКИ УКРАЇНИ

Головні виклики для економіки України найближчими роками будуть пов'язані із спроможністю влади не лише домогтися зміцнення соціально-економічного середовища, але й запровадити механізми та інструменти незворотності якісних інституційних змін, спрямованих на формування конкурентоспроможної та інтегрованої в світову економіку.

Серед ключових завдань економічної політики виокремлюються:

- продовження і посилення макроекономічної стабілізації, подальше зниження інфляційних та девальваційних очікувань;
- відновлення стимулів до заощаджень, насамперед через банківську систему, що прискорить приріст інвестицій і сприятиме виробництву товарів і послуг з високим рівнем доданої вартості;
- посилення конкурентних можливостей національного бізнесу на міжнародних ринках, а також зміцнення боргових позицій держави.

Зважаючи на незадовільні темпи соціально-економічних трансформацій в Україні, представлений тут прогноз (базовий) залишається консервативним. Йдеться про те, що влада продовжуватиме вкрай обережну економічну політику, в рамках якої не вдасться започаткувати високий рівень економічного зростання. **Висока концентрація політичних ризиків у 2019р. вказує на необхідність посилення інституційної спроможності влади у частині трансформаційних процесів.**

Головні виклики для економіки України найближчими роками будуть пов'язані із спроможністю влади не лише домогтися зміцнення соціально-економічного середовища, але й запровадити механізми та інструменти незворотності якісних інституційних змін, спрямованих на формування конкурентоспроможної та інтегрованої в світову економіку⁵¹.

4.2. ГОЛОВНІ МАКРОЕКОНОМІЧНІ ІНДИКАТОРИ

Складна і суперечлива політична та економічна ситуація в Україні, а також донині незадовільні темпи соціально-економічних трансформацій вимагають

обережного ставлення до прогнозованої економічної динаміки, що й відображено у нашому (базовому) прогнозі.

Реальний ВВП. Насамперед, за оцінками Центру Разумкова, Уряду найближчими роками не вдасться започаткувати і запровадити високий рівень економічного зростання – реальний ВВП лише у 2018р. зросте на 3,5, в інші ж роки (2017-2020рр.) показник зростання не перевищуватиме 1,5% (що менше (діаграма “Зростання реального ВВП”), ніж середньостроковий урядовий прогноз, покладений в основу Бюджету-2018).



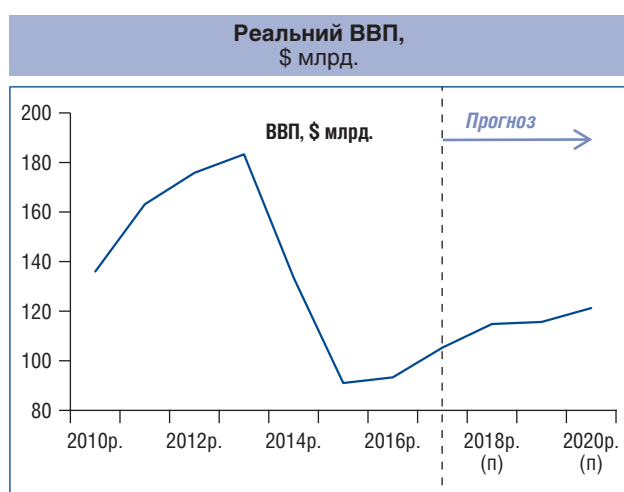
Головними стримуючими чинниками прискореного економічного відновлення залишаються російська агресія (захист від якої вимагає значні ресурси), низький рівень доходів і добробуту населення (що обмежує сукупний попит), інерційне збереження несприятливих очікувань стосовно макроекономічних складових (насамперед, інфляції та курсової динаміки), слабкі структурні зміни, які утримують незадовільну конкурентоспроможність, інституційна невідповідність владних пріоритетів та напрямів реформ тощо.

При цьому, слід зазначити, що 2019р. залишається вкрай суперечливим для України, у т.ч. внаслідок чергових президентських і парламентських виборів, які провокуватимуть політизацію економічних рішень, а з тим – негативно позначатимуться на економічному розвитку. Саме тому, зростання реального ВВП у 2019р. лише незначним чином перевищить нульовий рівень (діаграма “Зростання реального ВВП”).

⁵¹ Докладніше див.: Україна 2016-2017: ознаки прогресу та симптоми розчарування (аналітичні оцінки). – К.: Центр Разумкова, 2017, 48с.

Стримуючим чинником прискореного відновлення залишатиметься структура ВВП – частка споживчих витрат сягатиме 83-88% ВВП, натомість частка інвестицій (валове нагромадження) залишається низькою і лише в окремі роки досягатиме 23% ВВП. Тобто низький інвестиційний потенціал не може стати надійною складовою покращення інвестиційної привабливості, у т.ч. для іноземних інвесторів.

Між тим, за оцінками Центру Разумкова, Україні вдасться уникнути значних інфляційних, фінансових і зовнішніх шоків (див. підрозділи “Платіжний баланс” і “Зовнішні борги”), середньорічні темпи зростання номінального ВВП складатимуть близько 10%, і у 2020р. номінальний ВВП України досягне 4 трлн. грн. (попередня оцінка номінального ВВП 2016р. – 2,4 трлн. грн.) або (у доларовому еквіваленті) приблизно \$120 млрд. (діаграма “Реальний ВВП”).

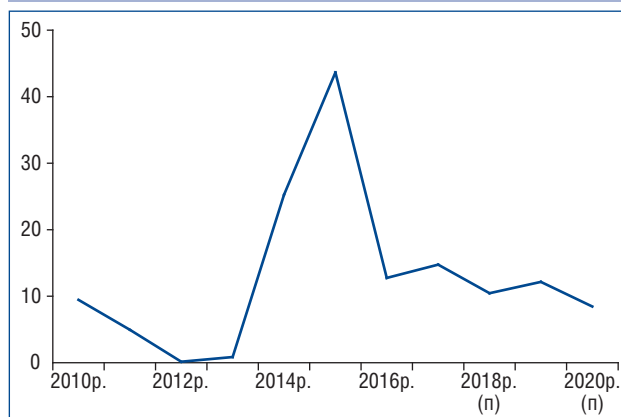


Інфляція. У середньостроковій перспективі, хоча в Україні задекларовано політику інфляційного таргетування, проте рівень споживчої інфляції залишатиметься досить значним. Серед чинників інфляційного тиску виокремлюються: цінове адміністрування у системі житлово-комунальних тарифів, подальше зростання мінімальних соціальних стандартів (насамперед, популістичного характеру, зважаючи на виборчі кампанії); короткострокові (проте періодичні) валютні дисбаланси, що й надалі утримуватимуть негативні девальваційні (а з ними і інфляційні) очікування.

У таких умовах у 2017р. інфляція (зростання індексу споживчих цін) не зможе помітно знизитись (до однозначного показника) і залишиться, принаймні, на рівні попереднього року. Послідовне зниження інфляції наступними роками можливе (до 8-10%), однак у 2019р. (внаслідок припливу зовнішніх коштів, а також значних готівкових виплат під вибори) темпи інфляції знову перевищать 10% (діаграма “Інфляція”)⁵².

“Виборчі” виплати, звичайно, дозволять певним чином підвищити особисті доходи громадян. Для стримування інфляційного тиску використовуватимуться інші інструменти обмеження пропозиції грошей, насамперед, в частині кредитування (перш за все населення) (діаграма “Інфляція і готівка”), а також

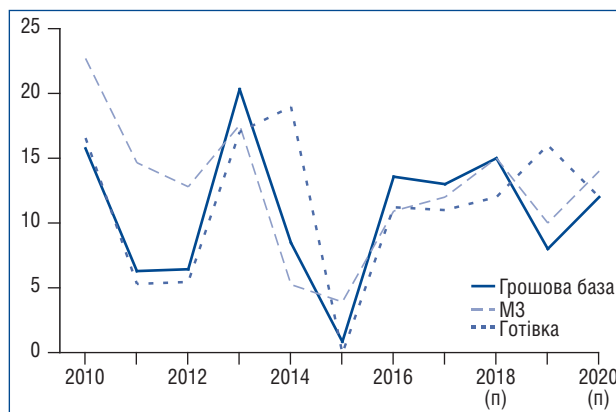
Інфляція, % зростання до попереднього року (груд.-груд.)



обмеження доступу бізнесу до позичкових ресурсів (як наслідок, нагадаємо, при значне зниженні темпів економічного зростання у 2019-2020рр.).

Монетарні агрегати та вплив на ВВП. Певне макроекономічне заспокоєння найближчими роками, дозволить дещо відновити розширення депозитів, а з тим з'являться додаткові можливості і розширення пропозиції грошей. Втім, хоча динаміка монетарних агрегатів буде досить близька, проте у 2019р. різнитиметься – готівка зростатиме значно вищими темпами, порівняно з грошовою базою чи широкими грошима (діаграма “Зростання монетарних агрегатів”), що зумовлено значними виборчими готівковими виплатами.

Зростання монетарних агрегатів, % до попереднього року

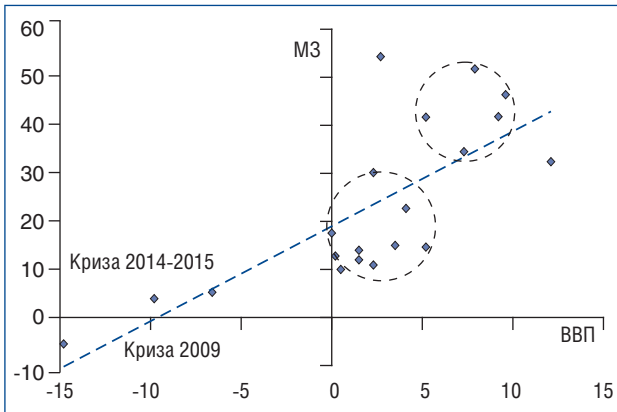


Вказане поміrne розширення монетарних агрегатів значною мірою відповідатиме потребам підтримки планованого зростання реального ВВП. Справа у тому, що в українському середовищі вже сформувались певні значимі макроекономічні зв'язки. Так, розширення пропозиції грошей на 10-25% узгоджувалось із зростанням реального ВВП на 0-5% (діаграма “Зростання монетарного агрегату М3 і реального ВВП”). Розширення М3 менше, ніж на 10%, узгоджувалось із значним падінням.

Антиінфляційна політика і вкрай обережне монетарне стимулювання спонукатимуть НБУ лише до

⁵² Наведені дані помітно відрізняються від урядових прогнозних показників, за якими темпи інфляції у 2018-2020рр. складатимуть однозначну величину (знизились з 7% у 2018р. до 5% у 2020р.).

Зростання монетарного агрегату М3 і реального ВВП



слабкого розширення пропозиції грошей (на що вже вказано в Головних засадах грошово-кредитної політики НБУ на 2018-2020рр.)

Узагальнені показники динаміки номінального і реального ВВП, інфляції та монетарних агрегатів наведені в таблиці “Динаміка ВВП, інфляції та монетарних агрегатів”.

4.3. ПЛАТІЖНИЙ БАЛАНС І БОРГОВІ ПОЗИЦІЇ

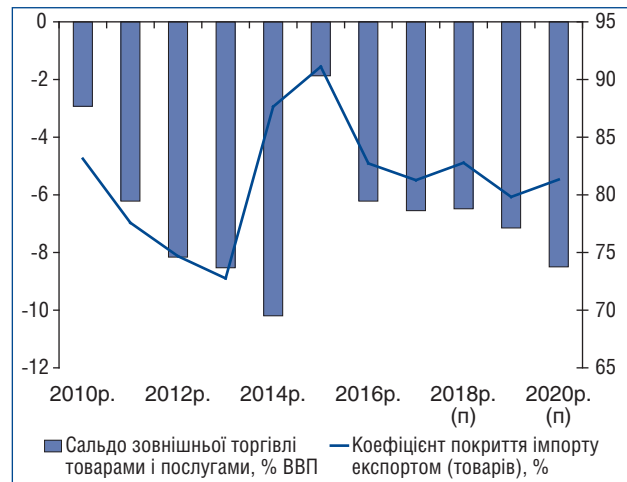
Зовнішньоекономічний сектор. У 2017р. в Україні, вірогідно, буде відновлена зростаюча динаміка зовнішньої торгівлі⁵³. Виокремимо особливості такого зростання:

- зростання як експорту, так і імпорту (товарів, а також товарів і послуг) відбуватиметься незначними темпами, суттєво нижчими, ніж це спостерігалось у до кризовий період;
- темпи зростання імпорту перевищуватимуть темпи зростання експорту, що зумовлено як все ще слабкою конкурентоспроможністю національних виробництв, так потребами сировинного та інвестиційного залучення відповідно до позитивної динаміки ВВП;

- вказане перевищення означає, що як зовнішньоторговельний баланс, так і сальдо рахунку поточних операцій платіжного балансу матимуть негативні показники (дефіцити), що залишатиме значною потребу у пошуку зовнішніх джерел фінансування.

Нинішня невизначеність на основних для України світових біржових ринках, насамперед металургії та зернових⁵⁴, не дозволяє сподіватись на стійке розширення експортних можливостей вітчизняних експортерів. Тому й зростання експорту буде незначним – не більше 5%, а помірна девальвація гривні (див. далі), своєю чергою, обмежуватиме приріст імпорту. Частково дефіцит торгівлі товарами зможе бути покритим позитивним сальдо торгівлі послугами. Однак, дефіцит торгівлі товарами і послугами залишатиметься значним – у 2017-2019рр. складатиме \$6-8 млрд. (6,5-7,1% ВВП), а у 2020 може перевищити \$10 млрд. (8,5% ВВП) (діаграма “Сальдо зовнішньої торгівлі ...”), що, втім, помітно менше передкризових і кризових 2012-2014рр.

Сальдо зовнішньої торгівлі і покриття імпорту експортом (права шкала)



Динаміка ВВП, інфляції та монетарних агрегатів

Показники / роки	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017 (п)	2018 (п)	2019 (п)	2020 (п)
ВВП, трлн. грн.	1,1	1,3	1,4	1,5	1,6	2,0	2,4	2,8	3,2	3,6	4,0
ВВП, \$ млрд.	136,0	163,2	175,8	183,3	133,5	91,0	93,3	105,3	114,9	115,6	121,3
Реальний ВВП, % зростання	4,1	5,2	0,2	0,0	-6,6	-9,8	2,3	1,5	3,5	0,5	1,5
Зростання ІСЦ, % (груд.-груд.)	9,1	4,6	-0,2	0,5	24,9	43,3	12,4	14,4	10,1	11,8	8,1
Кінцеві споживчі витрати, % ВВП	83,2	84,2	86,9	90,8	90,1	86,0	84,7	86,0	83,0	88,0	85,0
Валове нагромадження, % ВВП	19,8	22,0	21,2	17,8	20,1	15,9	21,5	20,5	23,5	19,1	23,5
Зростання грошової бази, %	15,8	6,3	6,4	20,3	8,5	0,8	13,6	13,0	15,0	8,0	12,0
Зростання М3, %	22,7	14,7	12,8	17,6	5,2	3,9	10,9	12,0	15,0	10,0	14,0
Швидкість обігу М3	2,0	2,0	1,9	1,7	1,7	2,0	2,3	2,4	2,4	2,4	2,4
Зростання готівки в обігу, %	16,6	5,3	5,4	17,0	19,0	-0,1	11,2	11,0	12,0	16,0	12,0

⁵³ Експорт (товарів) у 2015р. впав на 30%, у 2016р. – на 5%, падіння імпорту у 2015р. сягнуло майже 33%, а у 2016р. імпорту зріс трохи більше, ніж на 4%.

⁵⁴ Так, у середині 2016р. котирування ф'ючерсів вказували на майбутні низькі світові ціни на продукцію металургії. Наприкінці ж року тенденції на ринках змінились, і вартісні показники зросли майже вдвічі. Однак, міжнародні експерти вказують нестійкість таких нових трендів, зважаючи на очікування у сукупному світовому попиті і глобальних запасах сировинних ресурсів. Тому високо ймовірними є помітні суперечності у прогнозах різних інституцій.

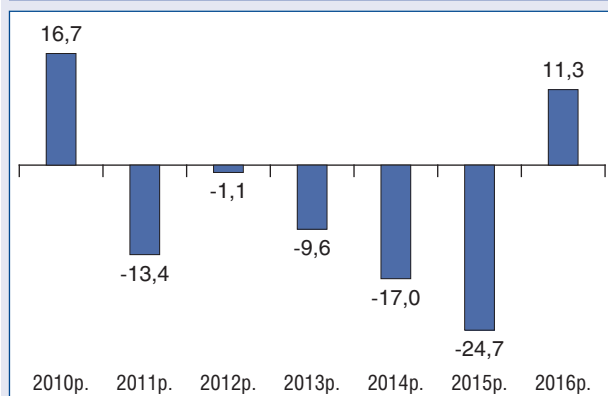
Слід зауважити, що сучасні цінові характеристики світових біржових товарів є досить нестійкими, тому, за певного покращення умов торгівлі, Україна може помітно також покращити і зовнішньоторговельні показники (врізка “Які зміни в умовах торгівлі очікують Україну?”).

ЯКІ ЗМІНИ В УМОВАХ ТОРГІВЛІ ОЧІКУЮТЬ УКРАЇНУ?

Економічна модель України – мала відкрита економіка, яка приймає міжнародні цінові сигнали і умови торгівлі, не спроможна на них впливати, а тому й повністю від них залежить. Зважаючи на низьку конкурентоспроможність, Україна на світових ринках позиціюється переважно сировинними товарами і товарами з низькою доданою вартістю, а тому суттєво залежна від формованих умов торгівлі, що й потребує належної уваги.

Ситуація на світових сировинних біржових ринках вказує на те, що, вірогідно, тенденція до зниження світових біржових цін на головні сировинні товари у 2017р. зміниться на протилежну. Так, у посткризовий період, оскільки стабілізаційні та відновлювальні процеси не набули належної стійкості, спостерігалось зниження біржових вартостей. Проте у 2016р. глобальний біржовий індекс *Bloomberg Commodity Index* продемонстрував зміни до підвищення (діаграма “Зміна індексу сировинних товарів”).

Зміна індексу сировинних товарів, % до попереднього року

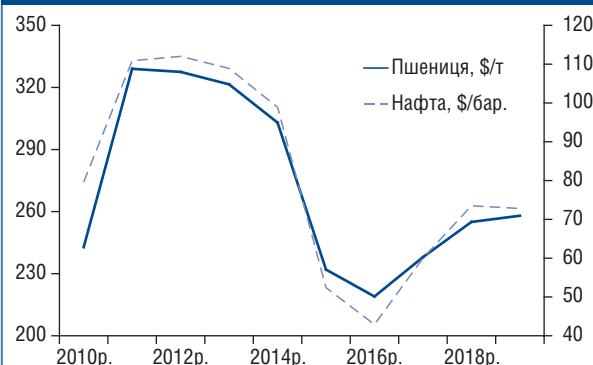


Найближчими роками, за міжнародними оцінками, зміна вартості головних біржових товарів на світових ринках не носитиме шоківий характер. Радше слід говорити про помірне зростання цін відповідно до незначного зростання глобального сукупного попиту.

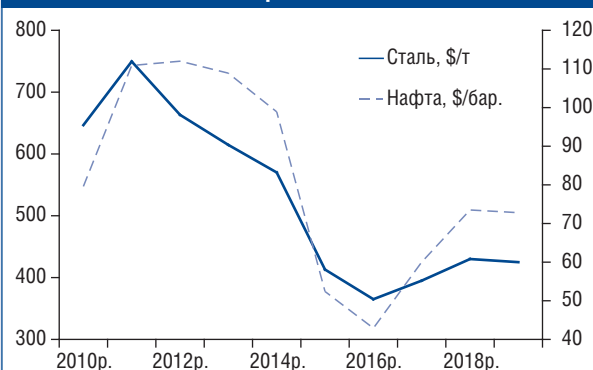
Так, для нафти, цінова динаміка якої є визначальною й для більшості інших сировинних товарів (а для України значною мірою формує вартісні показники імпорту), очікується, що хоча й покращаться її (нафти) вартісні показники, проте вони залишатимуться на відносно невисокому рівні (орієнтир для 2019р. – близько \$70/бар.). Динаміка ж вартості сировинних товарів і товарів з низькою доданою вартістю, якими значною мірою визначаються вартісні показники експорту України (зернові, продукція металургії тощо), є більш погодою (діаграма “Вартість сировинних товарів на світових ринках”). Тобто умови торгівлі для України найближчими роками, вірогідно, не матимуть тенденції до покращення.

Вартість сировинних товарів на світових ринках (нафта – права шкала)

Нафти і пшениці



Нафти і сталі



Таким чином, для України упродовж наступних 2-3 років ймовірним є погіршення умов торгівлі, що у 2018-2019рр., поряд з політичними напруженостями, актуалізує виклики і ризики, пов'язані з погіршенням структури платіжного балансу, зовнішньоекономічних, а з тим і макроекономічних, балансів (зростанням зовнішньоторговельних та бюджетних дефіцитів, посиленням боргового навантаження).

Таким чином, для України упродовж наступних 2-3 років ймовірним є погіршення умов торгівлі, що у 2018-2019рр., поряд з політичними напруженостями, актуалізує виклики і ризики, пов'язані з погіршенням структури платіжного балансу, зовнішньоекономічних, а з тим і макроекономічних, балансів (зростанням зовнішньоторговельних та бюджетних дефіцитів, посиленням боргового навантаження).

Сальдо рахунку поточних операцій (РПО) платіжного балансу матиме дещо кращі показники (у т.ч. за рахунок розширення переказів українських заробітчан з-за кордону), хоча й також залишатиметься дефіцитним. За умови певного покращення ділового клімату вказаний дефіцит значною мірою зможе бути профінансований припливом прямих іноземних інвестицій (ПІІ)⁵⁵ (лише 2019р. залишається вразливим і потребуватимуться додаткові зовнішні ресурси) (таблиця “Головні показники рахунку поточних операцій та інвестицій”).

