
**НОВА ЕНЕРГЕТИЧНА СТРАТЕГІЯ УКРАЇНИ ДО 2020 РОКУ:
БЕЗПЕКА, ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ, КОНКУРЕНЦІЯ**

Базовий варіант для обговорення із громадськістю

Глосарій

АЕС – атомні електростанції

АМК – Антимонопольний комітет України

ВДЕ – відновлювані джерела енергії

ВР України – Верховна Рада України

ВВП – валовий внутрішній продукт

ГАЕС – гідроакumuлююча електростанція

ГЕС – гідроелектростанція

ГТС – газотранспортна система України

ЄС – Європейський Союз

ЗПНЕ – загальне первинне постачання енергії

КСЕ – кінцеве споживання енергоресурсів

КМУ – Кабінет Міністрів України

ЛЕП – лінія електропередачі

МЕА – Міжнародне енергетичне агентство

Мережеві Єврокоди ЄС – Кодекси Європейського Союзу, що стосуються відповідної енергетичної транспортної інфраструктури (мереж), як то: групи кодексів електроенергетичних мереж, групи кодексів магістральних і розподільних мереж природного газу, що впроваджуються у відповідності до Регламентів (ЄС) 713/2009, (ЄС) 714/2009, (ЄС) 715/2009

НЕС 2020 – Нова енергетична стратегія України до 2020 року: безпека, енергоефективність, конкуренція

НКРЕКП – Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (національний регулятор)

ОЕСР – Організація економічного співробітництва та розвитку

ОЕС України – об’єднана енергетична система України

ОЕР – об’єднаний ринок електроенергії

ПКС – паритет купівельної спроможності

Поєднаний ринок - електроенергетичний ринок кількох країн, який передбачає механізм задоволення попиту на електроенергію за принципом «від мінімальної до максимальної ціни» не залежно від того, в якій країні знаходиться постачальник чи споживач електричної енергії.

ПСГ – підземні сховища газу

СОГ – скорочення обсягів споживання газу

СПГ – скраплений природний газ

ТЕС – теплоелектростанції

ТЕЦ – теплоелектроцентраль

ТКЕ – теплокомуненерго

ЯЕК – ядерно-енергетичний комплекс

EITI – Extractive Industries Transparency Initiative (Ініціатива прозорості видобувних галузей)

ENTSO-E – European Network of Transmission System Operators for Electricity (Європейська мережа системних операторів передачі електроенергії)

ENTSO-G – European Network of Transmission System Operators for Gas (Європейська мережа системних операторів постачання природного газу)

HVDC – High-Voltage, Direct Current (високовольтна система транспортування електроенергії, з використанням постійного струму)

UCTE - Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (Рада з координації передачі електроенергії)

V4 - міждержавне об’єднання групи країн «Вишеградська четвірка»

Зміст

ВСТУП	7
1. ЕНЕРГЕТИЧНИЙ СЕКТОР УКРАЇНИ: ТЕНДЕНЦІЇ, ПРОБЛЕМИ, ПЕРСПЕКТИВИ.....	11
1.1. Політичні та економічні аспекти реалізації завдань НЕС 2020. Зовнішні та внутрішні загрози енергетичній безпеці України.....	11
1.1.1. Глобальні тенденції енергетики	11
1.1.2. Пріоритетність проблематики енергетичної безпеки	12
1.1.3. Формула енергетичної безпеки.....	12
1.2. Енергетика України: між Росією та ЄС	13
1.2.1. Вплив енергетичної стратегії та політики РФ на енергетичну безпеку України.....	14
1.2.2. Стратегічний курс України	15
1.2.3. Енергетичний мікст	16
1.2.4. Секторальні зони енергетичної вразливості.....	16
1.3. Цільові та функціональні завдання, пріоритети.....	18
1.3.1. Функціональні завдання	18
1.3.2. Цільові завдання.....	19
1.3.3. Пріоритети постійної уваги.....	21
1.4. Загальноекономічні умови успіху реформи енергетики.....	22
2. СЕКТОРАЛЬНА ПРОБЛЕМАТИКА.....	23
2.1. Енергоємність ВВП.....	23
2.2. Первинні енергоресурси (газ, нафта, вугілля)	25
2.2.1. Газовий сектор.....	25
2.2.2. Нафтовий сектор	26
2.2.3. Вугільний сектор.....	27
2.4. Електроенергетика	27
2.5. Потенціал ВДЕ	28