⁵⁵ Однак, ПІІ залишаються вразливими до намірів і дій влади, довіри інвесторів, стійкості банківської системи та інше. Так, у відносно “спокійному” макроекономічному середовищі чистий приплив іноземних інвестицій у І п/р 2017р. становив близько \$0,5 млрд, переважно у вигляді міжфірмового боргу підприємств прямого інвестування. Це є нижчими показниками порівняно з попереднім роком і пов'язано із завершенням рекапіталізації банків з іноземним капіталом.

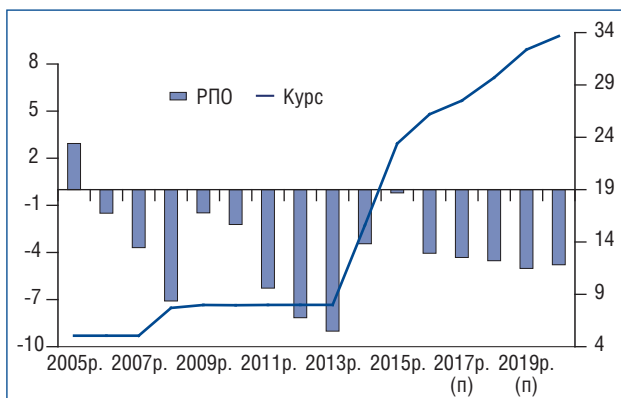
Головні показники рахунку поточних операцій та інвестицій

Показники / роки	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017 (п)	2018 (п)	2019 (п)	2020 (п)
Зростання експорту товарів, %	17,1	31,9	3,3	-8,3	-14,5	-29,9	-5,2	12,0	10,0	8,0	8,0
Зростання імпорту товарів, %	27,3	41,3	7,3	-5,8	-29,0	-32,6	4,4	14,0	8,0	12,0	6,0
Коефіцієнт покриття імпорту експортом (товарів), %	83,1	77,6	74,7	72,8	87,6	91,1	82,7	81,3	82,8	79,8	81,3
Сальдо зовнішньої торгівлі товарами і послугами, % ВВП	-5,8	-12,1	-16,6	-19,1	-20,8	-3,6	-12,6	-13,6	-13,6	-13,6	-15,7
РПО, % ВВП	-4,4	-12,2	-16,6	-20,2	-7,0	-0,4	-8,2	-9,0	-9,5	-9,6	-8,9
ПІІ, % ВВП	8,3	8,4	8,3	5,0	0,5	6,3	7,1	5,9	8,2	5,0	7,6
РПО + ПІІ, % ВВП	4,0	-3,8	-8,3	-15,2	-6,6	5,9	-1,1	-3,1	-1,3	-4,6	-1,2

Україні поки не вдалося ефективно скористатися вигодами Угоди про асоціацію з ЄС, закріпитись на нових ринках і суттєво розширити власний технологічний експорт. Між тим, позитивні очікування стосовно покращення структури зовнішньої торгівлі залишаються. Також позитивними є очікування стосовно припливу ПІІ, у т.ч. завдяки розширенню зон вільної торгівлі (з ЄС, Канадою та очікуваних Туреччиною та Ізраїлем), покращенні довіри до українського середовища найбільших азійських економік – Японії, Кореї, Китаю.

Курсова динаміка. Невизначна економічна динаміка і негативне зовнішньоекономічне сальдо спонукає національну валюту (гривню) до послаблення. Доречно говорити про поступову, не шокую, помірну (“контрольовану”) девальвацію, услід за динамікою зовнішньоторговельного сальдо, у т.ч. для недопущення панічних втрат населення і бізнесу. Менші дефіцити рахунку поточних операцій (порівняно з шокними проявами у кризові роки) дійсно дозволяють уберегтися від чергової валютної кризи (діаграма “Рахунок поточних операцій і курс національної валюти”). Крім того, значні зовнішні виплати також підштовхуватимуть гривню до послаблення.

Рахунок поточних операцій (% ВВП)
і курс національної валюти (грн./\$1, права шкала)

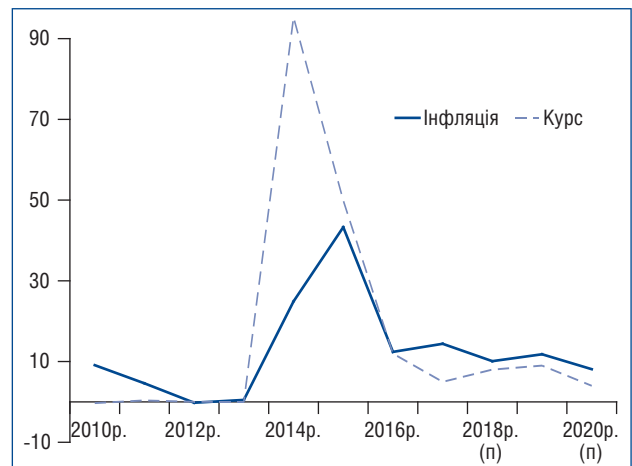


З іншого боку, помірна девальвація гривні послабить привабливість імпорту, що утримуватиме нарощування зовнішньоторговельних дефіцитів, які будуть значно меншими порівняно з тими, які були серед складових валютних шоків.

Іншим чинником “доречності” помірної девальвації є наближення курсової динаміки до інфляційної. В Україні, в якій економічні агенти суттєво чутливі до курсової динаміки, значні валютні коливання посилюють як цінові дисбаланси, так і інфляційні очікування. Водночас, слабка девальвація сприймається “спокійно” і певним чином може слугувати інструментом зниження девальваційного тиску. Тому і доречно вести мову про доцільність поступової слабкої девальвації гривні.

Оскільки, за деякими оцінками, гривня недооцінена, то **темпи погіршення курсу зможуть бути дещо нижчими**, порівняно з темпами інфляції (діаграма “Зміна курсу гривні та індексу споживчих цін”). Це, з одного боку, дозволить утримувати сприятливий реальний валютний курс для підтримки зовнішньоторговельного сальдо і зовнішньо-економічного балансування, з іншого – зберегти купівельну спроможність готівкових заощаджень населення в іноземній валюті (не допустивши втрат знецінення).

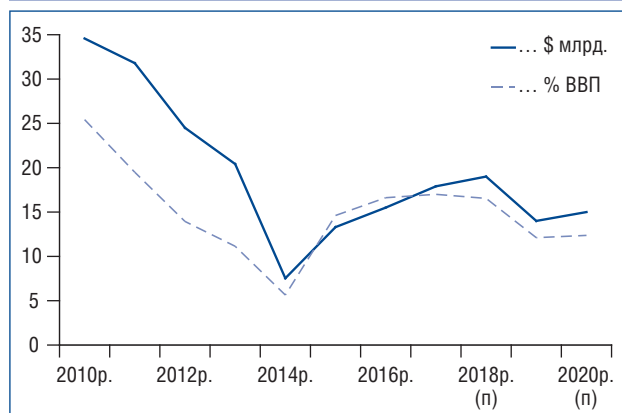
Зміна курсу гривні та індексу споживчих цін
(%, груд.-груд.)



Валові валютні резерви. Утримання зовнішньоторговельних дефіцитів, а з тим і необхідність їх покриття, а також потреби виплат за зовнішніми боргами, в умовах обмеженого доступу до міжнародних фінансових ринків (докладніше далі), означає посилення ризиків втрати валютних резервів. Ситуація загостриться у 2019р., коли значна політизація (виборчі

кампанії, популістичні бюджети та інше) суттєво обмежуватиме приплив капіталів в Україну. В таких умовах у 2019-2020рр. валові резерви знизяться до близько 12% ВВП (діаграма “Валові валютні резерви”).

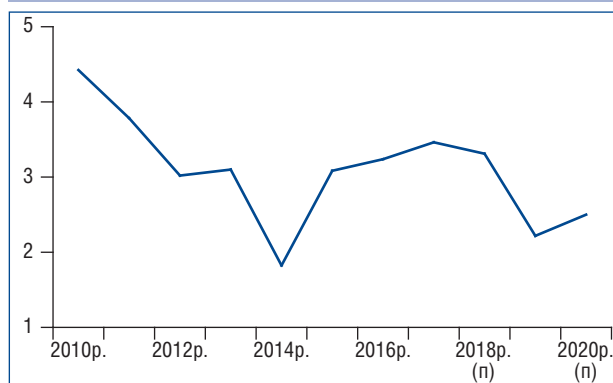
Валові валютні резерви



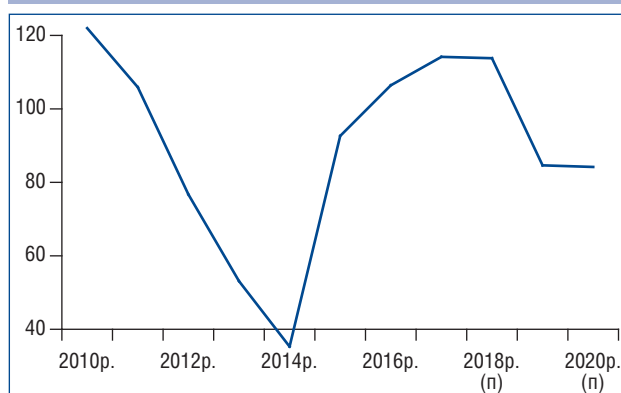
У контексті макроекономічних порівнянь резерви знизяться нижче “безпечних” рівнів – у 2019-2020рр. резерви складатимуть 2,5-2,7 місяців імпорту (при рекомендованих не нижче 3 місяців), а покриття грошової бази резервами лише незначним чином перевищуватиме 80% (при рекомендованих 100%) (діаграми “Валові резерви: місяців імпорту...”, “Покриття грошової бази резервами”). Втім, такі показники не є кризовими, і ми вважаємо, що валютних шоків у 2019-2020рр. вдасться уникнути. Узагальнені показники валових (міжнародних) резервів та курсу гривні наведені у таблиці “Міжнародні резерви та курс”.

Зовнішній борг. Реструктуризація зовнішнього боргу 2015р. хоча й відвернула вірогідний дефолт України, проте лише відтермінувала проблеми, пов’язані з повним і вчасним здійсненням всіх зовнішньоторгових виплат⁵⁶. Упродовж 2018-2020рр.

Валові резерви: місяців імпорту товарів і послуг (наступного періоду)



Покриття грошової бази резервами, %



зовнішні виплати України значно перевищуватимуть рівень 2015-2017рр., досягши піку у 2019р. (діаграма “Виплати за зовнішніми державними боргами”⁵⁷). І саме 2019р. стане вирішальним у спроможності України вирішити власні боргові проблеми⁵⁸.

Міжнародні резерви та курс

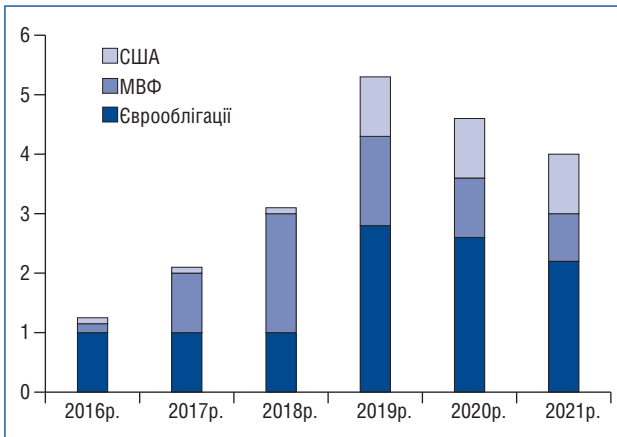
Показники / роки	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017 (п)	2018 (п)	2019 (п)	2020 (п)
Валові резерви, \$ млрд.	34,6	31,8	24,5	20,4	7,5	13,3	15,5	17,9	19,0	14,0	15,0
Валові резерви, % ВВП	25,4	19,5	13,9	11,1	5,6	14,6	16,6	17,0	16,5	12,1	12,4
Курс: грн./\$1 (на кінець періоду)	7,96	7,99	7,99	7,99	15,6	23,4	26,2	27,5	29,7	32,4	33,7
Покриття грошової бази резервами, %	122,0	105,9	76,7	53,1	35,3	92,6	106,4	114,2	113,8	84,6	84,2
Покриття грошової маси резервами, %	46,0	37,1	25,3	18,0	12,3	31,3	36,8	39,9	39,7	29,0	28,4
Резерви у місяцях імпорту (товарів і послуг) наступного періоду	4,4	3,8	3,0	3,1	1,8	3,1	3,2	3,5	3,3	2,2	2,5

⁵⁶ Докладніші див.: Викили і ризики розгортання кризових процесів в Україні та напрями економічної політики їх запобігання. – http://www.razumkov.org.ua/uploads/article/2017_vuklyky_ryzyky.pdf.

⁵⁷ Мазепа І. Реформи або дефолт? Залишилося два роки. – <https://www.epravda.com.ua/publications/2017/02/8/620129/>.

⁵⁸ Також нагадаємо, що серед зовнішніх зобов’язань України виокремлюються сплати (\$3,2 млрд.) за цінними паперами, прив’язаних до макроекономічних показників (warrants, GDP-linked securities), отриманих в результаті реструктуризації у листопаді 2015р. Проте виплати, пов’язані з реструктуризованими суверенними та інфраструктурними облігаціями, виконуватимуться (в залежності від економічної динаміки України, з 2021р. (тобто за межами горизонту цього дослідження). – Докладніше див.: Mitchell A., etc. Valuing Ukraine's GDP Warrants. – J.P.Morgan Europe Emerging Markets Research, March 2017.

Виплати за зовнішніми державними боргами,
\$ млрд. (основна та обслуговування,
станом на 1.01.2017р.)



Ситуація погіршується тим, що програма розширеного фінансування МВФ, яка виконується мляво, навряд чи буде продовжена. Вірогідно, навіть надання чергових траншів з 2018р. буде припинено – зазвичай, МВФ за півроку до важливих виборів у країні припиняє надання фінансової допомоги (для уникнення звинувачень у політизації. Тобто з осені 2018р. Україна може залишитись без фінансової підтримки міжнародних фінансових інститутів і змушена буде розраховувати лише на власні ресурси (зовнішні ж ринкові джерела приватних кредиторів, якщо й будуть потенційно доступними, проте залишатимуться вкрай дорогими)⁵⁹.

Ситуація може погіршитись, оскільки залишається під питанням т.зв. “борг Януковича” (можливість віднесення його до реструктурованого на загальних підставах). Звичайно, це питання довгострокових судових процесів, і навряд чи виконання будь-якого

рішення (на користь України чи всупереч її інтересам) торкнеться найближчих двох-трьох років (врізка “Ризики “Боргу Януковича”).

РИЗИКИ “БОРГУ ЯНУКОВИЧА”

Наприкінці березня 2017р. Високий суд Лондона ухвалив рішення про те, що Україна зобов’язана виплатити Росії номінальну вартість єврооблігацій в сумі \$3 млрд. (т.зв. “борг Януковича”).

Відмова України віддавати “борг Януковича”, вірогідно, буде сприйнята як політична позиція, втім навряд чи суттєво вплине на ставлення міжнародної спільноти, яка враховуватиме контекст російської агресії. Основні негаразди, пов’язані з дефолтом по “боргу Януковича”, стосуються того, що МВФ (а услід й інші міжнародні фінансові інститути) не кредитують країни, які не можуть виконувати зобов’язання за суверенними боргами. Однак, хоча у грудні 2015р. МВФ визнав “борг Януковича” суверенним, проте продовжив (у т.ч. фінансову) співпрацю з Україною.

Звичайно, Україна оскаржила вердикт суду і готує аргументи підтвердження власної позиції, щоб захиститися від наслідків негативного вердикту.

Між тим, якщо країні вдасться уникнути значних політичних протистоянь упродовж виборчого 2019р., то високою є ймовірність суттєвого покращення готовності інвесторів і кредиторів до відновлення активності вже у 2020р., особливо в частині приватного сектору, що й пояснює зростання боргових показників для вказаного року (таблиця “Боргові позиції України”).

Слід зауважити, хоча відносні показники зовнішнього боргу (у термінах ВВП, експорту) переважно покращуються, проте значне витрачання резервів, на що вказувалося вище, суттєво погіршує співвідношення короткострокового боргу до обсягу валових резервів, що є індикатором посилення боргових ризиків для країни, а з тим – може утримати інвесторів від входження в Україну.

Зовнішньоборгові позиції України

Показники / роки	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017 (п)	2018 (п)	2019 (п)	2020 (п)
Державний борг + заборгованості НБУ, \$ млрд.	32,5	33,3	32,2	31,7	35,1	42,7	42,6	41,8	40,0	37,0	39,0
Валовий зовнішній борг, \$ млрд.	117,3	126,2	134,6	142,1	126,3	118,7	113,5	112,0	115,0	114,0	120,0
... % ВВП	86,3	77,4	76,6	77,5	94,6	130,4	121,7	106,4	100,1	98,6	98,9
... % експорту товарів і послуг	169,4	150,9	155,6	173,9	193,0	248,1	247,0	221,6	210,6	188,1	183,3
Короткостроковий борг (за кінцевим терміном погашення), \$ млрд.	50,9	60,2	65,9	59,3	56,6	51,2	47,0	45,0	49,0	47,0	53,0
Короткостроковий борг, % валових резервів	147,2	189,2	268,8	290,4	751,3	385,0	303,5	251,4	257,9	335,7	353,3
Короткостроковий борг, % експорту товарів і послуг	73,5	71,9	76,1	72,6	86,5	107,0	102,3	89,0	89,8	77,6	81,0

⁶⁰ В Україні вкрай мало корпорацій, яким іноземні кредитори та інвестори були б готові надати фінансові ресурси. Тому розміщення корпоративних євробондів навряд чи матиме “масовий” характер, хоча прискорення приватизаційних процесів (навіть у політично складних 2018-2019рр.) може посилити готовність до введення коштів в економіку країни. – Докладніше див.: Зовнішній борг: час розплати наближається. – <http://news.finance.ua/ua/news/-/407473/>.

5. ПРОГНОЗ РОЗВИТКУ УКРАЇНСЬКОЇ ЕНЕРГЕТИКИ НА ПЕРІОД до 2035р.

5.1. ФОРМУВАННЯ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ ПОЛІТИКИ УКРАЇНИ: ОСНОВНІ ЗАВДАННЯ ТА ЕТАПИ

Складна політична і соціально-економічна ситуація в Україні, що склалася внаслідок анексії Криму, військових дій на Донбасі, які також призвели до незаконного відчуження важливих об'єктів енергетичної інфраструктури, на тлі довготривалої економічної кризи, вимагають послідовної системної роботи, спрямованої на подолання цих тяжких наслідків для України. Для виходу з кризового стану українського суспільства та проведення необхідних реформ Указом Президента України від 12.01.2015р. №5/2015 схвалено Стратегію сталого розвитку “Україна – 2020”. Мета – досягнення європейських стандартів життя та гідне місце України в світі. Стратегія включає понад 60 завдань з реалізації реформ та відповідних програм. Серед них – Реформа енергетики, Програми енергонезалежності та збереження навколишнього природного середовища, енергоефективності, якими передбачено підвищення енергетичної безпеки і перехід до енергоефективного та енергоощадного використання та споживання енергоресурсів із впровадженням інноваційних технологій. Перелік цих реформ, що стосується енергетичного комплексу України, потребують систематизації і оформлення у вигляді єдиного документу, який би відображав енергетичну політику держави у нових умовах як на найближню, так і на більш віддалену перспективу. Таким системним документом сьогодні в цілому для держави є оновлена Енергетична стратегія України на період до 2035р. – ЕСУ-2035.

Згідно з зазначеним документом, основними завданнями енергетичної політики держави до 2035р. є наступні:

- формування свідомого та енергоефективного суспільства;
- забезпечення енергетичної незалежності держави, надійності та стабільності функціонування її паливно-енергетичного комплексу;
- розвиток енергетичних ринків;
- створення привабливих умов для інвестицій;
- інтеграція енергетичних мереж та енергетичних ринків України та ЄС;
- актуалізація системи управління у відповідності сучасних до викликів та тенденцій розвитку енергетики.

У часовому вимірі енергетична політика держави на період до 2035р. розділена на 3 послідовні етапи. Їх назва, часові рамки і короткий виклад викладено нижче.

Етап 1. Реформування енергетичного сектору (до 2020р.)

Упродовж найближчих трьох років головні акценти будуть зроблені на впровадженні реформ та формуванні конкурентного та інвестиційно привабливого середовища. У зазначений термін передбачається завершення імплементації Третього енергетичного пакета, що дозволить створити повноцінні ринки природного газу та електроенергії відповідно до енергетичного законодавства ЄС. Також на цьому етапі планується завершити інституційну інтеграцію України до ENTSO-G й виконати більшу частину заходів з інтеграції ОЕС України до енергосистеми ENTSO-E.

Реформування енергетичних компаній відповідно до зобов'язань України у межах Договору про заснування Енергетичного Співтовариства, збільшення видобутку газу, зниження енергоемності ВВП та подальший розвиток ВДЕ – ось ключові завдання реалізації енергетичної політики України на цьому етапі.

Буде створено ринок вугільної продукції. Реструктуризація вугільної промисловості супроводжуватиметься комплексом заходів з пом'якшення соціальних та екологічних наслідків ліквідації/консервації вугільних шахт та соціальної реконверсії регіонів закриття шахт відповідно до найкращих європейських практик.

У сфері охорони довкілля має бути забезпечено дотримання високих екологічних норм виробництва, транспортування, трансформації та споживання енергії; фінансування інвестиційних проектів у рамках Національного плану скорочення викидів від великих спалювальних установок відповідно до законодавства України та зобов'язань перед Енергетичним Співтовариством.

На першому етапі очікується досягнути радикального прогресу у сфері ВДЕ через збільшення їх частки у кінцевому споживанні до 11% (8% від ЗППЕ) за рахунок проведення стабільної та прогнозованої політики у сфері стимулювання розвитку ВДЕ та у сфері залучення інвестицій.

Етап 2. Оптимізація та інноваційний розвиток енергетичної інфраструктури (до 2025р.)

Другий етап впровадження енергетичної стратегії буде орієнтований на роботу в умовах нового ринкового середовища та фактичної інтеграції ОЕС України з енергосистемою Європи, що суттєво вплине на обґрунтування вибору об'єктів для реконструкції або нового будівництва в енергетичній сфері та на підвищення енергоефективності.

Завданнями цього етапу є запровадження механізмів залучення інвестицій для реалізації програми заміщення потужностей, що мають бути виведені з експлуатації, новою енергетичною інфраструктурою; підвищення рівня корпоративного управління суб'єктів господарювання та їх спроможності використовувати доступні інструменти внутрішнього та зовнішнього ринків капіталу й ресурсів енергетичного ринку України.

На цьому етапі має відбутися:

- інтеграція української енергосистеми із зоною континентальної Європи ENTSO-E в режимі експлуатації;
- повна інтеграція у європейську систему транспортування газу ENTSO-G, подальше поглиблення кооперації з країнами Центральної Європи з метою підвищення надійності поставок енергоносіїв;
- реалізація інвестиційних проектів у рамках Національного плану скорочення викидів від великих спалювальних установок;
- формування місцевих систем теплопостачання на основі економічно обґрунтованого врахування потенціалу місцевих видів палива, логістики постачання, регіональної та загальнодержавної енергетичної інфраструктури;
- підвищення ефективності діючих систем централізованого теплопостачання;
- залучення приватних інвестицій.

Крім того, очікується модернізація та вдосконалення систем обліку й залучення споживача до управління власним попитом на енергетичні ресурси. У газовому секторі очікується забезпечення повного покриття внутрішніх потреб у природному газі власними ресурсами через збільшення видобутку, а також оптимізація роботи ГТС відповідно до очікуваних сценаріїв її завантаження.

На цьому етапі також планується інтенсивне залучення інвестицій у сектор ВДЕ, розвиток розподіленої генерації, зокрема розробка та початок реалізації плану впровадження “розумних” енергетичних мереж (*Smart Grids*) та створення розгалуженої інфраструктури для розвитку електротранспорту.

Етап 3. Забезпечення сталого розвитку (до 2035р.)

Третій етап спрямований на інноваційний розвиток енергетичного сектору й будівництво нової генерації. Інвестиції у нові потужності генерації для заміщення потужностей, що мають бути виведені з експлуатації. Вибір типу генерації залежатиме від прогнозованої цінової кон'юнктури на паливо й інтенсивності розвитку кожного типу генерації, що сприятиме підвищенню рівня конкуренції між ними; від впровадження смарт-технологій для вирівнювання піків споживання.

5.2. РЕФОРМУВАННЯ ЕНЕРГЕТИЧНОГО РИНКУ УКРАЇНИ ЯК ПЕРЕДУМОВА ЙОГО ІНТЕГРАЦІЇ ДО ЄДИНОГО І ВСЕОХОПЛЮЮЧОГО ЕНЕРГЕТИЧНОГО РИНКУ ЄС

Меморандум між Україною та ЄС про порозуміння щодо співробітництва в енергетичній галузі від 24 листопада 2016р. закріплює стратегічну роль України як країни-транзитера, однак у цілому

стратегія ЄС вже не орієнтована на потенціал України як найважливішої енергокомунікаційної ланки на Сході, оскільки інтереси окремих, більш впливових країн-членів беруть гору над спільно визначеними пріоритетами.

Поширення європейських енергетичних стандартів на українське законодавство здатне істотно підвищити опірність України спробам полізувати міждержавні відносини у сфері енергетики, а долучення до загальноєвропейського ринку – лібералізувати та демонополізувати внутрішні енергетичні ринки, зробити їх більш прозорими та конкурентоспроможними. Трансформація та інтеграція ринків можлива лише за умови, коли одним із головних гравців стане споживач.

Ключовими енергетичними ринками та драйверами європейської інтеграції України до економіки ЄС є ринки природного газу та електричної енергії. Реформування енергоринків. Національне законодавство, що регулює ринок природного газу, майже адаптовано до вимог Третього енергетичного пакету ЄС. В Україні з 01.10.2015р. діє закон України від 09.04.2015р. №329 “Про ринок природного газу” (із змінами). З прийняттям цього закону з 01.10.2015р. було скасовано державне регулювання цін на газ для комерційних споживачів.

Діяльність ринку природного газу регулюється низкою нормативно-правових актів, затверджених постановами НКРЕКП, серед яких: Кодекс газотранспортної системи (від 30.09.2015р. за №2493); Кодекс газорозподільних систем (від 30.09.2015р. №2494); Кодекс газосховищ (від 30.09.2015р. №2495); Правила постачання природного газу (від 30.09.2015р. №2496) тощо.

На виконання вимог Закону Про ринок природного газу постановою Кабінету Міністрів України від 01.07.2016р. №496 Про відокремлення діяльності з транспортування та зберігання (закачування, відбору) природного газу затверджено план реструктуризації НАК “Нафтогаз України” з метою відокремлення діяльності з транспортування та зберігання (закачування, відбору) природного газу, а також обрано модель відокремлення діяльності з транспортування природного газу. Постановами Кабінету Міністрів України від 09.11.2016р. за №801 утворено публічне акціонерне товариство Магістральні газопроводи України та від 16.11.2016р. №837 затверджено його статут тощо. Також було запроваджено прозорий механізм проведення аукціонів з розподілу потужності на транскордонних точках входу/виходу до/з газотранспортної системи. Отже, якщо ринок природного газу на засадах ЄС – закон про впровадження якого було прийнято в Україні ще 2015р., з певними недоліками вже формується, то ринок електричної енергії наразі перебуває лише у стадії очікування реформ у відповідності до нещодавно прийнятого влітку 2017р. закону “Про ринок електричної енергії України”. Тому концепція формування ринку електроенергії та основні його потенційні інституційні гравці потребують більш детального викладення.

Аналізуючи текст закону, очевидно, що він накладає низку зобов'язань на Україну щодо лібералізації українського ринку електричної енергії відповідно до

низки нормативних документів як Енергетичного Співтовариства, членом якого є Україна, так і Європейського Союзу (т.зв. Третій енергетичний пакет ЄС).

Дійсно, основні положення закону корелюються з такими нормативними актами ЄС:

- Директивою 2009/72/ЕС Про загальні правила внутрішнього ринку електричної енергії;
- Директивою 2005/89/ЕС Про заходи забезпечення безпеки електропостачання та інфраструктурних інвестицій;
- Регламентом ЄС №714/2009 Про умови доступу до мереж у цілях транскордонних обмінів електричної енергії.

Закон передбачає покрокову лібералізацію внутрішнього ринку електроенергії України. Ще з 2013р. Парламент намагався реорганізувати оптовий ринок електричної енергії України, який раніше і дотепер функціонально заснований на так званому “централізованому пулі” тобто на моделі ринку одного оптового покупця електроенергії, що сформувалася на основі і відповідно до попереднього закону України “Про основні засади функціонування ринку електричної енергії”. Отже, новий закон має його замінити. За визначенням нового закону, **ринку електричної енергії – система відносин, що виникають між учасниками ринку під час здійснення купівлі-продажу електричної енергії та/або допоміжних послуг, передачі та розподілу, постачання електричної енергії споживачам.**

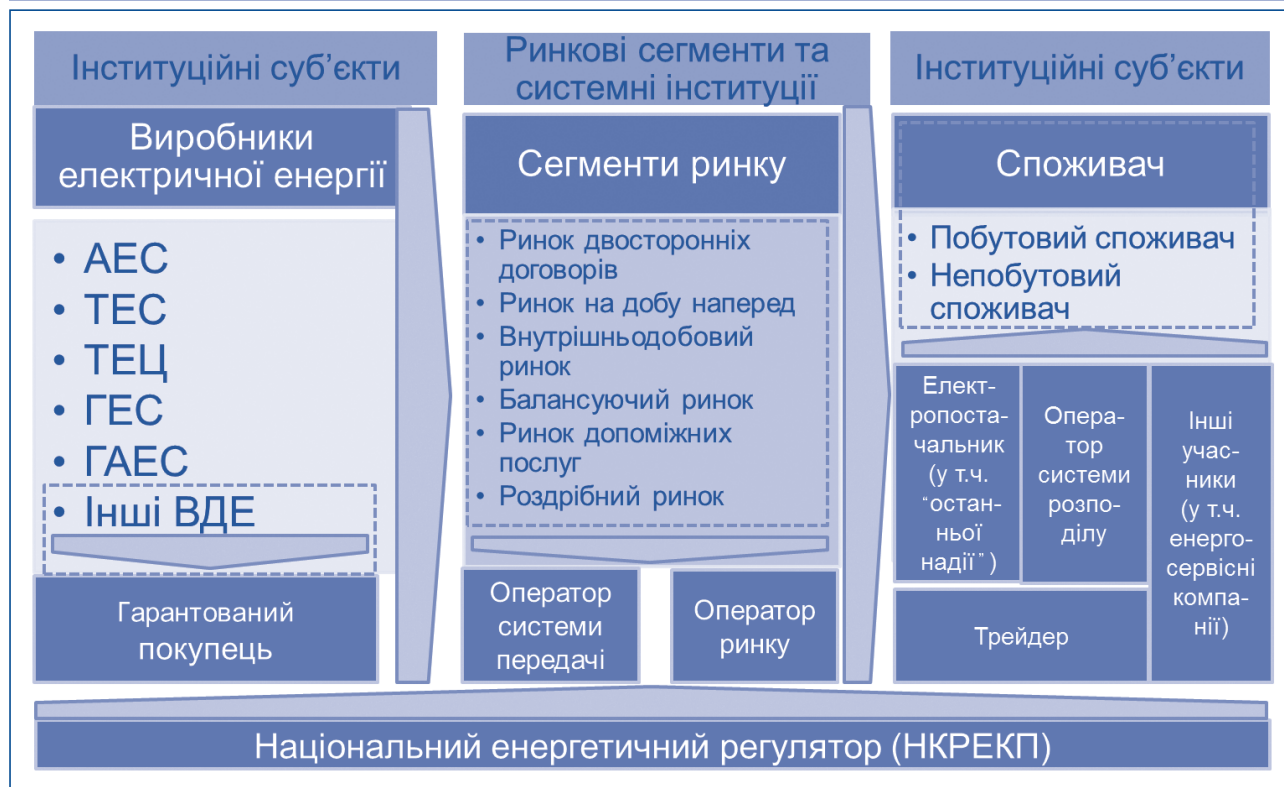
Нову модель ринку електричної енергії можна представити наступним чином (схема “Структура нової моделі...”)

Національний енергетичний регулятор. На даний час його функції виконує Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах електричної енергії та комунальних послуг (НКРЕКП) згідно відповідного закону. Закон про НКРЕКП та закон “Про ринок електричної енергії в Україні”, надають цьому державному органу широкі повноваження з регулювання, основу яких складає система ліцензування видів діяльності, накладення санкцій, розгляд та затвердження базових методик щодо ціноутворення на електроенергію та послуги.

Виробники електричної енергії, у т.ч. АЕС, ТЕС, ТЕЦ, ГЕС і ГАЕС, а також з відновлюваних джерел енергії, згідно Законопроекту, повинні мати ліцензії і на виробництво, і на продаж електричної енергії на різних сегментах ринку, зокрема: двосторонніх договорів; ринку на добу наперед; внутрішньодобового ринку; балансуєного ринку; ринку допоміжних послуг. Що стосується розвитку потужностей з генерації електроенергії та гарантій окупності пов’язаних з ними інвестицій, то такі потужності будуть створюватися на конкурентній основі, параметри якої будуть визначені Урядом України.

Оператором системи передачі має стати акціонерне товариство зі 100% власності української держави, яке буде ліцензовано для виконання транспортування електричної енергії магістральними лініями електропередачі. Сьогодні таку функцію виконує ДП “НЕК “Укренерго”. Закон передбачає низку фундаментальних вимог щодо незалежності і сертифікації системного оператора, зокрема: він (системний оператор) має бути відокремленою юридичною особою, що не є вертикально-інтегрованою компанією; він має володіти мережею передачі електричної енергії на правах

**Структура нової моделі ринку електричної енергії України:
основні інституційні суб’єкти та ринкові сегменти**



власності; він не має права: виробляти чи продавати електричну енергію, а також здійснювати розподіл (дистрибуцію) електричної енергії локальними мережами. На системного оператора законом покладаються обов'язки забезпечення постачання електричної енергії населеним пунктам та виконання функції адміністратора комерційного обліку на балансуємому ринку електричної енергії. Функції адміністратора розрахунків також покладаються на оператора системи передачі.

Операторами системи розподілу будуть юридичні особи, що мають ліцензію на розподіл електричної енергії. Вони не матимуть права на купівлю-продаж електричної енергії, за винятком купівлі такої для внутрішніх технологічних потреб та врегулювання небалансів. Сьогодні вітчизняні оператори системи розподілу суміщають функції продавця і розподілу електричної енергії. За ідеєю закону, насамперед ці функції у рамках однієї юридичної особи і повинні бути відокремлені одна від одної. Також закон загалом не дозволяє операторам локальних мереж суміщати функції виробництва, транспортування (магістральними мережами) та продаж електричної енергії. Якщо оператор локальної мережі є частиною вертикально-інтегрованої компанії, то для таких операторів мають бути розроблені відповідні корпоративні процедури, що забезпечать можливість незалежного прийняття оперативних управлінських рішень у повсякденній діяльності згідно законодавства та вимог корпоративного комплаєнсу. Тільки невеликі оператори локальних електромереж, які матимуть не більше ніж 100 тис. клієнтів та середній щомісячний обсяг розподілу електроенергії до 20 млн. кВт-год, можуть бути звільнені від вимоги анбандлінгу видів діяльності за рішенням національного енергетичного регулятора.

Оператором ринку має стати акціонерне товариство зі 100% власністю держави, яке, на основі відповідної ліцензії, забезпечить функціонування ринку на добу наперед, внутрішньодобового ринку, а також забезпечить купівлю-продаж електроенергії для конкретного визначеного дня постачання.

Електропостачальниками будуть юридичні особи, ліцензовані для постачання електричної енергії кінцевим споживачам за нерегульованими цінами. Договір на постачання має бути укладено між ними та кінцевими споживачами на визначений час та на певні загальні обсяги електричної енергії з опцією можливого відхилення від номінального її споживання.

Трейдери (оптові покупці і продавці) електричної енергії матимуть лише одну ліцензію – виключно на перепродаж електричної енергії та не матимуть змоги продавати електричну енергію кінцевим споживачам. Перепродаж електроенергії буде здійснюватися на основі двосторонніх договорів на купівлю і на продаж електроенергії на всіх визначених сегментах ринку. Трейдером не може бути фізична особа або фізична особа – підприємець.

Інші учасники ринку, у т.ч. енерго-сервісні компанії (ЕСКО). Законом визначаються деякі інші й похідні учасники ринку електричної енергії, наприклад: постачальники допоміжних послуг, постачальники універсальної послуги, постачальники

“останньої надії” тощо. Ринок допоміжних послуг виникає у зв'язку з придбанням оператором системи передачі допоміжних послуг у постачальників допоміжних послуг. Універсальна послуга надається постачальниками універсальної послуги та/або постачальниками “останньої надії”, яка передбачає постачання електричної енергії побутовим та малим непобутовим споживачам, вразливим категоріям споживачів, що гарантує їхні права бути забезпеченими електричною енергією певної якості на умовах, визначених відповідно до цього закону, на всій території України.

Дотичним суб'єктом до ринку електроенергії є також енерго-сервісні компанії, які так само як і оператори системи розподілу, зазвичай надають послуги для кінцевих споживачів електроенергії. Для енерго-сервісних компаній закон не встановлює очевидних обмежень для сфер їх діяльності. Звісно, як і оператори системи розподілу, вони не мають права виконувати функцію постачальника чи продавця електричної енергії (трейдера). Разом з тим, такі компанії можуть суміщати діяльність оператора локальних мереж з розширеними сервісними функціями як то енергетичний аудит, енергетичний менеджмент, проектування підключень до енергомережі тощо. Оскільки на операторів системи розподілу Закон покладає певні інституційні обмеження (зокрема бути юридичною особою), то, як засвідчує європейська практика, є доцільним створення енерго-сервісних компаній як окремих юридичних осіб та навіть залучення до цієї сфери індивідуальних підприємств, що мають відповідну кваліфікацію.

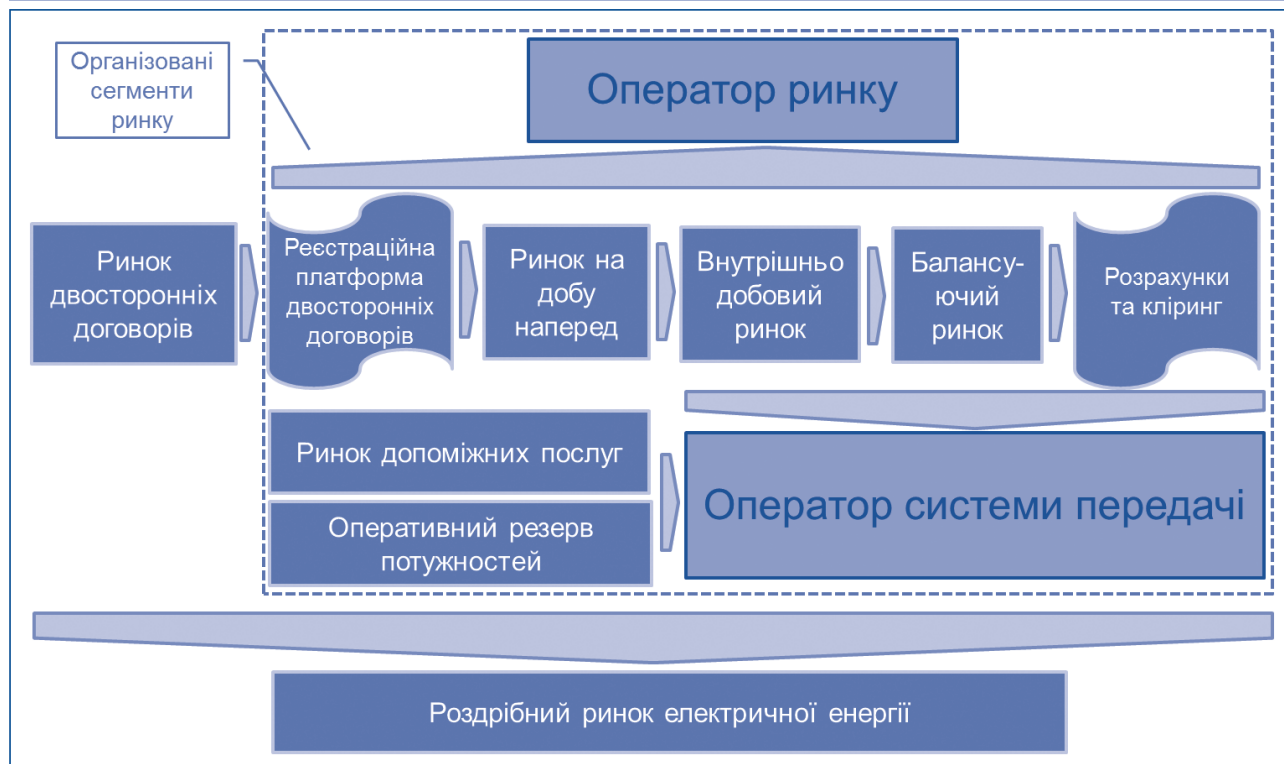
Основні умови діяльності учасників ринку електричної енергії та взаємовідносин між ними, згідно закону визначатимуться супутніми нормативно-правовими актами, що мають на меті впровадити нову модель ринку електроенергії, зокрема такими: правилами ринку, які визначають правила функціонування балансуємого ринку та ринку допоміжних послуг; правилами ринку “на добу наперед” та внутрішньодобового ринку; кодексом системи передачі, кодексом систем розподілу; кодексом комерційного обліку; правилами роздрібного ринку. Успішність впровадження нової моделі ринку електроенергії у повній мірі залежить від своєчасності розроблення та затвердження, а також від повноти та якості вторинної нормативно-правової бази.

Як схематично зображено на “*Принциповій схемі функціонування нової моделі ринку електричної енергії*” (с.72), **закон визначає запуск нової моделі ринку електроенергії з 1 липня 2019р.** Відтоді буде запроваджено такі сегменти ринку: **ринок двосторонніх договорів, ринок допоміжних послуг, роздрібний ринок; та організовані сегменти ринку: ринок на добу наперед, внутрішньодобовий ринок, балансуєчий ринок.**

Торгівля електроенергією **на ринку двосторонніх договорів** буде здійснюватися на базі договорів купівлі-продажу. Очікується, що торгівельні операції на цьому ринковому сегменті будуть проводитися на позабіржовому ринку, тобто без участі посередників.

Торгівля електроенергією **на ринку на добу наперед** базуватиметься на конкуренції цін на електроенергію, що встановлюватимуться, як правило, за

Принципова схема функціонування нової моделі ринку електричної енергії



результатами аукціону, який буде проводитися регулярно за добу напередодні фактичного постачання.

Внутрішньодобовий ринок електричної енергії передбачає, що купівля-продаж електричної енергії здійснюватиметься безперервно після завершення торгів на ринку “на добу наперед” та впродовж доби в межах тривалості якої буде забезпечено фізичне постачання електричної енергії в інтересах покупця. Таким чином, це дозволить враховувати співвідношення і динаміку зміни поточного попиту та пропозиції на ринку електроенергії та реагувати на такі зміни в режимі реального часу.

Отже, ринок на добу наперед та внутрішньодобовий ринок мають тісний взаємозв'язок та потребуватимуть централізованої платформи, яка має бути забезпечена такою інституцією як Оператор ринку, що збирає до купи всі пропозиції на продаж чи купівлю електроенергії та забезпечує проведення аукціонів.

Сегмент балансуючого ринку забезпечує купівлю-продаж електроенергії у наступних цілях: з метою балансування попиту та пропозиції протягом дня; для врегулювання небалансу учасниками ринку, що відповідальні за балансування. Цей сегмент ринку централізовано управляється Оператором системи передачі, який несе відповідальність за загальне балансування енергосистеми, та вирішує у режимі реального часу які з пропозицій учасників енергоринку є більш прийнятними для його балансування, тобто регулює збільшувати чи зменшувати навантаження (відпуск електроенергії) від того чи іншого учасника ринку. Прийняття Оператором системи передачі конкретної пропозиції щодо обсягу електричної енергії для балансування, супроводжується укладанням відповідного договору купівлі-продажу. Закон

передбачає можливість окремих учасників, що відповідають за балансування, об'єднуватися у балансуючі групи – об'єднання учасників ринку, що створюються на підставі договору про створення балансуючої групи, у межах якого визначений договором учасник ринку, який входить до такого об'єднання, несе відповідальність за баланс електричної енергії всіх інших учасників ринку, що входять до такого об'єднання.