3. ПРОГНОЗНІ ЕНЕРГЕТИЧНІ БАЛАНСИ. БАЗОВИЙ СЦЕНАРІЙ.....	30
4. ЕНЕРГОМЕРЕЖЕВА ІНТЕГРАЦІЯ ЧЕРЕЗ КООПЕРАЦІЮ З ЄС.....	34
5. ФУНКЦІОНАЛЬНІ ТА СЕКТОРАЛЬНІ ЗАВДАННЯ НЕС 2020. ПЛАН ДІЙ.	36
5.1.Формування енергоефективного суспільства.....	36
Енергозаощадження та енергоефективність.....	36
А. Для суспільства в цілому.....	37
Б. В промисловості.....	38
В. Для приватних домогосподарств.....	38
Г. Для громадських і комерційних будівель.....	39
Д. Для систем централізованого теплопостачання.....	39
Розвиток ВДЕ.....	40
Базовий алгоритм руху та законодавче забезпечення.....	41
5.2. Гарантування енергетичної незалежності.....	42
5.3. Оптимізація балансу споживання природного газу.....	43
5.4. Алгоритми виконання.....	43
Законодавче забезпечення.....	43
Газовий сектор.....	44
Ядерно-енергетичний комплекс.....	45
6. ТРАНСФОРМАЦІЯ ЕНЕРГЕТИЧНИХ РИНКІВ.....	45
6.1.Реформа газового сектору.....	46
Створення газового ринку та регуляторного середовища.....	46
Газовий сектор. Базові завдання.....	47
6.2.Реформа електроенергетики.....	49
Нова модель ринку.....	49
Сектор електроенергетики. Базові завдання.....	50
Алгоритм руху та законодавче забезпечення.....	52

6.3. Реформа теплоенергетики та вугільного сектору.....	53
Створення ефективного ринку та демонополізація.....	53
Базові завдання.....	54
Удосконалення законодавства, що регулює діяльність сектору електроенергетики з урахуванням вимог <i>acquis communautaire</i>	55
7. СТВОРЕННЯ ІНВЕСТИЦІЙНОЇ ПРИВАБЛИВОСТІ	56
8. УДОСКОНАЛЕННЯ СИСТЕМИ УПРАВЛІННЯ, РЕГУЛЮВАННЯ ТА КАДРОВОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ.....	56
Додаток.....	58

ВСТУП

Оновлена редакція Енергетичної стратегії України на період до 2030р. була прийнята КМ України 24 липня 2013р. і одразу була піддана ґрунтовній критиці. Провідні вітчизняні та іноземні експерти в галузі енергетики констатували, що цей документ більш схожий на набір оцінок галузевих сегментів енергетики, ніж на чітку комплексну стратегію, яка повинна містити не лише рекомендації, але і конкретні заходи (плани дій) та механізми їх впровадження.

Енергетична стратегія має бути документом, що спрямований на міжгалузеву кооперацію задля ефективного та надійного задоволення потреб національної економіки та громадян необхідними видами енергії, а не носити винятково галузевий характер. Енергетичний комплекс України має пройти період трансформації, що обумовлено не тільки дією галузевих чинників, але й соціально-економічними перетвореннями в країні з врахуванням фактору безпеки у зв'язку з зовнішньою військово-політичною агресією.

Пропоновану Нову енергетичну стратегію України до 2020 року: безпека, енергоефективність, конкуренція, надалі за текстом – «НЕС 2020», розроблено в контексті Стратегії сталого розвитку «Україна – 2020», затвердженої указом Президента України від 12 січня 2015р. №5/2015, яка передбачає в рамках визначеного вектору розвитку здійснення Реформи енергетики та Програми енергоефективності.

НЕС 2020 визначає цілі, завдання та механізми їх реалізації для виведення енергетичного комплексу на принципово новий якісний рівень розвитку. Насамперед, НЕС 2020 спрямована на вирішення проблем енергетичної безпеки в умовах виживання держави за обставин здійснення проти неї агресії із застосуванням як збройних сил, так і невійськових впливів, пропонує механізми трансформаційного характеру та розрахована на середньострокову перспективу до 2020р. Після цього вона має бути замінена новим документом та повинна узгоджуватися зі Стратегією національної безпеки, зокрема, в частині захисту критичної енергетичної інфраструктури.

Головна мета, розвитку енергетики на період до 2020р. – забезпечення енергетичної безпеки і перехід до енергоефективного та енергоощадливого використання і споживання енергоресурсів із впровадженням інноваційних технологій.

Стратегічне бачення: Енергетична галузь України у 2020р. – економічна запорука державного суверенітету, елемент належного врядування, надійний базис сталого розвитку конкурентної економіки та невід'ємна частина європейського енергетичного простору. Під час розроблення НЕС 2020

враховувалася довгострокова стратегічна мета – виведення країни на рівень енергетичної самодостатності в перспективі до 2030р.