Ринок допоміжних послуг забезпечує ринкові механізми з купівлі-продажу супутніх послуг, якими можуть бути різноманітні види і параметри енергії та потужності, зокрема реактивна потужність, що дає змогу задовольнити у більш повній мірі вимоги учасників ринку щодо надійності енергопостачання. Енергогенеруючі компанії будуть мати змогу на конкурсній основі пропонувати допоміжні послуги Операторові системи передачі.

Сегмент роздрібного ринку електроенергії передбачає торгівлю електроенергією між її постачальниками та кінцевими споживачами. Торгівля зазвичай має проводитися за нерегульованим тарифом за певними винятками, коли електропостачальником на локальному рівні є постачальник універсальної послуги або постачальник “останньої надії”. Тоді, за урядовим рішенням та відповідно до законодавства, електропостачальник не може, за певних умов, в односторонньому порядку припинити постачання електроенергії конкретному споживачеві.

Як показує передовий досвід з реформування ринків електричної енергії, ефективні конкурентні ринки електроенергії надають споживачеві право вільного вибору постачальника електроенергії, що сприяє посиленню конкуренції за надання кращих послуг та активізації впровадження інноваційних технологій на

дерегульованих ринках електроенергії. Разом з тим, у процесі лібералізації ринку електроенергії, необхідна активна участь держави незалежно від моделі його трансформації та подальшого функціонування. Однією з головних функцій держави є створення механізму, який сприяє розвитку ефективних конкурентних відносин з орієнтацією на споживача.

5.3. ПРОГНОЗ ОБСЯГІВ І СТРУКТУРИ ЗАГАЛЬНОГО ПЕРВИННОГО ПОСТАЧАННЯ ЕНЕРГІЇ ТА СТРУКТУРИ ВИРОБНИЦТВА ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

Головним критерієм, який формує тренд розвитку ПЕК держави на перспективу та визначає основні секторальні пропорції енергетичного балансу країни, є обсяги та структура загального первинного постачання енергії. Очікується, що до 2020р. Україна буде поступово зменшувати обсяги ЗППЕ в основному за рахунок зменшення енергоемності ВВП завдяки заходам з підвищення енергоефективності як у промисловості, так і в комунальному господарстві і побуті. Так, у порівнянні з 2015р. обсяг ЗППЕ зменшиться з 90,1 млн. т н.е. до 82 млн. т н.е. або приблизно на 9%.

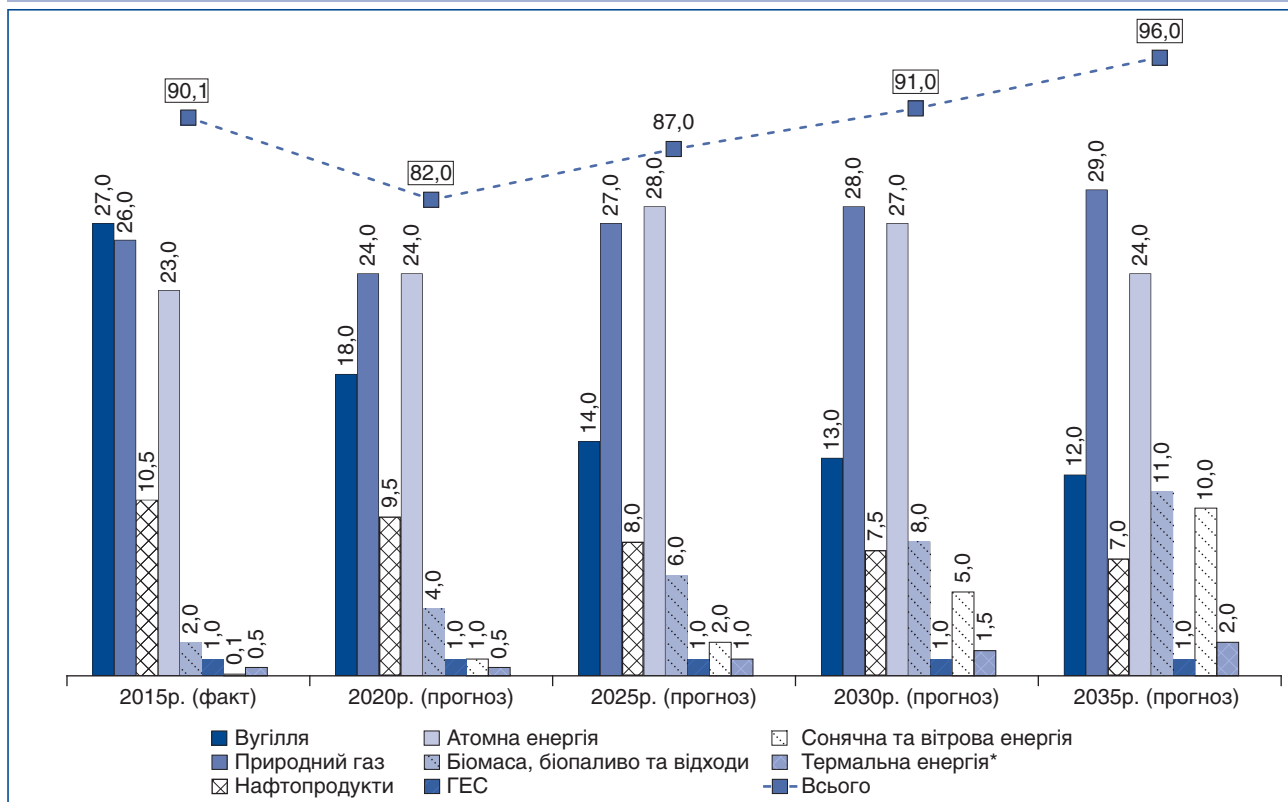
Дані діаграм “Прогноз обсягів і структури ЗППЕ України” і “Прогноз структури ЗППЕ України та частки ВДЕ у відсотках” (с.74) характеризують енергетичний комплекс України, як такий, що ґрунтується сьогодні та буде розвиватися на перспективу до 2035р. з дотриманням тріади джерел постачання енергії, яку складають: 1) атомна енергія; 2) природний газ; 3) вугілля. Хоча наведена тріада й буде відігравати ключову роль у формуванні енергетичного балансу країни і у

майбутньому, разом з тим, стратегія розвитку передбачає експансію відновлюваних джерел енергії, частка яких буде збільшена до 2035р. більш як у п'ять разів – з 4% у 2015р. до 25% у 2035р. При цьому, частка вугілля буде поступово скорочуватися з 30% у 2015р. до 12,5% у 2035р. або на 15 млн. т н.е., що кореспондується з загальноєвропейською концепцією низьковуглецевого розвитку.

Частка природного газу, з урахуванням орієнтації на використання власної мінерально-сировинної бази України, зберігатиме своє домінуюче становище і складатиме близько 29% ЗППЕ у 2035р. Що стосується перспектив атомної енергії, то на середньострокову перспективу (до 2025р.) її частка буде зростати за рахунок більш високого рівня використання встановленої потужності блоків АЕС при пролонгації термінів їх експлуатації (32,2% у 2025р.). Після 2025р. очікується від'ємний приріст потужностей ядерних блоків у зв'язку з переважаючою тенденцією на закриття тих, які відпрацювали свій термін. Тому надалі частка атомної енергії буде поступово зменшуватися до рівня 25% у 2035р.

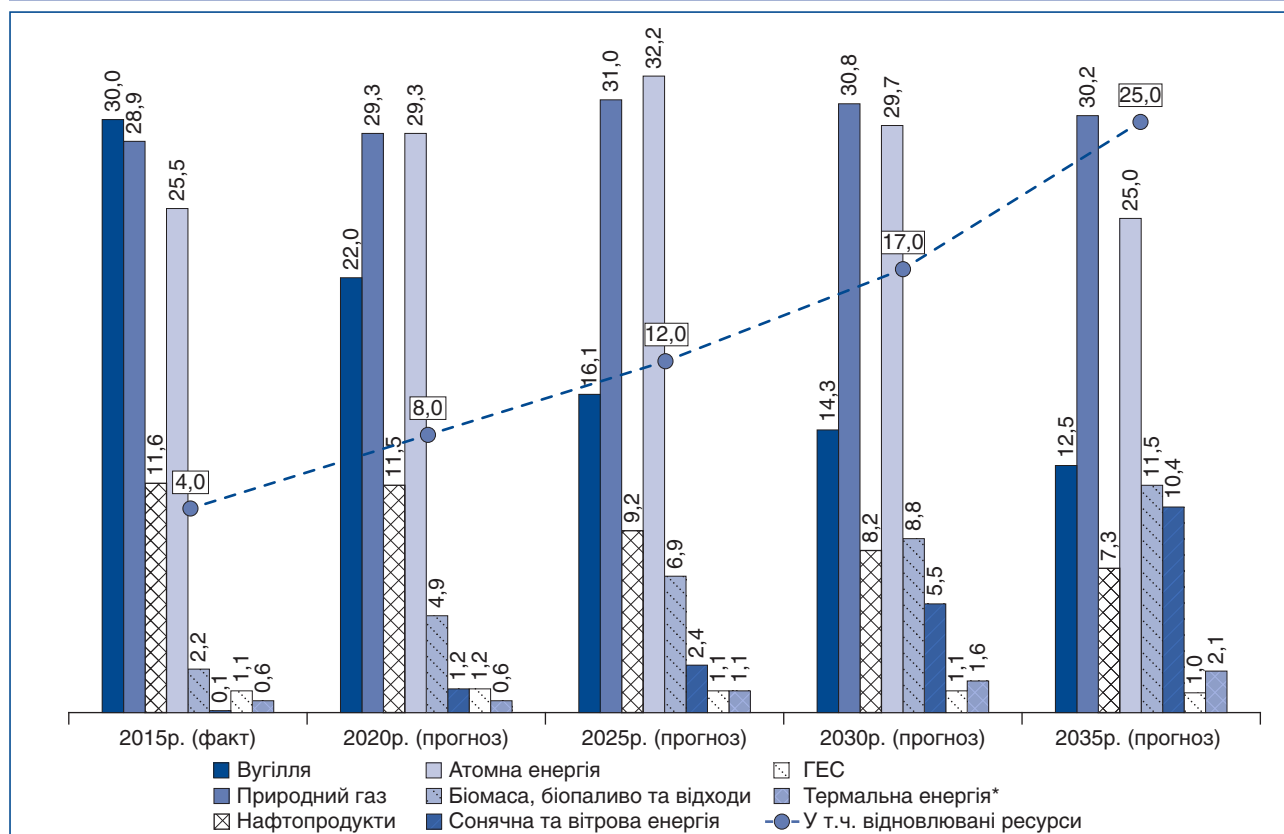
Прогноз обсягів та структури виробництва електричної енергії в Україні до 2035р. наводиться на діаграмах “Прогноз обсягів і структури електрогенерації в Україні”, “Прогноз структури електрогенерації та частки у ній безпаливних технологій в Україні” (с.74, 75). Згідно прогнозу, для періоду з 2015р. по 2020р. буде характерна стабілізація обсягів виробництва електричної енергії на рівні близько 164 млрд. кВт-год. У подальшому, у зв'язку з прогнозом поживлення економіки та унаслідок інтеграції енергосистем України та ЄС, яка посилить експортні можливості

Прогноз обсягів і структури ЗППЕ України,
млн. т н.е.

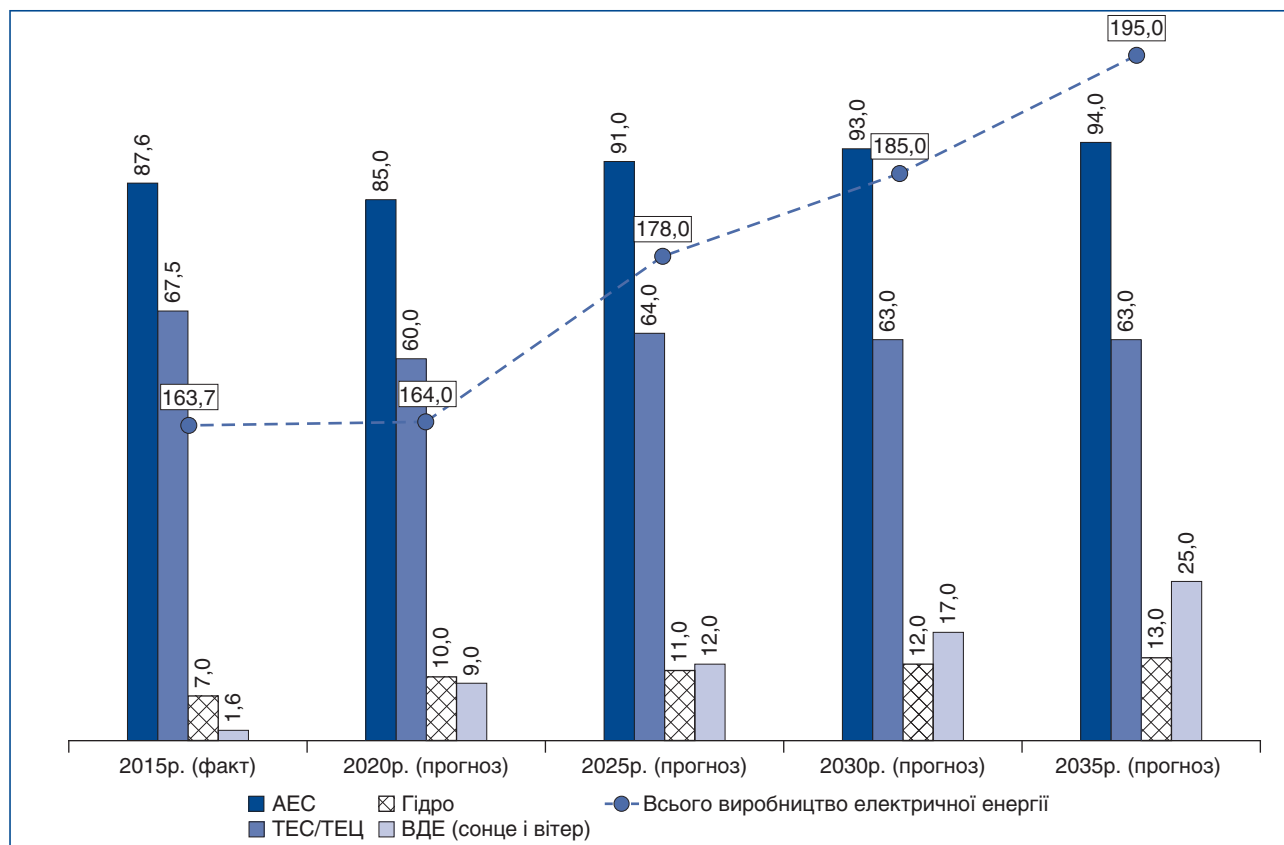


* Термальна енергія доквілля та скидні ресурси техногенного походження.

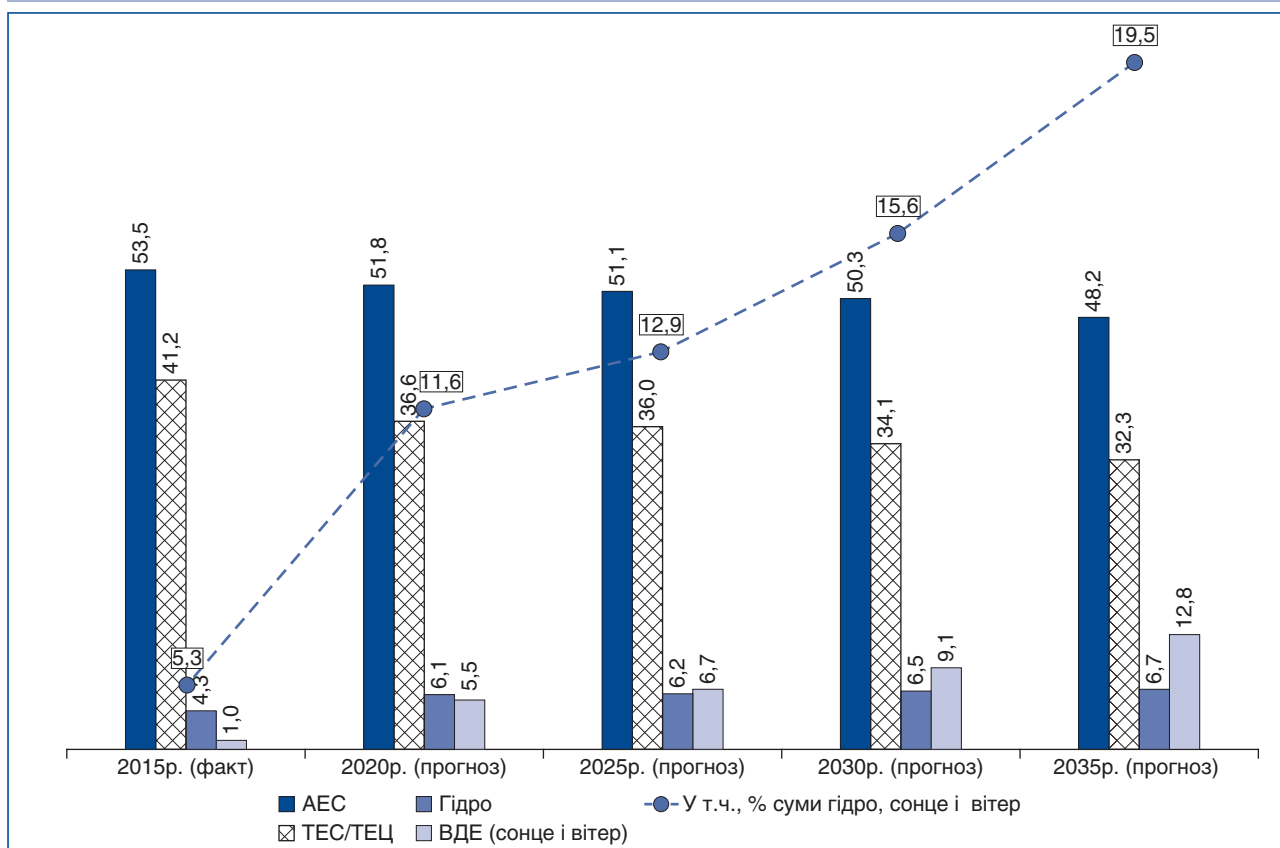
Прогноз структури ЗПРЕ України та частки ВДЕ, %



Прогноз обсягів і структури електрогенерації в Україні, млрд. кВт-год



Прогноз структури електрогенерації та частки в ній безпаливних технологій в Україні, %



України, буде спостерігатися поступове підвищення попиту на електроенергію та, відповідно, збільшення її виробництва. З 2020р. по 2035р. очікуються середньорічні темпи зростання виробництва електроенергії дещо більше 2%.

За структурою генерації, близько половини її обсягів упродовж всього періоду буде займати ядерна енергетика. Частка ТЕС буде поступово зменшуватися, а частка безпаливних технологій (гідро, сонце і вітер) буде зростати – з 5,3% у 2015р. до 19,5% у 2035р.

5.4. ПРОГНОЗ РОЗВИТКУ НАФТОГАЗОВОГО СЕКТОРУ

На перспективу до 2035р. у нафтогазовому секторі України визначаються такі головні завдання:

- створення привабливих умов з метою розвитку власної мінерально-сировинної бази з видобутку вуглеводнів;
- оптимізація балансу споживання природного газу, нафти, нафтопродуктів та ефективності їх використання;
- підвищення ефективності використання нафтогазової інфраструктури, зокрема, магістральних нафто- і газопроводів, підземних сховищ газу (ПСГ), газорозподільних мереж тощо.

З точки зору споживання ресурсів газу, активні заходи з підвищення енергоефективності використання теплової енергії та газу – як населенням, так і промисловими споживачами – призведуть до зниження обсягів споживання газу в середньостроковій перспективі та оптимізації обсягів споживання у майбутньому, з можливістю його

наращення за підсумком економічного зростання країни. Зокрема до 2035р. передбачено збільшення національного видобутку до 30-35 млрд м³/рік, у т.ч. за рахунок газу освоєння нетрадиційних покладів вуглеводнів.

Розвиток власної ресурсної бази і нарощення видобутку має бути забезпечено завдяки: збільшенню обсягу геологорозвідувальних робіт із забезпеченням приросту вітчизняної ресурсної бази; удосконаленню та забезпеченню стабільності фіскального режиму для суб'єктів видобутку вуглеводнів; проведенню пошуково-розвідувального буріння на глибокі горизонти та інтенсифікація робіт з розробки важковидобувних покладів вуглеводнів; збільшенню обсягів розвідувального та експлуатаційного буріння, а також геофізичних досліджень на родовищах, що розробляються; застосуванню методів інтенсифікації видобутку на наявних родовищах; будівництву дотискних компресорних та насосних станцій на родовищах з наявними залишковими ресурсами та запасами; удосконаленню облікової політики у сфері видобутку вуглеводнів та запровадження стандартів прозорості ЕІПІ для видобувних галузей, у т.ч. розроблення, затвердження та впровадження галузевої методики обліку витрат у розрізі окремих родовищ вуглеводнів; підвищенню прозорості та системності процесу видачі спеціальних дозволів на користування надрами; забезпечення недискримінаційного доступу до геологічної інформації; розвитку видобутку природного газу та нафти на шельфі Чорного та Азовського морів, у тому числі в морській акваторії, прилеглої до АР Крим після її повернення до правової системи України й у т.ч. за участі провідних міжнародних нафтогазових компаній.

Водночас у короткостроковій перспективі слід кардинально переглянути контрактні відносини з російською стороною через переговорний процес у тристоронньому форматі ЄС-Україна-РФ, з метою внесення змін до схеми приймання-передачі транзитних обсягів газу із західного на східний кордон України за сприяння Європейського Союзу. Досягненням останніх років стала диверсифікація поставок газу, з мінімізацією залежності від будь-якого окремо взятого постачальника або маршруту. Це досягнення слід утримувати й надалі посилювати шляхом будівництва додаткових трубопроводів – інтерконекторів між Україною та сусідніми країнами ЄС.

Через незадовільний стан та неоптимальну структуру газорозподільної системи (ГРС) існує ризик підвищення аварійності та втрат природного газу у розподільних мережах. Разом з тим, через відсутність стимулів до інвестування в ГРС, насамперед необхідно вирішити питання власності на них.

Для досягнення цілей ЕСУ-2035 щодо інтеграції національної ГТС з європейською слід вжити комплекс заходів, які б забезпечили максимальну надійність, відкритість та прозорість діяльності оператора ГТС. Реалізація цього комплексу заходів потребує передусім відокремлення оператора газотранспортної системи від вертикально-інтегрованої компанії, що сприятиме недискримінаційному та прозорому доступу учасників ринку. Вочевидь також слід оптимізувати потужності та технологічні параметри функціонування ГТС відповідно до очікуваних сценаріїв її завантаження, впровадити європейське законодавство в енергетичній сфері, зокрема стандарти і мережеві кодекси ЄС та кращі бізнес-практики діяльності операторів європейських ГТС.

Використання інфраструктури підземних сховищ природного газу (ПСГ) наразі має певні обмеження. Це зумовлено: зниженням сезонних коливань вартості природного газу – через зниження попиту та збільшення потужності трубопроводів у прогнозованому майбутньому; наявністю надлишкових потужностей ПСГ у багатьох європейських країнах; поточними технологічними режимами роботи вітчизняних ПСГ; покращенням транскордонних з'єднань окремих країн завдяки інтерконекторам, використання яких балансує їх ринки. Водночас потенціал ПСГ оцінюється як істотний, що дозволяє залучати нових партнерів, підвищувати ефективність їх експлуатації, технічні параметри та залучати кращий світовий досвід з управління ними. За підсумком останніх років Україна використовувала до 60% сумарних потужностей ПСГ для власних потреб (48% у 2016р.). Отже, поточні потужності ПСГ, доступні для сезонного зберігання природного газу іншими компаніями, у т.ч. іноземними, становлять 8-15 млрд. куб.м.

У сфері переробки вуглеводнів передбачається: формування сприятливої політики для технічного переоснащення та модернізації нафтопереробних заводів (НПЗ) та газопереробних заводів (ГПЗ) із використанням сучасних технологій глибокої переробки; створення сприятливих фінансових умов, тарифів та інвестиційного клімату для постачання сировини нафти для переробки; забезпечення щонайменше 50%

потреб внутрішнього ринку в нафтопродуктах екологічного класу не нижче Євро-5 українського виробництва; удосконалення державної системи контролю якості нафтопродуктів (посилення стандартів якості моторного палива та контролю за їх дотриманням); впровадження системи ринкового нагляду за якістю моторного палива, запровадження заходів із стимулювання дотримання визначених стандартів якості та посилення інформування суспільства щодо компаній, відповідальних за поширення неякісного палива. Тому, для формування сучасного та орієнтованого на споживача ринку моторних палив та забезпечення у них державних потреб заплановано здійснити комплекс заходів з надійного енергозабезпечення та захищеності енергетичної інфраструктури, диверсифікації джерел і маршрутів постачання нафтопродуктів, у т.ч. подолання залежності від РФ у постачанні енергетичних ресурсів; створення умов для зниження залежності від імпортерів надходжень на користь розширення і використання потужностей власного виробництва і диверсифікації імпорту (не більше 30% з одного джерела); забезпечення конкурентних цін для споживачів, які відображають реальну вартість і якість; запровадження державної системи контролю якості нафтопродуктів та скрапленого нафтового газу; створення умов та розвиток відповідної інфраструктури для подальшого поширення використання скрапленого нафтового газу та компримованого природного газу (КПГ) як моторних палив та палива для побутових потреб; забезпечення переходу України на європейські стандарти якості газу EN 589; приведення українського законодавства щодо технологічної, пожежної, екологічної безпеки на підприємствах до вимог, визначених європейськими директивними положеннями; відновлення логістичної інтермодальної мережі (залізниця+ автотранспорт) на базі вузлових терміналів за логістичною схемою: завод-виробник – залізниця – газонаповнювальна станція (ГНС) – малотоннажний автотранспорт – роздрібна торгівля; забезпечення подальшого розвитку постачання палив через порти Чорного та Азовського морів та західні кордони України; забезпечення максимально ефективного використання інфраструктури та транспортного парку при імпорті скрапленого нафтового газу залізничним транспортом; створення законодавчих передумов для підвищення економічної привабливості придбання, виробництва та використання транспорту на КПГ.

Формування запасів нафтогазових ресурсів належне обґрунтування розміру страхового запасу газу та ідеї його створення з використанням світового досвіду, фіксації правил на заздалегідь визначений термін із можливістю його перегляду і коригування не раніше ніж один раз на два роки; забезпечення дотримання термінів реалізації зобов'язань стосовно створення спеціалізованого органу за формування та управління запасів цих ресурсів; створення мінімальних запасів нафти та нафтопродуктів за 90-денним (або 61-денним) стандартом і централізованою системою управління ними; оптимізація запасів відповідно до структури споживання по регіонах, а також по сценаріях використання; оцінка і обґрунтування створення запасів СВГ як ще одного резервного виду палива для економіки України.

У частині управління підприємствами, активи яких розташовані на тимчасово окупованій території,

потрібно зберегти легітимну юридичну особу Публічне акціонерне товариство “Державне акціонерне товариство “Чорноморнафтогаз”, яка є належним позивачем у міжнародних судах проти РФ, для ефективного захисту інтересів України.

Існує велика ймовірність, що до 2019р. включно, обсяг транзиту російського газу зберігатиметься в діапазоні 60-90 млрд м³/рік. Разом з тим, наразі немає документальних підтверджень стосовно продовження транзиту російського газу через територію України після 2019р. Станом на грудень 2017р. триває Стокгольмський арбітраж щодо транзитного контракту. Наразі, “Газпром” не підтверджує готовності підписання нового контракту, водночас, поступово реалізує власні проекти альтернативних маршрутів транспортування газу до Європи (збільшення транспортування газу через “Північний потік” та доступу до потужностей газопроводу OPAL, реалізує проекти “Північний потік-2”, “Турецький потік”).

Наявність успішних результатів просування ініціатив щодо збільшення залежності від постачання російського газу до Європи, отримані дозволи на будівництво газопроводів, підписані контракти із субпідрядниками, оприлюднені плани часткового демонтажу ГТС РФ на вході в Україну не дозволяють прогнозувати збереження обсягів транзиту російського газу через ГТС України на поточних рівнях. Ймовірно, що лише завдяки чинності режиму санкцій та обмежень щодо РФ і “Газпрому” та зусиллям Європейської Комісії можливе збереження українського маршруту для поставок російського газу в обсязі 15-40 млрд. м³/рік

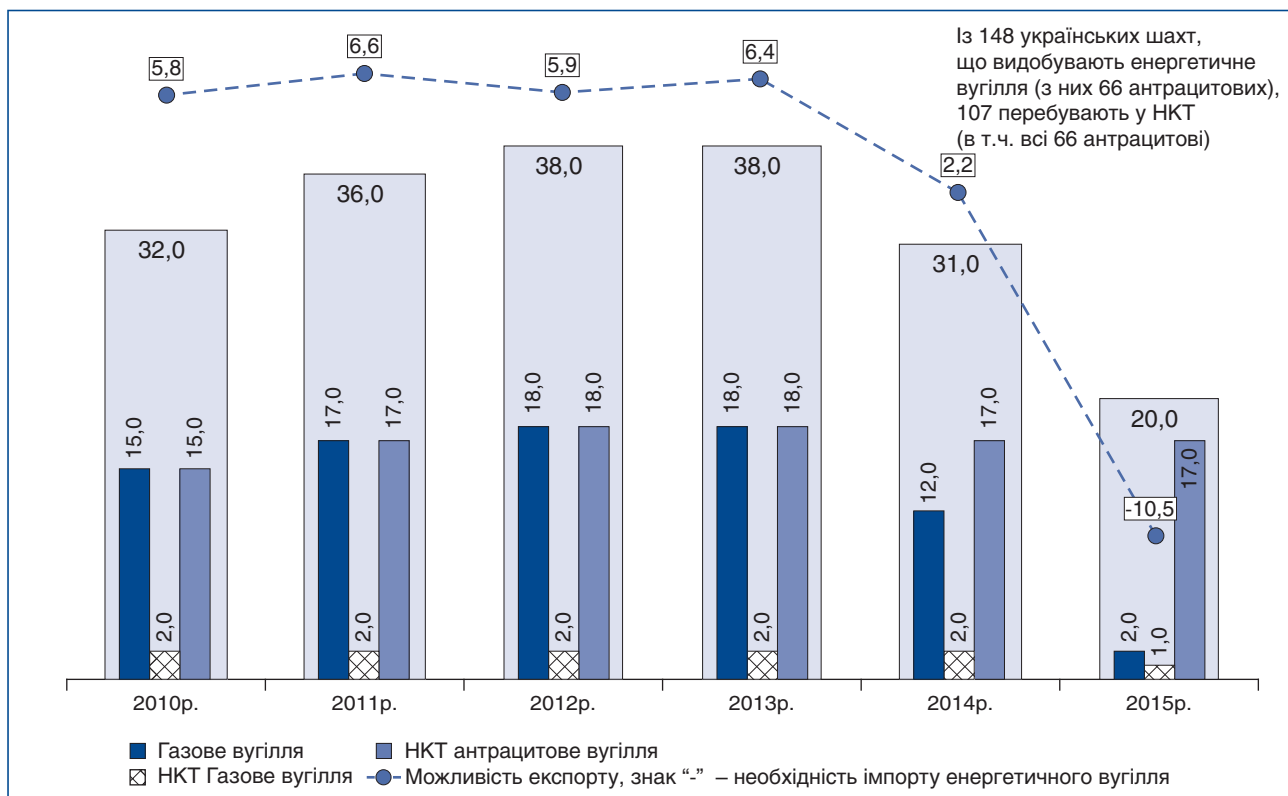
(у першу чергу в південному напрямку – на Балкани) до введення в експлуатацію у 2019р “Турецького потоку”.

Очікується, що обсяг транспортування газу для споживачів України становитиме 26-30 млрд м³/рік; частка енергетичних компаній Європи в транзиті газу через Україну становитиме понад 50%; а частка іноземних компаній, які зберігатимуть газ у ПСГ України – не менше 20%.

5.5. ПРОГНОЗ РОЗВИТКУ ВУГІЛЬНОГО СЕКТОРУ

Великими викликом для України стала втрата контролю над ключовими вугільними активами – шахтами з видобування антрациту внаслідок військового конфлікту на Донбасі, що ускладнило роботу енергетичного комплексу України та зокрема сектору теплової генерації електричної енергії, яка за встановленою технологією має використовувати в основному антрацитову марку вугілля. На діаграмі “Зміна структури пропозиції енергетичного вугілля в Україні внаслідок втрати контролю над шахтами з видобування антрациту на Донбасі” наведено дані щодо структури пропозиції енергетичного вугілля до і після втрати контролю над активами з видобування антрациту. Очевидно, що нестачу вугілля специфічної марки можливо задовольнити або за рахунок імпорту, або за рахунок переведення ТЕС з використання антрациту на використання газової та/або пісної груп вугілля, активи з видобування яких знаходяться під контролем України. Зокрема, лінійний графік діаграми показує можливість експорту (або необхідність імпорту енергетичного вугілля, якщо цифра зі знаком

Зміна структури пропозиції енергетичного вугілля в Україні внаслідок втрати контролю над шахтами з видобування антрациту на Донбасі



Джерело: презентація компанії McKinsey

“мінус”). Так, внаслідок втрати вугільних активів, у 2015р. необхідно було імпортувати біля 10,5 млн.т енергетичного вугілля.

У таких умовах, вкрай важливою є постановка на рівні виконавчої влади питання з формування державної політики у вугільній промисловості. В певній мірі, але недостатньо, відповіді на загальні питання реформування вугільної галузі було сформульовано у Концепції розвитку вугільної галузі на період до 2020р., яка спонукає вугільну галузь забезпечувати потреби теплової генерації у повній мірі за рахунок заміщення антрацитової групи вугілля газовим вугіллям та передбачає можливість повної відмови від використання для генерації електроенергії антрацитової групи вугілля у 2019р.

Реалізація Концепції дозволить комплексно розв'язати проблемні питання функціонування вугільної галузі, реалізувати системні заходи з використання її потенціалу для збільшення обсягів видобутку вугілля, підвищити ефективність та перевести вугільну галузь на бездотаційний і самоокупний режим діяльності з одночасним вирішенням екологічних і соціальних проблем шахтарських регіонів та створення сприятливих умов для залучення інвестицій. Заплановані заходи дозволять створити ремонтну базу, наукову базу та розпочати процес збільшення видобутку вугілля. Зокрема, реалізація заходів, передбачених зазначеною Концепцією, дозволить довести видобуток вугілля на державних шахтах до 2018р. до 8,7 млн. т.

У доповнення до Концепції, затверджена Урядом України ЕСУ-2035 надає більш розгорнуті завдання з реформування вугільної галузі, визначаючи ключові цілі держави у вугільному секторі на кожному з етапів реалізації стратегії. Зокрема ЕСУ-2035 передбачає: оптимізацію структури вугледобувних та інших державних підприємств вугільної галузі, покращення економічних та технічних показників діяльності, скорочення та ліквідацію регулювання та дотацій операційної діяльності вугледобувних та вуглепереробних підприємств, розвиток необхідної інфраструктури для посилення спроможності України забезпечувати обсяги експортно-імпорتنих операцій з вугільною продукцією.

Основні заходи реалізації стратегічних цілей у вугільному секторі є наступні:

- реорганізація вугледобувних та інших державних підприємств вугільної галузі та підпорядкування їх єдиній юридичній особі;
- звільнення від непрофільних активів;
- реструктуризація сектору, підготовка перспективних державних шахт до приватизації, ліквідація/консервація збиткових державних шахт;
- перехід на самоокупний видобуток з переорієнтуванням державної підтримки на охорону праці, захист навколишнього природного середовища та реструктуризацію вугільної галузі;
- ліквідація державного оптового покупця вугілля та запровадження біржової торгівлі вугільною продукцією;
- забезпечення розвитку видобутку вугілля на вітчизняних потужностях.

Передбачається, що заходи із закриття/консервації збиткових державних шахт завершуватимуться до 2025р. Щодо кожного об'єкта буде прийнято план пом'якшення соціальних та екологічних наслідків. У рамках цієї роботи має бути врахований (із залученням масштабної міжнародної допомоги) найкращий світовий досвід пом'якшення соціальних наслідків, який, зокрема, передбачає вихідні виплати, консультативну допомогу персоналу, що вивільняється, професійну підготовку та перепідготовку.

Комплекс заходів із пом'якшення соціальних наслідків реструктуризації вугільної промисловості виконуватиметься у тісному зв'язку з програмами соціальної реконверсії регіонів закриття/консервації шахт, які також мають бути підготовлені та реалізовані за масштабної міжнародної допомоги. Відповідно до найкращих європейських практик такі програми включають організацію громадських робіт з відбудови інфраструктури, створення нових робочих місць, консультативну та фінансову підтримку підприємницьких ініціатив, створення бізнес-інкубаторів, запровадження тимчасових спеціальних режимів економічної діяльності у районах закриття шахт.

Крім того, при консервації та ліквідації шахт мають бути виконані заходи зі зниження екологічних ризиків, серед яких найбільшу загрозу становлять терикони і породні відвали, що горять, можливі зсуви; порушення гідрологічного режиму та підтоплення водою поверхні ґрунту; вихід на земну поверхню метану із закритих шахт.

Отже, до 2035р. планується завершити програми реформування галузі, в тому числі державних вугільних шахт за такими напрямками реформ:

- приватизація перспективних державних шахт, підготовчі заходи щодо яких виконано протягом першого етапу;
- оптимізація економічних та технічних показників діяльності, скорочення та ліквідація регулювання та дотацій операційної діяльності вугледобувних та вуглепереробних підприємств після реінтеграції НКТ Донецької та Луганської областей;
- ліквідація/консервація неефективних шахт з виконанням планів пом'якшення соціальних та екологічних наслідків щодо кожного підприємства;
- реалізація програм соціальної реконверсії регіонів закриття шахт;
- досягнення рівня видобутку вугілля, який забезпечить споживачів енергетичного вугілля переважно паливом національного видобутку.

При виконанні положень ЕСУ-2035 слід врахувати той факт, що переважна частина вугледобувних активів в Україні вже приватизована і більше 85% обсягу виробництва вугілля видобувається на приватних копальнях. Тому, в процесі реформування вугільної галузі, слід також враховувати інтереси приватного капіталу та координувати зусилля з трансформації сектору на основі принципів дотримання балансу інтересів та державно-приватного партнерства.

5.6. ПРОГНОЗ РОЗВИТКУ СЕКТОРУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ

Прогнозується, що до 2025р. Україна матиме надлишок генеруючих потужностей, а після 2025р. – зіштовхнеться з необхідністю їх оновлення. З точки зору можливостей реконструкції ТЕС, враховуючи екологічні вимоги та подовження терміну експлуатації АЕС, ці види електрогенерації у найближчий термін будуть залишатися достатньо ефективними. Для забезпечення попиту до 2025р. достатньо було б подовжити термін експлуатації 6 ГВт АЕС та 9 ГВт ТЕС. Водночас, окрім задоволення попиту у коротко- та середньостроковому періоді, вже стратегічним завданням наступних десяти років є підготовка енергетичної системи України до масштабного оновлення потужностей після 2025р.

Указом Президента України від 16.02.2017р. №37/2017 затверджено рішення Ради національної безпеки і оборони України від 16.02.2017р. Про невідкладні заходи з нейтралізації загроз енергетичній безпеці України та посилення захисту критичної інфраструктури у якому передбачено, в т.ч., розроблення та забезпечення реалізації програми побудови нових енергоблоків і реконструкцію існуючих енергоблоків ТЕС та ТЕЦ, на яких використовується вугілля антрацитової групи з переведенням їх на вугілля газової групи вітчизняного видобутку.

Розпорядженням Кабінету Міністрів України від 01.03.2017р. №133-р внесено зміни до відповідного розпорядження від 08.09.2004р. №648 Про заходи щодо реконструкції та модернізації теплоелектростанцій і теплоелектроцентралей у період до 2020р. та схвалено План реконструкції та модернізації теплоелектростанцій і теплоелектроцентралей. Нова редакція зазначеного Плану передбачає виокремлення першочергових проектів, як таких, що реалізуються за рахунок механізму нарахування інвестиційної складової в тарифі на електроенергію та перспективних проектів, які будуть реалізовуватися за рахунок інших джерел. Виконання цього Плану дасть можливість створити умови для забезпечення проведення реконструкції та введення у промислову експлуатацію модернізованих енергоблоків ТЕС, а також підвищити рівень енергетичної незалежності України.

За даними Міненерговугілля України наразі завершена реалізація першого проекту з переведення енергоблоків ТЕС на спалювання вугілля газової групи замість антрациту. Зокрема, переобладнання лише двох котлоагрегатів ТП-100 на енергоблоках №2 та №5 на Зміївській ТЕС дозволяє замінити до 1 млн. т антрацитового вугілля на рік шляхом заміщення газовою групою вугілля. Згідно проекту, у 2017р. відбувся запуск енергоблоків №2 та №5 на газовій групі вугілля. Загальна орієнтовна вартість перевезення блоків становила до 240 млн грн. Також опрацьовується питання щодо переведення енергоблоків Трипільської ТЕС на спалювання вугілля газової групи.

Відповідно до розпорядження Кабінету Міністрів України від 08.09.2004р. №648 наказом Міненерговугілля України від 22.03.2017р. №221 затверджено Графік реконструкції енергоблоків теплоелектростанцій енергогенеруючих компаній (у 2017-2019рр.).

Зокрема, передбачено завершення реалізації пілотного проекту з будівництва сіркоочисних установок на енергоблоках №2 Трипільської ТЕС, №1 Зміївської ТЕС ПАТ “Центренерго”, що відповідає вимогам Директиви 2001/80/ЕС про обмеження викидів деяких забруднюючих повітря речовин від великих установок спалювання. Також передбачено завершити проекти реконструкції енергоблоків: №1 Трипільської ТЕС, №1 Зміївської ТЕС, №1 Криворізької ТЕС, №6 та №7 Слов’янської ТЕС, №10 Бурштинської ТЕС тощо. Реалізація проектів дозволить збільшити період експлуатації енергоблоків на 15-20 років, підвищити їх ефективність на 6-10%, а також забезпечити відповідність функціонування енергоблоків ТЕС вимогам європейської мережі системних операторів передачі – ENTSO-E.

Відповідно до “Порядку підготовки Системним оператором плану розвитку Об’єднаної енергетичної системи України на наступні десять років”, затвердженого наказом Міненерговугілля України від 29.09.2014р. №680, ДП “НЕК “Укренерго” розроблено проект Плану розвитку Об’єднаної енергетичної системи України на 2017-2026рр.

Постановою НКРЕКП від 20.12.2016р. №2324 схвалено Інвестиційну програму ДП “НЕК “Укренерго” на 2017р. у сумі 3,2 млрд. грн., якою передбачено фінансування будівництва електричних підстанцій (ПС) напругою 500/220 кВ, виконання робіт з реконструкції та технічного переоснащення об’єктів магістральних повітряних ліній електропередачі; виконання проектних робіт наступних періодів; придбання засобів диспетчерсько-технологічного управління, систем обліку та приладів вимірювання тощо.

Науково-технічною радою Міненерговугілля 14.09.2016р. схвалено План розвитку розподільних електричних мереж на 2016-2025рр. Основними завданнями цього Плану є забезпечення надійного та ефективного електропостачання споживачів електроенергії; скоординований розвиток, реконструкція і модернізація розподільних електромереж та забезпечення розвитку альтернативної енергетики.

Стратегією реформування ДП “НЕК “Укренерго” визначено пріоритетні завдання та цілі на майбутні 10 років щодо забезпечення у довгостроковій перспективі надійності експлуатації магістральних електричних мереж та цілісної роботи ОЕС України, інтеграції електроенергетичного ринку та магістральних електричних мереж України до ENTSO-E та оптимізації розрахункового тарифу Компанії.

Україна 24.09.2010р. приєдналася до Договору про заснування Енергетичного Співтовариства (ЕС) і з 01.02.2011р. стала повноправним членом ЕС. Законом України від 15.12.2010р. №2787-VI Про ратифікацію Протоколу про приєднання України до Договору про Енергетичне Співтовариство визначено зобов’язання України щодо імплементації у національне законодавство основних актів енергетичного законодавства ЄС. Головною метою Договору є створення інтегрованого енергоринку та законодавства для посилення енергетичної безпеки, залучення інвестицій, покращення екологічної складової постачання та використання енергоресурсів.

Інтеграція України до європейського енергоринку вимагає впровадження країною положень Другого та Третього енергетичних пакетів та відповідних директив ЄС, спрямованих на створення конкурентних та недискримінаційних умов господарювання на внутрішньому енергетичному ринку; підвищення енергоефективності та розвитку відновлюваних джерел енергії; приєднання ОЕС України до європейської мережі системних операторів передачі – ENTSO-E з метою забезпечення паралельної роботи енергосистем та виходу українських виробників електроенергії на європейський енерго ринок, та є проектом з середньостроковою перспективою (діаграма “Основні етапи та строки інтеграції ECU та CESA (ENTSO-E)”).

Очікується, що на початку 2018р. Європейською асоціацією системних операторів в електроенергетиці – ENTSO-E буде схвалено перелік заходів щодо інтеграції енергосистем України і Молдови з енергосистемами синхронної зони континентальної Європи – CESA.

Для розробки техніко-економічного обґрунтування проекту інтеграції енергосистем України та Молдови з CESA було створено міжнародний консорціум, до якого увійшли системні оператори Румунії – Transelectrica, Сербії – EMS, Болгарії – ESO EAD, Угорщини – MAVIR і Польщі – PSE. Бельгійська консультативна компанія в сфері енергетики (Bernard Energy Advocacy – BEA) надавала послуги з регуляторних і юридичних питань. Загальне керівництво роботою консорціуму здійснювалося Transelectrica, а фінансування розробки ТЕО – Єврокомісією в рамках спільної румунсько-українсько-молдавської робочої програми на 2007-2013рр.

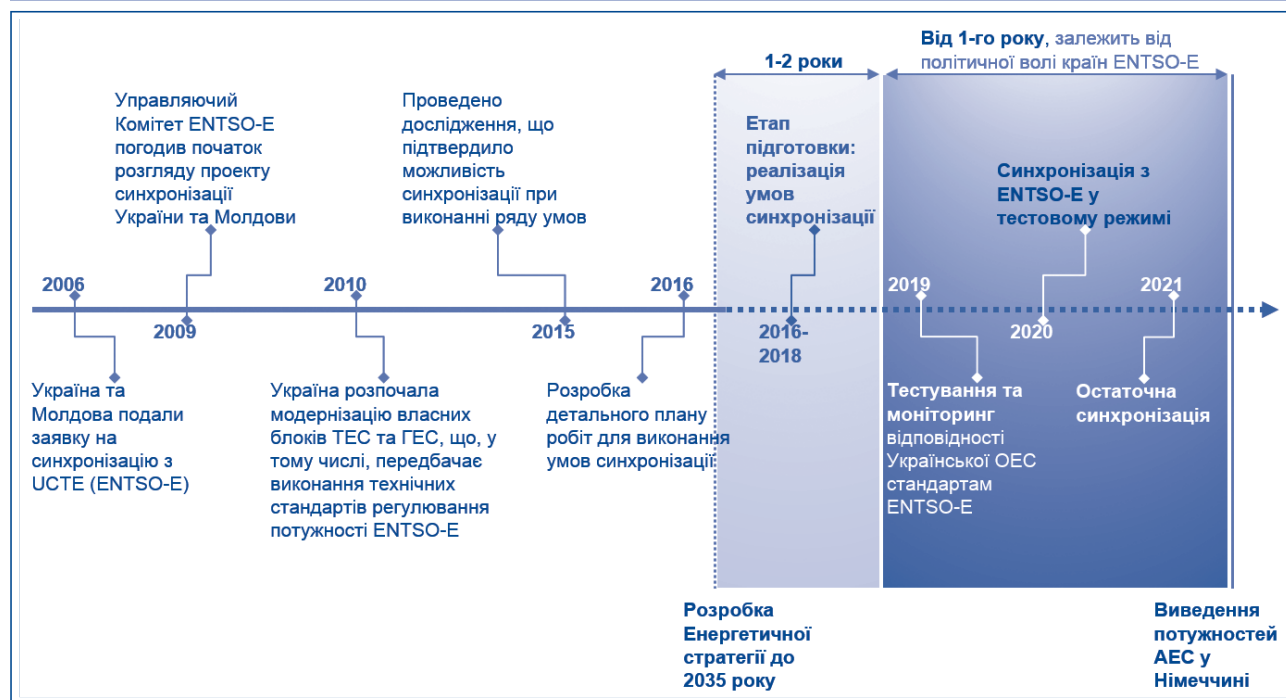
Основні цілі ТЕО: дослідження технічної можливості паралельної роботи енергосистем України та Молдови з CESA; вивчення можливості застосування технічних і експлуатаційних стандартів ENTSO-E в

українській і молдавській енергосистемах, а також аналіз відмінностей в енергетичних законодавствах України, Молдови і країн ЄС. Робота над ТЕО, що почалася у листопаді 2014р., була завершена у січні 2016р. На основі вивчення результатів ТЕО Регіональною групою ENTSO-E “Континентальна Європа” підтверджено технічну можливість переведення української і молдавської енергосистем на паралельну роботу з енергосистемами CESA до 2020р., однак наголошено на необхідності проведення додаткових досліджень для вивчення можливості гібридного приєднання енергосистем (на постійному і змінному струмі) України та Молдови.

Наступним важливим кроком на шляху до синхронізації енергосистем стало підписання Угоди про приєднання між ENTSO-E і системним оператором України, в якому сформульовані технічні, організаційні і правові вимоги з приєднання ОЕС України. Ця важлива подія відбулася 28 червня 2017р. на Асамблеї об'єднання європейських операторів енергоринку ENTSO-E у м. Брюсселі. На виконання зазначеної угоди, упродовж перехідного періоду Україна повинна виконати зобов'язання та привести енергосистему у відповідність з європейськими стандартами. Потім ще рік енергосистема повинна продемонструвати стабільну роботу в ізолюваному від Росії та Білорусі режимі, з якими сьогодні з'єднана українська енергосистема.

На сьогодні “Енергетичний острів Бурштинської ТЕС” вже працює у синхронному режимі з ENTSO-E, а також енергосистеми України і Молдови працюють у паралельному режимі. Плануються перші електронні щорічні/щомісячні/щоденні односторонні аукціони у 2017р. між “Енергоостровом Бурштинської ТЕС” та ENTSO-E. Також опрацьовуються Каталог вимог до енергосистем України та Молдови щодо приєднання до ENTSO-E, узгодження порядку його імплементації

Основні етапи та строки інтеграції ECU та CESA (ENTSO-E)



та реалізації і визначення Дорожньої карти синхронізації приєднань між ДП “НЕК “Укренерго”, ДП “Moldelectrika” та європейською континентальною мережею системних операторів передачі електроенергії ENTSO-E тощо.

Об’єднання української та молдавської енергосистем з ENTSO-E дозволить розширити діапазон обміну потужністю до величини 2350 МВт в напрямку Європи та до 2000 МВт в напрямку України – Молдови. За повідомленням ДП “НЕК “Укренерго” ОЕС України у подальшому, якщо буде здійснено низку технічних заходів як з боку України, так і з боку суміжних європейських системних операторів, величина взаємного обміну потужності з ENTSO-E може збільшитися до 4000 МВт, а це в свою чергу – мінімум €1,5 млрд. додаткових надходжень за рахунок продажу як електроенергії, так і допоміжних (системних) послуг.

Кінцевою метою всього процесу є постійна синхронна робота енергосистем Молдови і України з енергосистемою континентальної Європи, а також, залежно від рівня імплементації законодавства ЄС з енергетики в Україні та у Молдові, членство в ENTSO-E українських та молдавських операторів передавальних енергосистем.

До 2035р. потужності, що забезпечують близько 80% поточного виробництва (20-25 ГВт), можуть бути виведені без можливості подовження строку експлуатації. З огляду на значний час, необхідний для проектування і будівництва нових потужностей на їх заміну, у тому числі маневрових – для балансування енергетичної системи. Рішення щодо цільової конфігурації потужностей після 2035р. необхідно приймати до 2020р.

З метою виконання розпорядження Кабінету Міністрів України від 15.06.2015р. №671 Про започаткування реалізації пілотного проекту “Енергетичний міст Україна – Європейський Союз” наказом Міненерговугілля України від 02.02.2017р. №89 затверджено План заходів з реалізації пілотного проекту “Енергетичний міст Україна – Європейський Союз”, яким передбачено розширення “Бурштинського острова” шляхом організації видавання потужності енергоблоку №2 Хмельницької АЕС до країн ЄС і забезпечення довгострокового експорту електроенергії та залучення коштів, отриманих від експорту електроенергії, для фінансування будівництва енергоблоків №3 та №4 Хмельницької АЕС.

5.7. КЛЮЧОВІ ПАРАМЕТРИ ДОСЯГНЕННЯ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ СТРАТЕГІЇ НА ПЕРІОД до 2035р.

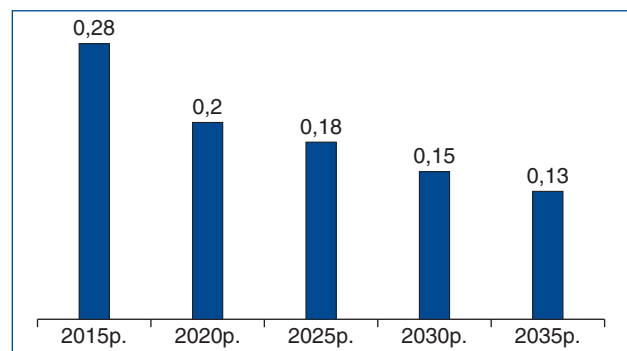
Для оцінки поступу з реформування енергетичного сектору України та наближення параметрів його роботи до європейських стандартів, важливим є запровадження системи моніторингу та оцінки у досягненні основних його показників у часі на період до 2035р. З цією метою виокремлено основні групи показників, а саме:

- показники енергоефективності;
- показники енергетичної незалежності;
- показники надійності роботи системи;
- показники безпеки і збереження довкілля;
- частка біржової торгівлі енергетичними ресурсами.

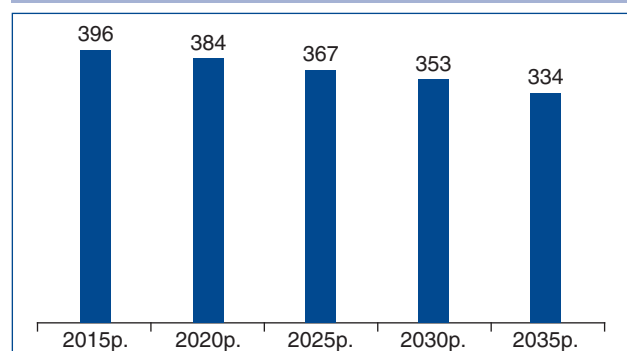
До групи **показників енергоефективності** відносяться: енергоємність ВВП, оціненого за паритетом купівельної спроможності в цінах 2005р.; витрати палива на обсяг спрямованої на енергоринок електроенергії, виробленої на ТЕС; питомі витрати при виробництві тепла котельнями; частка втрат у тепломережах (діаграми “Цільові показники енергоємності ВВП, оціненого за паритетом купівельної спроможності в цінах 2005р”, “Цільові показники витрат палива на обсяг спрямованої на енергоринок електроенергії”, “Цільові показники питомих витрат при виробництві тепла котельнями”, “Цільові показники втрат в електромережах”, “Цільові показники втрат у тепломережах”, с.82).

До групи **показників енергетичної незалежності** відносяться наступні: факт приєднання чи не приєднання ЕСУ до континентальної частини європейської енергосистеми в запланований строк; залежність України від постачання природного газу з РФ; частка одного постачальника на ринку ядерного палива; імпортозалежність, що визначена як бруто імпорт енергоресурсів у складі ЗППЕ; рівень інтеграції ринків електроенергії України та ЄС; рівень інтеграції ринків природного газу України та ЄС (діаграми “Графік настання досягнення інтеграції ЕСУ та CESA (ENTSO-e)”, “Зміна залежності України від постачання природного газу з РФ”, “Зміна частки одного постачальника на ринку ядерного палива”, “Зміна частки імпортозалежності ЗППЕ”, “Зміна рівня інтеграції України до ЄС на ринку електроенергії”, “Зміна рівня інтеграції України до ЄС на ринку природного газу”, с.82, 83).

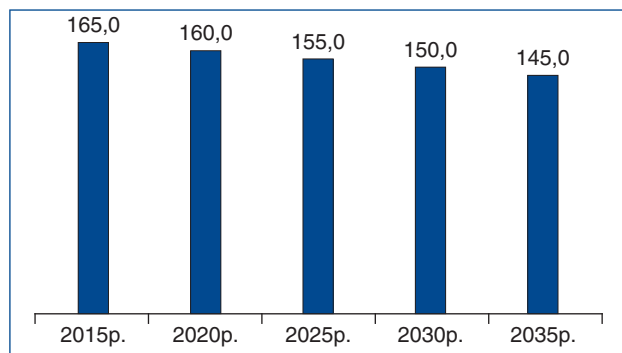
Цільові показники енергоємності ВВП, оціненого за паритетом купівельної спроможності в цінах 2005р., ЗППЕ у т.н.е./тис. дол. ВВП (ПКС)



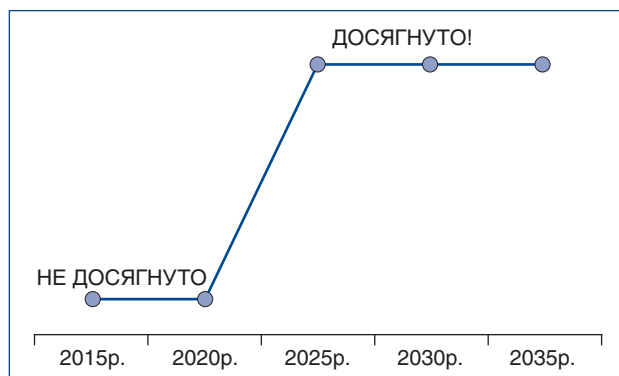
Цільові показники витрат палива на обсяг спрямованої на енергоринок електроенергії, г у.п./кВт-год



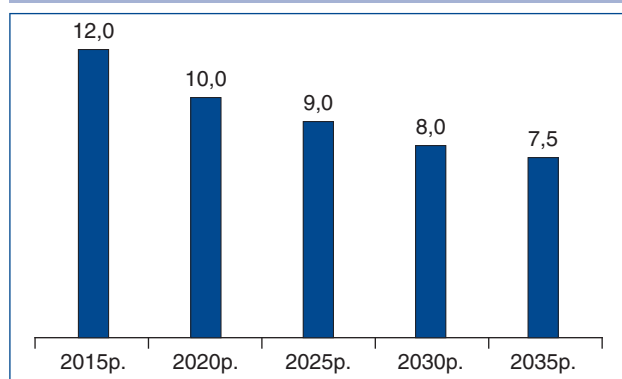
Цільові показники питомих витрат при виробництві тепла котельними, кг у.п./Гкал



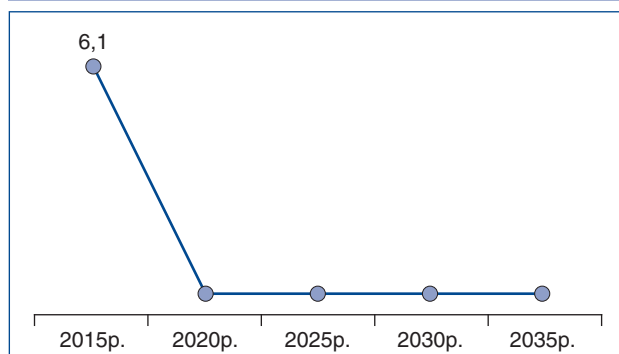
Графік настання досягнення інтеграції ECU та CESA (ENTSO-e)



Цільові показники втрат в електромережах, %



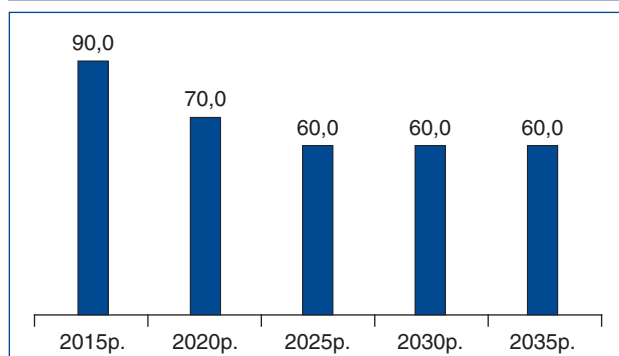
Зміна залежності України від постачання природного газу з РФ, млрд. м³



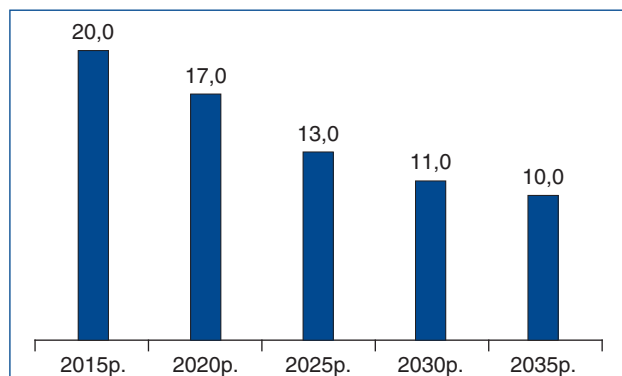
До групи **показників надійності роботи системи** відносяться: середня тривалість відключень від енергосистеми (SAIDI) внаслідок незапланованих перерв з вини енергокомпанії; частка теплових мереж, що перебувають у аварійному стані (діаграми “Зміна середньої тривалості відключень від енергосистеми через незаплановані перерви з вини енергокомпанії (SAIDI)”, “Зміна частки теплових мереж, що перебувають в аварійному стані”).

До групи **показників безпеки і збереження довкілля** відносяться: доступність для держави усіх наявних в країні енергетичних ресурсів у кризових ситуаціях; доступність для держави енергетичних ресурсів приватних компаній у кризових ситуаціях; стратегічні запаси державних енергетичних ресурсів;

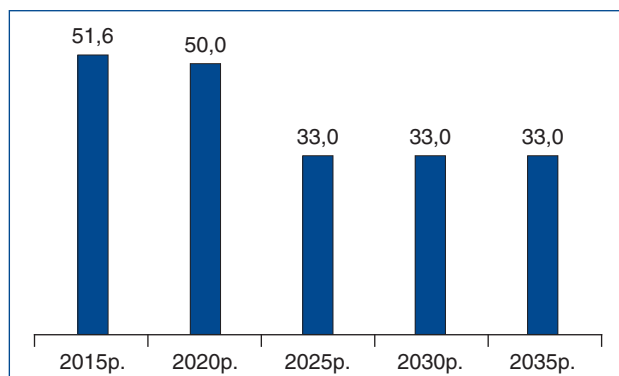
Зміна частки одного постачальника на ринку ядерного палива, %



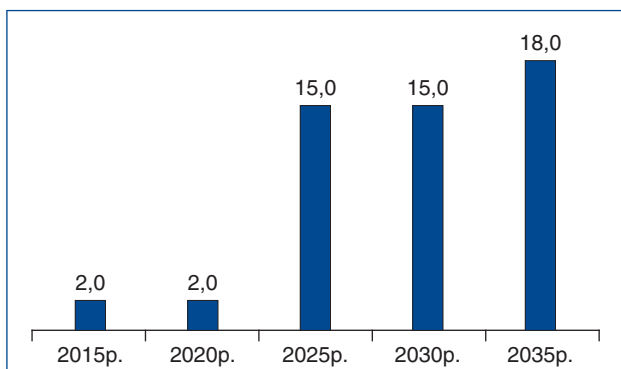
Цільові показники втрат у теплових мережах, %



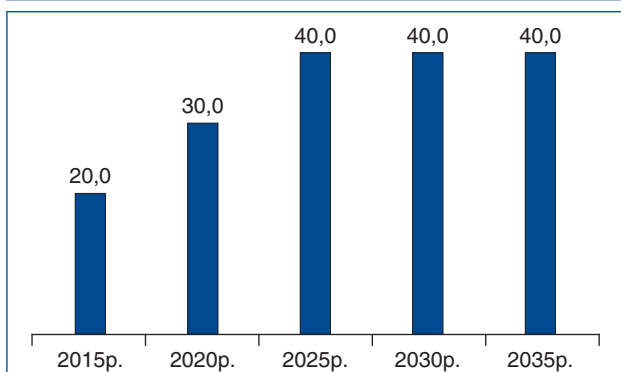
Зміна частки імпортозалежності ЗПРЕ, %



**Зміна рівня інтеграції України до ЄС
на ринку електроенергії,
%**

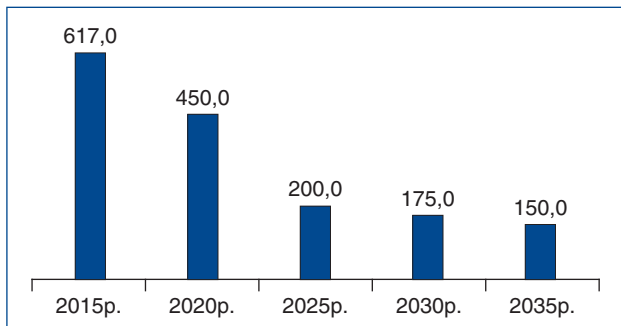


**Зміна рівня інтеграції України до ЄС
на ринку природного газу,
%**



частка ВДЕ у структурі ЗППЕ; частка ВДЕ у структурі генерації електричної енергії; частка місцевих альтернативних видів палива в місцевих паливно-енергетичних балансах; частка викидів CO₂ до рівня 1990р.; відсоток зниження викидів CO₂ у розрахунку на кінцеве споживання палива та порівняно з 2010р.; частка потужностей у тепловій генерації, що відповідає екологічним вимогам ЄС за викидами SO₂, NO_x, зольних речовин (діаграми “Зміна доступності для держави всіх наявних у країні енергетичних ресурсів у кризових ситуаціях”, “Зміна доступності для держави енергетичних ресурсів приватних компаній у кризових ситуаціях”, “Зміна цільових стратегічних запасів державних енергетичних ресурсів у кризових ситуаціях”, “Зміна частки ВДЕ у структурі ЗППЕ”, “Зміна частки ВДЕ у структурі виробництва

**Зміна середньої тривалості відключень
від енергосистеми через незаплановані
перерви з вини енергокомпанії (SAIDI),
хвилин/рік/на 1-го абонента**



електричної енергії”, “Зміна частки місцевих альтернативних видів палива в місцевих паливно-енергетичних балансах”, “Зміна частки викидів CO₂ до рівня 1990р”, “Зміна відсотка зниження викидів CO₂ у розрахунку на кінцеве споживання палива та порівняно з 2010р”, “Зміна частки потужностей у тепловій генерації, що відповідає екологічним вимогам ЄС”, с.84, 85).

Одним з показників, що характеризують відкритість ринку є **частка біржової торгівлі енергетичними ресурсами**. Її цільові показники зображено на діаграмі “Зміна частки біржової торгівлі енергетичними ресурсами”.

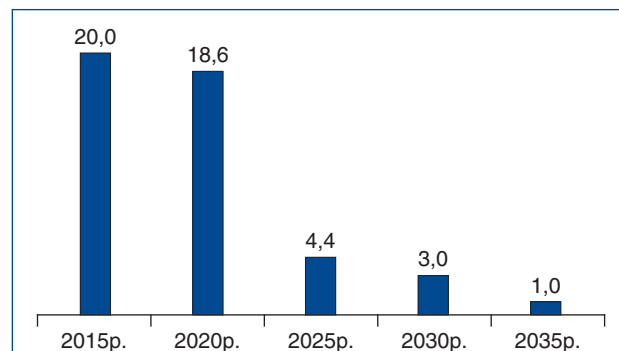
Отже, за поступового наближення та дотримання наведеної системи цільових показників у визначений проміжок часу, можливо стверджувати, що Україна не лише виконає головні критерії енергетичної безпеки в середньостроковій перспективі, але й досягне до 2035р. основних параметрів розвитку свого енергетичного сектору, притаманних більшості країн-сусідів та членів ЄС.

5.8. ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ, ЕКСПАНСІЯ ВДЕ, МОДЕРНІЗАЦІЯ ТА ІННОВАЦІЙНІ ТЕХНОЛОГІЇ – ОСНОВНІ ТРЕНДИ РОЗВИТКУ УКРАЇНСЬКОЇ ЕНЕРГЕТИКИ

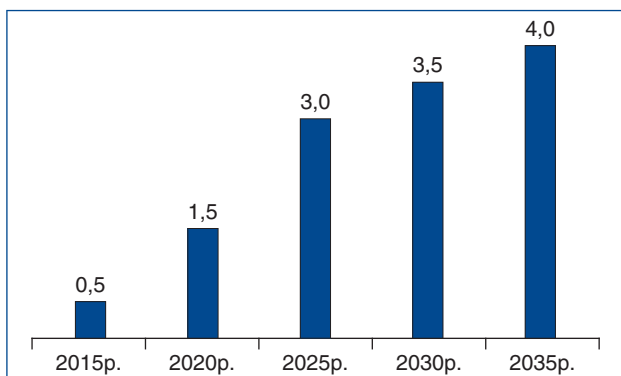
Відповідно до положень директив Третього енергетичного пакета ЄС у сфері енергоефективності Україна, завдяки схваленню у поточному році відповідних законів, започаткувала процес імплементації у національне законодавство положень таких Директив ЄС: 2006/32/ЄС про ефективність кінцевого використання енергії та енергетичні послуги; 2010/31/ЄС щодо енергетичної ефективності будівель; 2010/30/ЄС щодо маркування енергетичної продукції; 2012/27/ЄС про енергоефективність, яка змінює Директиви 2009/125/ЄС та 2010/30/ЄС і скасовує Директиви 2004/8/ЄС та 2006/32/ЄС.

Слід відмітити, що відповідно до рішення Ради Міністрів Енергетичного Співтовариства, Директивою 2012/27/ЄС до 2020р. передбачено довести рівень енергоефективності до 20% замість 9% за попередніми директивами із щорічним зниженням загального обсягу енергоспоживання. Директивою також передбачено реконструкцію будівель, енергоаудит, підвищення ефективності систем опалення та кондиціонування повітря, розроблення механізмів

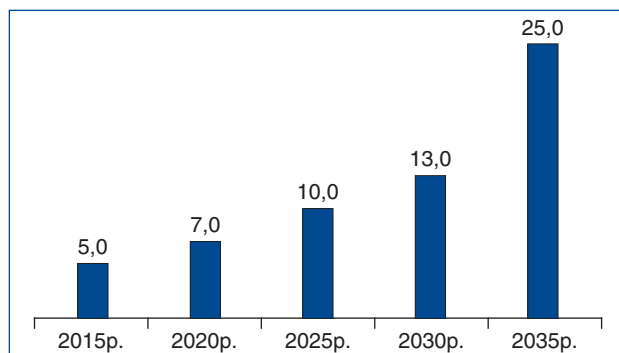
**Зміна частки тепломереж,
що перебувають в аварійному стані,
%**



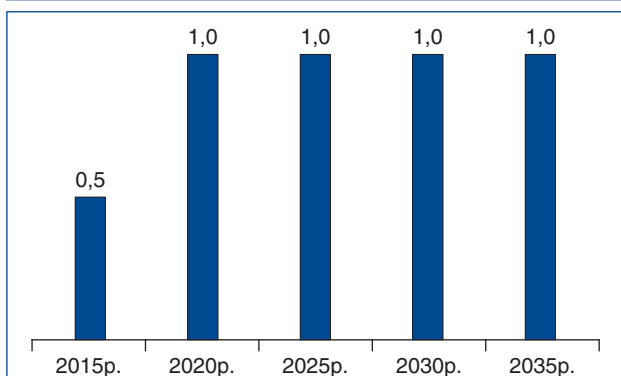
Зміна доступності для держави всіх наявних у країні енергетичних ресурсів у кризових ситуаціях



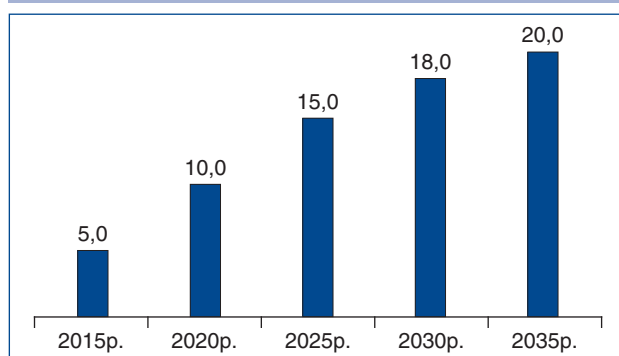
Зміна частки ВДЕ у структурі виробництва електричної енергії, %



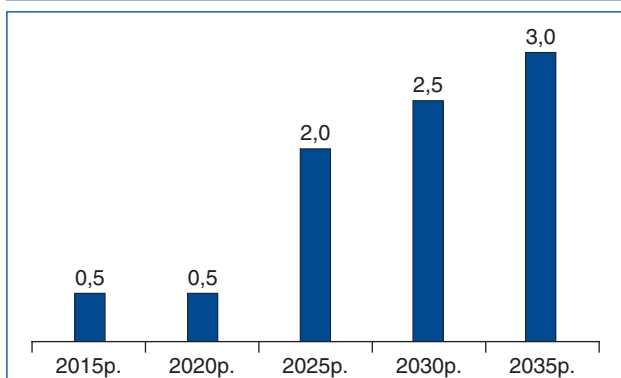
Зміна доступності для держави енергетичних ресурсів приватних компаній у кризових ситуаціях



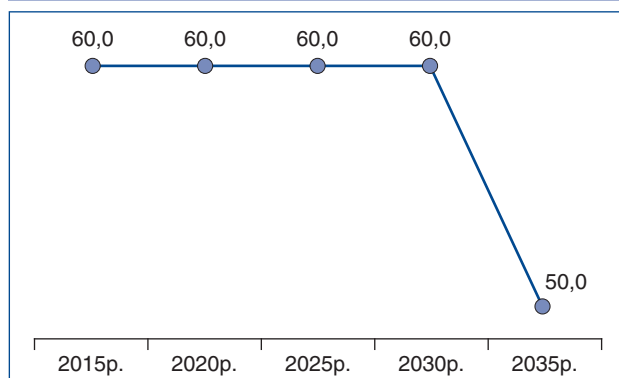
Зміна частки місцевих альтернативних видів палива в місцевих паливно-енергетичних балансах, %



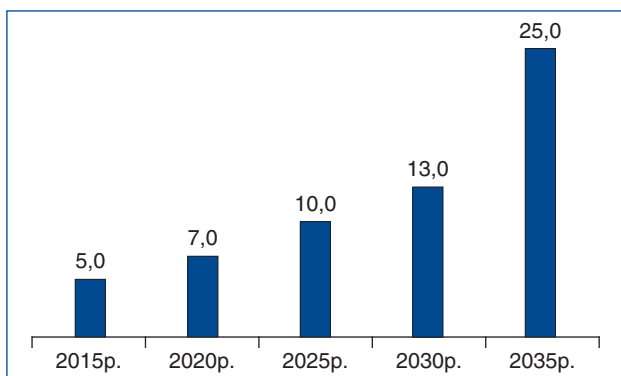
Зміна цільових стратегічних запасів державних енергетичних ресурсів у кризових ситуаціях



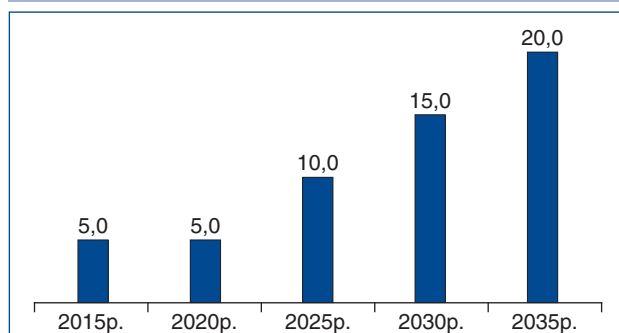
Зміна частки викидів CO₂ до рівня 1990р., %



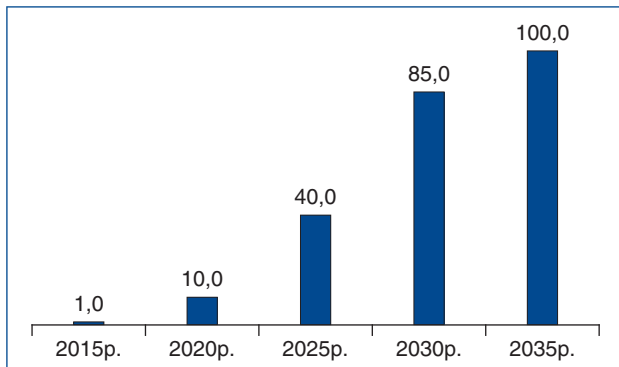
Зміна частки ВДЕ у структурі ЗППЕ, %



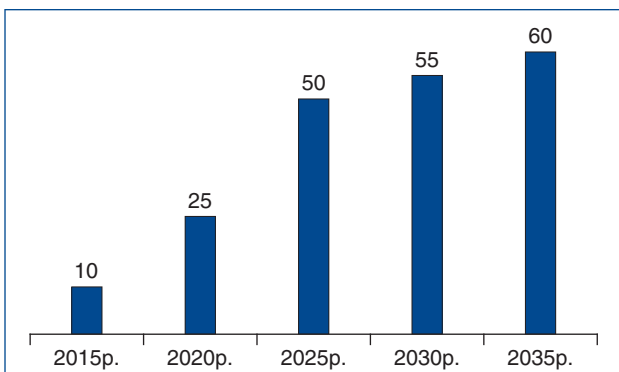
Зміна відсотка зниження викидів CO₂ у розрахунку на кінцеве споживання палива та порівняно з 2010р., %



Зміна частки потужностей у тепловій генерації, що відповідає екологічним вимогам ЄС, %



Зміна частки біржової торгівлі енергетичними ресурсами, %



фінансування у сфері енергетичної ефективності. Відповідно до ухваленого рішення кожна Договірна сторона має імплементувати у національне законодавство положення вказаної Директиви з визначенням національних цілей щодо підвищення енергетичної ефективності з актуалізацією завдань стратегії країни кожні три роки – у 2017р. і 2020р.

Розпорядженням Кабінету Міністрів України від 25.11.2015р. № 1228-р схвалено Національний план дій з енергоефективності на період до 2020р. Це важливий документ, який запроваджує європейську практику середньострокового планування державної політики у сфері енергоефективності та затверджено План заходів з реалізації Національного плану дій з енергоефективності на період до 2020р., що є одним з основних зобов'язань у рамках імплементації Директиви 2006/32/ЄС. Відповідно до Плану передбачено до 2020р. забезпечити енергоощадність у розмірі 9% середнього показника кінцевого внутрішнього енергоспоживання шляхом реалізації заходів у чотирьох основних секторах: побутовому секторі (житлові будівлі) – 50%; транспорті – 9%; сфері послуг (у т.ч. бюджетні установи) – 16%; промисловості – 25%.

Серед основних заходів енергоощадності є сприяння залученню інвестицій у термомодернізацію житлових будівель та у будівництво споруд з близьким до нульового споживанням енергії; адаптація стандартів палива і технологій його використання до європейських; запровадження сертифікації

енергетичної ефективності будівель, системи енергоаудиту та енергоменеджменту, а також забезпечення 100% комерційного обліку споживання газу, електроенергії, теплової енергії та води тощо.

У 2015-2016рр. прийнято нормативно-правову базу для запровадження енергосервісних компаній (ЕСКО) у бюджетній сфері. Зокрема, законом України від 09.04.2015р. №328-19 “Про внесення змін до Бюджетного кодексу України щодо запровадження нових інвестиційних можливостей, гарантування прав та законних інтересів суб’єктів підприємницької діяльності для проведення масштабної енергомодернізації” запроваджено можливість розпорядникам бюджетних коштів брати довгострокові зобов’язання за енергосервісом. Також розроблено підзаконні акти щодо примірною енергосервісного договору, методику визначення базового рівня споживання тощо.

Україна передбачає стаке розширення використання всіх видів відновлюваної енергетики, яке стане одним з інструментів гарантування енергетичної безпеки держави. У коротко- та середньостроковому горизонті (до 2025р.) ЕСУ-2035 прогнозує зростання частки відновлюваної енергетики до рівня 12% ЗППЕ та не менше 25% – до 2035р. (включаючи всі гідроенергуючі потужності та термальну енергію).

Продовжать активний розвиток вітрова та сонячна енергетика. За умови подальшого здешевлення ВДЕ, їх економічно обґрунтований потенціал буде зростати. При цьому розширення використання відновлюваної енергетики безпосередньо споживачем не підпадає під обмеження енергосистеми і формує перспективу динамічного розвитку на місцевому рівні. Державна політика повинна бути орієнтована на стимулювання первинної ініціативи приватних гравців ринку. Має стимулюватися також розвиток децентралізованої відновлюваної енергетики (наприклад, фотоелектричні системи та сонячні колектори на дахах житлових будинків тощо), потенціал якої оцінюється близько 5% споживання електроенергії населенням.

Зростатиме використання біомаси у секторі електро- і теплової генерації, що використовують тверду біомасу та біогаз як енергоресурс, що зумовлюватиметься як відносною сталістю виробництва (за наявності ресурсної бази), так і тенденцією до формування локальних генеруючих потужностей.

Перевага віддаватиметься одночасному виробництву теплової та електричної енергії в когенераційних установках і заміщенню вуглеводневих видів палива.

Гідроенергетика, як компонент, що використовує безпаливні технології, продовжуватиме відігравати важливу роль у стійкості ОЕС України, оскільки забезпечує енергетичну систему високоманевровими потужностями в регулюванні добових графіків навантаження з покриттям пікової частини та заповненням нічних провалів, а також виконує функцію аварійного резерву потужності.

До 2025р. у необхідно завершити реконструкцію існуючих потужностей ГЕС та будівництво нових агрегатів ГЕС та ГАЕС, що дозволить зберегти у структурі генерації найбільш економічні та маневрові з них, а також збільшити їх потужність.

Основні заходи з реалізації стратегічних цілей у секторі ВДЕ є наступні: проведення стабільної та прогнозованої політики щодо стимулювання будівництва СЕС та ВЕС; проведення міжнародних комунікаційних кампаній для заохочення входу на ринок ВДЕ України міжнародних стратегічних та фінансових інвесторів; будівництво та введення 5 ГВт потужностей ВДЕ (окрім ГЕС великої потужності); збільшення використання біомаси у генерації електро- та теплоенергії шляхом:

- стимулювання використання біомаси як палива на підприємствах, де біомаса є залишковим продуктом;
- інформування про можливості використання біомаси як палива в індивідуальному теплопостачанні;
- сприяння створенню конкурентних ринків біомаси.

В Україні також має бути запроваджений новий європейський підхід до наукових досліджень і розробок в енергетиці, а також інновації та програми на транспорті, які мають прискорити технологічні переворотення у відповідних галузях.

При цьому діяльність має бути сконцентрована навколо таких основних пріоритетів:

- впровадження технологій використання відновлюваних джерел енергії, у тому числі екологічно чистого виробництва та використання біомаси і біопалива, а також розвитку потужних систем акумулювання енергії;
- впровадження технологій і практики залучення споживачів у енергетичному переході до інтелектуальних мереж та суцільного обліку енергії (*Smart Grids*, *Smart Metering*), “розумних побутових приладів”, “розумних міст” та “домашніх” систем автоматики;
- впровадження ефективних енергетичних систем та освоєння технологій для переведення загального фонду будівель з вищою енергоефективністю, маючи на меті у подальшому їх приведення до енергетично нейтрального (пасивного) стану;
- впровадження нових технологій з захоплення та зберігання вуглецю (ЗЗВ), а також уловлювання та використання вуглецю для енергетичних і промислових секторів, що матиме вирішальне значення для досягнення кліматичних цілей 2050р. економічно ефективним способом. Це потребує також впровадження системи торгівлі квотами на викиди, формування джерел фінансування екологічних програм та підвищення ділової та інвестиційної прозорості;
- впровадження більш сталих та енергоефективних транспортних систем, у яких послідовно впроваджуються інноваційні технології і послуги для підвищення енергоефективності та скорочення викидів парникових газів, у т.ч. широке запровадження муніципального та індивідуального пасажирського та вантажного електротранспорту (врізка “*Розвиток електротранспорту в Україні*”).

РОЗВИТОК ЕЛЕКТРОТРАНСПОРТУ В УКРАЇНІ

За останні роки електромобілі в Україні набувають все більшої популярності. Одними з найпоширеніших електромобілів є Nissan Leaf, Renault Fluence і Tesla Model S. В Україні також з'явився і пасажирський автобусний електротранспорт. У січні 2016р. у Львові на заводі “Електрон” було випущено перший електробус. Також на безemisійні автомобілі планує пересісти апарат Кабінету Міністрів України, Національна поліція України, ДП “Укрпошта”, НЕК “Укренерго”, ДТЕК та ін.

Загалом, за 10 років світовий ринок електрокарів може зрости в рази. Це підтверджують нещодавні прогнози J.P. Morgan⁶¹, згідно з якими електрокари займуть 35% світового авторинку до 2025р. і щонайменше 48% (близько половини!) ринку продажів автотранспортних засобів до 2030р. Очікується, що Україна, при умові розбудови відповідної обслуговуючої інфраструктурної мережі, слідуватиме загальносвітовим трендам експансії електротранспорту у відповідності з цим прогнозом з можливим відставанням у 5-10% у відповідні роки.

Україна з 2013р. демонструє постійний ріст продажів електромобілів. У II кварталі 2017р. електромобілів продано на 27% більше, ніж у першому, а порівняно з тогорічним показником II кварталу зростання склало 187%. У цілому за перше півріччя 2017р. зареєстровано 1 668 таких транспортних засобів, що на 165% більше, ніж за аналогічний період минулого року, досягнувши на середину 2017р. показника 3 818 офіційно зареєстрованих електрокарів. За показниками приросту продажів електрокарів, у 2016р. Україна за темпами зростання випередила такі розвинуті автомобільні країни як США та Японія. Разом з тим, Україна досі залишається аутсайдером за кількістю електрокарів на особу у порівнянні з країнами ЄС. У середньому один електрокар в Україні припадає на 92 тис. осіб, у той час як у Франції – на 1,4 тис., в Німеччині – на 2,7 тис., а в Італії – на 13 тис.

Через високий рівень бідності населення та слабкий розвиток відповідної інфраструктури експансія електромобілів в Україні стикається з додатковими труднощами, оскільки через обмежений запас ходу, потенційні власники електромобілів не впевнені в тому, чи вдасться їм зарядити акумулятор автомобіля за межами великих міст. За співвідношенням кількості електро-зарядних станцій (ЕЗС) до території, Україна сьогодні практично не поступається іншим державам Східної Європи. Станом на березень 2017р. в Україні нараховувалося близько 600 електрозаправних станцій, що становить лише 8,5% кількості більш ніж 7 000 АЗС, що функціонували на початку року. Цей показник, наприклад, далекий від показника Данії – лідера в інфраструктурі електрокарів, де співвідношення АЗС та ЕЗС досягло паритету. При цьому слід враховувати нерівномірність використання електромобілів оскільки з приблизно 4 000 електрокарів, що сьогодні зареєстровані в Україні, більшість з них експлуатується у містах-мільйонниках: в Києві, Одесі, Харкові та Дніпрі.

Сьогодні в Україні напрацьовуються державні рішення для підтримки громадян, які готові замінити авто з бензиновим двигуном на екологічно чисту модель транспорту. Важливим стимулом у даному контексті, стало запровадження з початку 2018р. нульової ставки мита та ПДВ на імпорт електромобілів та відстрочення зобов'язань з оплати ПДВ на інноваційне обладнання для забезпечення розвитку відповідної інфраструктури.

Загалом очікується, що інноваційний перехід до низьковуглецевої економіки відкриє широкі можливості для економічного зростання та створення робочих місць. Технологічне лідерство ЄС у цьому напрямі буде спонукати й Україну слідувати за стандартами ЄС і цей рух має супроводжуватися розвитком та впровадженням нових технологій у вітчизняному енергетичному секторі та дотичних до нього сфер.

⁶¹ Джерело: Інтернет-ресурс: <https://www.cnn.com/2017/08/22/jpmorgan-thinks-the-electric-vehicle-revolution-will-create-a-lot-of-losers.html>.

ВИСНОВКИ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ ЩОДО ВИЗНАЧЕННЯ ОРІЄНТИРІВ ТА ФОРМУВАННЯ ДЕРЖАВНОЇ ПОЛІТИКИ РОЗВИТКУ УКРАЇНСЬКОЇ ЕНЕРГЕТИКИ

1. Загальне споживання первинної енергії у світі в 2016р. досягло 13,28 млрд. т н.е., що на 2 млрд. т н.е. більше, або на 18%, порівняно з 2006р. До найбільших споживачів енергоресурсів відносяться: Китай, США, Індія, Росія та Японія. Їх загальна частка у сукупному глобальному використанні енергії у 2016р. склала 54,1%. Китай та Індія є головними драйверами збільшення глобального споживання. В останньому десятилітті найбільші середньорічні темпи збільшення використання енергії демонстрували країни що розвиваються – 3,7%. Разом з тим, розвинуті країни, що входять до ОЕСР, навпаки, знижували щорічне використання енергоресурсів у середньому на -0,3%.
2. Україна є світовим лідером з темпів зниження споживання енергоносіїв у 2006-2016рр. Однак, воно відбулося не стільки завдяки посиленню заходів з енергоефективності, скільки за рахунок драматичного падіння ВВП та внаслідок анексії Росією Криму та спровокованих і підтримуваних Росією військових дій в окремих районах Донбасу у 2014-2017рр.
3. У 2006-2016рр. сформувалася стійка тенденція підвищення ролі у світовій енергетиці відновлювальних джерел енергії. Середньорічні темпи зростання споживання енергії з ВДЕ у даному періоді були найбільші порівняно з іншими видами енергії й становили 16%. Загалом, за вказаний період споживання енергії виробленої з ВДЕ збільшилося з 93,2 до 419,6 млн. т. н.е., або в 4,5 рази. Це наочно засвідчує їх конкурентні переваги відносно традиційних джерел енергії.
4. Незважаючи на значний розвиток ВДЕ, у глобальному споживанні первинних енергоресурсів протягом останніх 10 років продовжувалося домінування викопних видів палива. Їх частка у загальному споживанні у 2016р. становила 85,7%, зменшившись порівняно з 2006р., на 1,7%. Водночас, частка природного газу збільшилася з 22,9% до 24,1% за падіння частки нафти з 35,2% до 33,3% та вугілля – з 29,4% до 28,1%.
5. Серед викопних видів палива лише природний газ має гарну перспективу щодо підвищення своєї ролі у структурі світової енергетики, що пов'язано з його екологічними перевагами.
6. В останні два роки на світових ринках зменшився попит на вугілля – з 3,89 млрд. т. до 3,73 млрд. т н.е., або приблизно на 4%, тоді, як у попередні 8 років він збільшувався в середньому на 2% в рік. Це може свідчити про формування нової потужної тенденції скорочення використання вугілля у світі в зв'язку із заходами щодо боротьби зі зміною клімату у глобальному вимірі.
7. В Україні у 2006-2016рр. структура споживання первинної енергії змінилася суттєвим чином. Насамперед, необхідно відзначити відчутне скорочення частки природного газу – з 60,3% до 30%. Також суттєво знизилася частка нафти – з 14,2% до 10,5%. Натомість, частка ядерної енергії збільшилася з 14,8% до 21,1%, що пояснюється у першу чергу загальним зниженням споживання первинної енергії, а не підвищенням ефективності використання ядерних потужностей. Якщо порівнювати частку низьковуглецевих видів палива у структурі споживання в Україні та світі, то у цьому аспекті Україна має суттєву перевагу – частка низьковуглецевої енергетики становить 53% проти лише 38,6% загальносвітового показника.
8. Український енергетичний сектор як невід'ємний елемент світової енергетики не може стояти осторонь магістральних шляхів розвитку світової енергетики та повинен не стільки орієнтуватися на пріоритети сьогодення, скільки на виклики, що формують майбутній розвиток з урахуванням глобальних енергетичних трендів.
9. Адміністрація президента США Д.Трампа активно просуває ідею збільшення поставок СПГ із США на світові ринки, насамперед, до Європи, адже, завдячуючи “сланцевій революції” у США з'явився потужний експортний потенціал, що може дозволити експортувати в Європу до 50 млрд. м³ СПГ у наступні 5-7 років. Проте реалізація цього потенціалу залежатиме від двох головних чинників – комерційної конкурентоздатності американського СПГ та здатності провідних політичних сил ЄС усвідомити пріоритетність питання енергетичної безпеки завдяки зниженню газових поставок з РФ.
10. Американським експортерам буде дуже важко потіснити на ринку ЄС ПАТ “Газпром” через те, що з політичних причин Росія зробить усе можливе, щоб цього не сталося шляхом використання демпінгу та напрацьованих непрозорих зв'язків з деякими представниками політичної та бізнес еліти ЄС. Наочним прикладом цьому є активізація підтримки Німеччиною, Францією, Австрією та Нідерландами за участю окремих представників брюссельської бюрократії газопровідного проекту “Північний потік-2”.

11. Україна у 2006-2016рр. відзначилася найбільшими темпами падіння споживання природного газу. У цей період вона зменшила його використання з 67 млрд. м³ до 29 млрд. м³, або 2,3 рази. Головною причиною цього стало не стільки заходи з енергозбереження скільки падіння промислового виробництва та підвищення цін на газ, яке змусило населення більше уваги приділяти питанню його економії.
12. У 2016-2017рр. вперше в історії України як суверенної держави імпорتنі поставки природного газу з РФ не здійснювалися протягом упродовж майже 2 років. Досягненню такого результату сприяло продовження ефективної диверсифікації постачання з країн ЄС. Одним із наступних ефективних кроків з диверсифікації газових поставок могло б стати отримання до 2020р. Україною ресурсу з польського СПГ терміналу Свіноуйське, який розташований на Балтиці.
13. Україна володіє близько 0,6 трлн. м³ доведених запасів газу й за цим показником, якщо порівнювати з країнами ЄС вона поступається лише Нідерландам. Прогнозні ресурси в Україні становлять до 3,5 трлн. м³, що дозволяє країні, за створення сприятливих інвестиційних умов, наростити видобуток до 2025р. до 30-32 млрд. м³/рік й практично повністю покрити внутрішній попит газом власного видобутку.
14. У попередні 10 років в Україні також прослідковується чітка тенденція до скорочення споживання вугілля – з 39,8 млн. т н.е. у 2006р. – до 31,5 млн. т н.е. у 2016р., або на 20,8%. Особливо відчутне падіння споживання спостерігалось у 2014-2015рр. внаслідок проведення бойових дій на Донбасі, що призвело до пошкодження, а у деяких районах, і знищення шахтного фонду. Великої шкоди нанесено державі через незаконне привласнення бойовиками власності компанії ДТЕК у березні-квітні 2017р. на тимчасово окупованій території.
15. Дефіцит вугілля, особливо це стосується антрацитової групи, призводить до браку його запасів на ТЕС, що загрожує стабільності функціонування Об'єднаної енергетичної системи України (ОЕС). Вказані причини змушують Україну дедалі більше імпортувати вугілля. У 2016р. його імпортовано на загальну суму \$1,47 млрд. в основному з РФ, США, ПАР та Канади. З метою зниження імпортозалежності, компанія ДТЕК збільшує інвестиції у видобуток вугілля газової групи та в переобладнання роботи ТЕС з антрацитового на газове вугілля. Також, значні інвестиції в переобладнання ТЕС за даним напрямом вкладає державна компанія ПАТ “Центренерго”.
16. В Україні до 2016р. формування цін на вугілля базувалося не на ринкових засадах, а відбувалося за принципом “витрати+”. Такий підхід не надавав стимули вуглевидобувним підприємствам знижувати свої витрати, а доходи в галузі розподілялися неефективно. У 2015р. НКРЕКП запропонована псевдо ринкова модель ціноутворення, що базується на прив'язці вартості вугілля до Роттердамської біржі з урахуванням транспортних витрат (Роттердам+).
17. Ідея запровадження цін на внутрішньому ринку з використанням цінового паритету із європейською біржою – до часу створення повноцінної біржової торгівлі в Україні – може вважатися цілком коректною, про що свідчить достатньо ефективна модель, що побудована за цим принципом у газовому секторі. Однак модель Роттердам+ через певні методологічні помилки не відображає реальну цінову кон'юнктуру та створює постійні хвилі критики з боку експертного середовища, тому вона повинна бути модернізована на основі експертного консенсусу.
18. У більшості розвинутих країн ОЕСР вже понад 15 років відбувається інтенсивний процес лібералізації ринків електричної енергії. Одним із найважливіших його елементів став розвиток електроенергетичних бірж, що покликані посилити конкуренцію та прозорість в інтересах споживачів. Огляд даних провідних енергетичних бірж Європи – EEX (Німеччина) EXAA (Австрія) POLPX (TGE), Польща – свідчить про поступове зниження цін на електроенергію у 2011-2016рр. з €63/МВт-год до €17/МВт-год (в окремі проміжки часу у першому півріччі 2016р.).
19. Усунення цінових диспропорцій та здійснення переходу до ліберального ринку електричної енергії за принципами Третього енергетичного пакету залежатиме від ефективності імплементації прийнятого у квітні 2017р. Закону України “Про ринок електричної енергії”. Він передбачає, зокрема, запуск функціонування всіх сегментів ринку: ринок двосторонніх договорів; ринок “на добу наперед”; внутрішньодобовий ринок; балансуючий ринок; ринок допоміжних послуг.
20. На сьогодні, понад 1,2 млрд. осіб (або 16% усього населення світу) живуть без доступу до електричної енергії. Більшість з них проживають у регіонах прилеглих до пустель Сахара у Африці та в Океанії. Відновлювані джерела енергії – це найефективніший засіб подолати енергетичну бідність, оскільки вони можуть бути ефективно застосовані на регіональному та місцевих рівнях використовуючи локальні переваги, насамперед, енергії сонця, вітру та біопалива без будівництва додаткових високовольтних мереж.
21. Затвердження Паризької кліматичної угоди, що передбачає утримання підвищення середньої світової температури у межах 2°C стало знаковою подією для майбутнього розвитку відновлюваної енергетики у світі. Близько 150 країн через кліматичні зобов'язання (*Intended Nationally Determined Contributions*) визначили розвиток ВДЕ одним з головних пріоритетів своєї енергетичної політики. Також доцільно виділити прийняття у вересні 2015р. на 70-й сесії ООН нову концепцію “Трансформація нашого світу: 2030р. порядок денний сталого розвитку”, якою передбачено подвоєння частки ВДЕ у світовому енергобалансі.
22. Загальний глобальний приріст потужностей ВДЕ у 2016р., порівняно з 2015р., склав 161 ГВт, або майже на 9% й у абсолютних величинах був найбільшим ніж коли-небудь. З врахуванням гідроенергетики сумарна встановлена потужність усієї світової генерації у секторі ВДЕ досягла 2 017 ГВт,

що становить 30% усієї генеруючої потужності. Найбільший приріст нових потужностей у 2016р. прийшовся на сонячну енергетику – 47%, на вітрову та гідроенергетику припало 34,5% та 15%, відповідно.

23. Володіючи величезним потенціалом ВДЕ, що за оцінками становить 68 млн. т н.е., Україна його, наразі, використовує тільки на 5%. Згідно з положеннями ЕСУ-2035, зобов'язань перед Енергетичним співтовариством та завдань “Національного плану дій з відновлюваної енергетики на період до 2020р”. 11% кінцевого споживання в Україні має бути одержано з ВДЕ. Однак, це завдання ставилося скоріше з політичних міркувань без об'єктивної оцінки реалістичних інвестиційних можливостей, тому ймовірність його виконання доволі низька.
24. Тарифна політика в Україні для ВДЕ на сьогодні має серйозні дефекти, оскільки не відображає світову тенденцію стрімкого падіння цін на електроенергію вироблену з їх використанням. Так, частка ВДЕ у структурі надходжень на ОРЕ, що є похідною від структури ОРЦ, у понад 3,5 рази перевищує частку електроенергії, що виробляється за “зеленим тарифом”. Одним із дієвих механізмів створення більш конкурентної тарифної моделі для ВДЕ могло б стати запровадження тарифних аукціонів для інвесторів.
25. Ключовими загальними трендами світової енергетики, що стимулюватимуть розвиток інновацій у період до 2035р. будуть:
 - декарбонізації енергетики через прискорений розвиток виробництва енергії з ВДЕ та зниження енергоємності виробництва продукції;
 - зниження вартості акумуляції енергії та нарощування обсягів її зберігання;
 - перехід до масового виробництва електромобілів;
 - децентралізація енергопостачання, зокрема, за рахунок управління енергоспоживанням;
 - поглиблене проникнення нового покоління цифрових технологій у виробничо-збутові процеси енергетики (діджиталізація): хмарні обчислення; збір обробка та аналіз великих баз даних (*big data*); блокчейн (*blockchain*), інтернет речі; інтелектуальні мережі (*smart grids*).
26. Відповідно до сценаріїв розвитку світової енергетики прогнозовані обсяги інвестицій у цьому секторі, порівняно з періодом 2000-2013рр. зростуть: до 2035р. – у 1,72 рази. Сукупний обсяг інвестицій у світову енергетику прогнозується в обсязі близько \$48 трлн., у т.ч. понад \$39 трлн. – в енергозабезпечення та понад \$8 трлн. – на реалізацію енергоефективних технологій.
27. Прогнозується, що до 2035р. споживання первинної енергії у світі збільшиться з 13,15 млрд. т н.е. у 2015р. до 17,16 млрд. т н.е., або на 31%. Частка споживання нафти в глобальному міксті скоротиться у період 2015-2035рр. з 32% до 27%, а частка вугілля з 29% до 22%. Натомість, передбачається, що частка ВДЕ зросте – з 3% до 14%. Якщо оцінювати показник збільшення ВДЕ у кількісному вимірі, то він підвищиться з 439 млн. т н.е. до 2 400 т. н.е., або майже у 5,5 разів. Таким чином, прогнозується, що загальна частка викопного палива в світовому енергетичному міксті зменшиться з 85% у 2015р. до 74% у 2035р. Це має стати вагомим внеском у протидію світової спільноти зі змінами клімату.
28. Передбачається, що вартість будівництва нових СЕС та ВЕС у 2015-2035рр. поступово продовжуватиме знижуватися. Водночас, слід зазначити, що темпи скорочення вартості реалізації проектів з будівництва СЕС ймовірно будуть помітно нижчими, порівняно з ВЕС, оскільки інноваційний потенціал вітрових турбін вважається, на сьогодні, вищим за інноваційний потенціал фотовольтаїчних модулів СЕС. Особливо високий рівень конкуренто-спроможності демонструватимуть ВЕС, збудовані у прибережній морській зоні.
29. На виконання Паризької угоди, Україна у своєму ОНБВ проінформувала Секретаріат РКЗК ООН у вересні 2015р. про ціль не перевищувати 60% у 2030р. від рівня викидів парникових газів у 1990р. Паризька угода закликає країни до періодичного перегляду своїх зобов'язань зі скорочення викидів парникових газів на більш амбітні та запровадила для цього циклічний механізм оновлення цільових орієнтирів Сторін. Тобто кожна Сторона зобов'язана кожні п'ять років, починаючи з 2020р., повідомляти (надавати до Секретаріату РКЗК ООН) свій Національно визначений внесок (НВВ) на заміну Очікуваного національно визначеного внеску, який було зафіксовано у 2015р.
30. Найбільший потенціал для виконання Україною Паризької Угоди пов'язаний, насамперед із виконання одного з цільових показників ЄС України-2035 щодо зниження показника енергоємності ВВП до 2035р. до 0,13 т н.е./\$1 000 (ПКС), або удвічі порівняно з 2015р. Також, надзвичайно важливою задачею стане скорочення ємності ВВП за викидами парникових газів до рівня країн V4.
31. Запорукою посилення екологічної спрямованості у розвитку паливно-енергетичного комплексу України стали нещодавні суттєві доповнення вітчизняного законодавства. Найбільш важливими тут є закони, які набрали чинності у липні 2017р. Це, насамперед, закони “Про енергоефективність будівель”, “Про фонд енергоефективності”, які розроблено у контексті відповідних директив, регламентів і рекомендацій ЄС та Секретаріату Європейського енергетичного співтовариства.
32. Перелік реформ, що стосується енергетичного комплексу України, потребував систематизації і оформлення у вигляді єдиного документа, який би відображав енергетичну політику держави у нових умовах як на наближену, так і на більш віддалену перспективу. Таким системним документом сьогодні в цілому для держави стала затверджена КМУ в серпні 2019р. нова енергетична стратегія – ЕСУ-2035.

33. До основних завдань ЕСУ-2035 відноситься:

- забезпечення енергетичної безпеки держави завдяки диверсифікації поставок енергоносіїв, збільшенню власного видобутку вуглеводнів, створення стратегічних запасів нафти та підвищенню надійності та стабільності функціонування паливно-енергетичного комплексу;
- декарбонізація економіки через зростання енергоефективності та динамічний розвиток ВДЕ;
- формування конкурентних та прозорих енергетичних ринків за принципами Третього енергетичного пакету ЄС та створення привабливих умов для інвестицій;
- інтеграція енергетичних мереж та енергетичних ринків України та ЄС.

34. Розвиток енергетичного комплексу України у період до 2035р. ґрунтуватиметься на ядерно-газовому сценарії плюс ВДЕ. Частка ВДЕ буде збільшена до 2035р. у понад шість разів – з 4% у 2015р. до 25% у 2035р. Водночас, частка вугілля буде поступово скорочуватися з 30% у 2015р. до 12,5% у 2035р., або на 15 млн. т н.е., що кореспондується з загальноєвропейською концепцією низьковуглецевого розвитку.

35. Згідно прогнозу, у зв'язку з очікуваним після 2020р. пожевленням економіки та унаслідок інтеграції енергосистем України та ЄС, яка посилить експортні можливості України, буде спостерігатися поступове підвищення щорічного попиту на електроенергію та, відповідно, збільшення її виробництва в 2020-2035рр. у середньому на 2%.

36. Для досягнення цілей ЕСУ щодо інтеграції національної ГТС з європейською слід вжити комплекс заходів, які б забезпечили максимальну надійність, відкритість та прозорість діяльності оператора ГТС. Реалізація цього комплексу заходів потребує передусім відокремлення оператора газотранспортної системи від вертикально-інтегрованої компанії, що сприятиме недискримінаційному та прозорому доступу учасників ринку. Вочевидь, також слід оптимізувати потужності та технологічні параметри функціонування ГТС відповідно до очікуваних сценаріїв її завантаження, впровадити європейське законодавство в енергетичній сфері, зокрема стандарти і мережеві кодекси ЄС та кращі бізнес-практики діяльності операторів європейських ГТС.

37. Існує велика ймовірність, що до 2019р. включно, обсяг транзиту російського газу зберігатиметься в діапазоні 60-90 млрд м³/рік. Разом з тим, наразі немає документальних підтверджень стосовно продовження транзиту російського газу через територію України після 2019р. Натомість ПАТ “Газпром” у взаємодії зі своїми європейськими партнерами поступово реалізує власні проекти альтернативних маршрутів транспортування газу

до Європи (збільшення транспортування газу через “Північний потік” та доступу до потужностей газопроводу OPAL, реалізує проекти “Північний потік-2”, “Турецький потік”).

38. Очікується, що обсяг транспортування газу для споживачів України після 2020р. знизиться до 26-30 млрд м³/рік; частка енергетичних компаній Європи в транзиті газу через Україну становитиме понад 50%; а частка іноземних компаній, які зберігатимуть газ у ПСГ України – не менше 20%.

39. До 2035р. планується завершити програми реформування вугільної галузі, в т.ч. державних вугільних шахт за такими головними напрямками реформ:

- приватизація перспективних державних шахт, підготовчі заходи щодо яких виконано протягом першого етапу;
- ліквідація/консервація неефективних шахт з виконанням планів пом'якшення соціальних та екологічних наслідків щодо кожного підприємства;
- реалізація програм соціальної реконверсії регіонів закриття шахт;
- створення конкурентного ринку вугілля.

40. Об'єднання української та молдавської енергосистем з ENTSO-E дозволить розширити діапазон обміну потужністю до величини 2 350 МВт в напрямку Європи та до 2 000 МВт в напрямку Україна–Молдова. У подальшому, якщо здійснено низку технічних заходів як з боку України, так і з боку суміжних європейських системних операторів, величина взаємного обміну потужності з ENTSO-E може збільшитися до 4000 МВт, а це в свою чергу – мінімум €1,5 млрд. додаткових надходжень за рахунок продажу як електроенергії, так і допоміжних (системних) послуг.

41. До 2035р. потужності, що забезпечують близько 80% поточного виробництва (20-25 ГВт), можуть бути виведені без можливості подовження строку експлуатації. З огляду на значний час, необхідний для проектування і будівництва нових потужностей на їх заміну, в т.ч. маневрових – для балансування енергетичної системи. Рішення щодо цільової конфігурації потужностей після 2035р. необхідно приймати до 2020р.

42. Необхідною умовою розвитку конкурентних ринків в Україні в інтересах споживачів та залучення у достатній кількості інвестицій для реконструкції та модернізації енергетичної інфраструктури повинно стати у 2018-2019р. підвищення ефективності роботи НКРЕКП шляхом забезпечення передбачуваності системи ротації членів Комісії, зростання рівня їх професійності та усунення незаконного втручання у роботу цього органу з боку інших державних установ, політичних партій й комерційних структур.