Україна є членом Європейського Енергетичного Співтовариства, підписала Угоду про асоціацію з ЄС, тому має проводити біпаралельний процес «реформи – інтеграція», який стане стратегічним орієнтиром діяльності як Уряду так і Верховної Ради України на п'ятирічний період. **Суть цього процесу – реформи енергетичного сектору сприяють інтеграції в енергетичний простір ЄС, а інтеграція енергетичних мереж сприяє внутрішнім реформам.**

Сектори видобутку нафти, газу та вугілля, виробництва та постачання електричної, теплової енергії, води на сьогодні відображають інтереси корпоративних суб'єктів; діяльність регуляторних органів не має належного законодавчого забезпечення для визнання їх незалежними від впливів неекономічного порядку.

НЕС 2020 визначає план дій для досягнення конкретних цілей:

- ***Формування енергоефективного суспільства;***
- ***Закладання міцного енергетичного фундаменту для сприяння розвитку конкурентної економіки;***
- ***Безпека та надійність постачання і транспортування енергетичних ресурсів;***
- ***Інтеграція в енергетичний простір ЄС, посилення глобальних зв'язків.***

Зниження енергоємності економіки, а також диверсифікація джерел і шляхів постачання енергоресурсів сприятиме підвищенню економічної, енергетичної та екологічної безпеки, що призведе до оптимізації енергетичного балансу і закладе міцний фундамент для сталого енергетичного майбутнього країни. Використання вітчизняних науково-технічних та технологічних досягнень також сприятиме інноваційному розвитку економіки, підвищенню рівня економічної та енергетичної безпеки, розвитку науково-освітнього потенціалу, зайнятості населення, зниженню залежності від імпорту тощо.

У зв'язку з поточним військово-політичним та фінансово-економічним становищем передбачається суттєве зменшення у 2014-2015рр. показника ЗППЕ. Натомість у період **2016-2020рр.** Україна шляхом **формування енергоефективного суспільства повинна домогтися виконання амбітного завдання – скорочення ЗППЕ за зростання ВВП. У результаті реалізації завдань НЕС 2020 планується досягнути зниження енергоємності ВВП на 20%, що дозволить до 2020р. за зростання ВВП на 15%. скоротити ЗППЕ на 5,7% порівняно з 2012р.** Вирішення цього завдання вимагатиме як значних капіталовкладень, так і структурних змін в економіці.

Прогнозується, що частка газу в структурі ЗППЕ у 2020р. значно зменшиться – з 34,8% до 28,7%, частка вугілля залишатиметься стабільною – на рівні 34,6%. Натомість, на декілька відсотків прогнозовано зростуть частки нафти та нафтопродуктів і атомної енергії. Найбільшими темпами збільшуватиметься використання ВДЕ за рахунок розвитку альтернативної енергетики в Україні – їх частка у структурі ЗППЕ підвищиться на 75% – з 2% до 3,5%.

Україні слід скористатися великим потенціалом скорочення споживання імпортованого природного газу завдяки енергозбереженню. Реалізація цього потенціалу не вимагає значних фінансових ресурсів, порівняно з вартістю створення додаткових нових альтернативних енергетичних потужностей, які могли б замінити скорочення природного газу. Економія від зниження обсягів закупівель імпортного газу зможе покрити майже всі інфраструктурні витрати для його заміни, і такі інвестиції мають, зазвичай, короткий термін окупності. Україна повинна розробити політику стимулювання заходів щодо залучення приватного сектора у сферу енергозбереження, щоб отримати необхідні інвестиції.

Документом визначено ключові напрями реформування енергетики та вкладання інвестицій у реконструкцію та модернізацію енергетичної інфраструктури. Реалізація комплексу структурних реформ в енергетиці дозволить підвищити рівень конкурентоспроможності вітчизняної енергетики, посилити стан енергетичної безпеки країни, створити умови для технічного переозброєння не тільки енергетичної галузі країни, але й вітчизняної промисловості загалом.

Розвиток енергетичної галузі повинен бути гнучким, щоб скористатися можливостями енергоефективних технологій, оскільки в країні вкрай низька ефективність більшої частини існуючого фонду будівель і промислових об'єктів. **Оздоровлення енергетичної галузі покликано стати першим кроком для оздоровлення та зростання економіки країни в цілому.**

Основою для інвестицій мають бути реформи, демонополізація, прозорість й удосконалення правових і регуляторних механізмів. Держава повинна мінімум інвестувати, але максимально створювати сприятливий інвестиційний клімат. Головні передумови й джерела інвестицій: деофшоризація економіки, впровадження стимулюючого податкового і регуляторного законодавства, економічно обґрунтовані тарифи та міжнародні інвестиції. Частка прямих державних інвестицій з державного бюджету України для розвитку енергетичної інфраструктури не повинна перевищувати 5-10%. Загальний обсяг інвестицій з усіх джерел оцінюється у розмірі 1300 млрд. грн¹.

Виходячи з положень НЕС 2020, КМ України має підготувати рішення із визначення ролі органів виконавчої влади та їх дій на етапах підготовки і

¹ За курсом 22 грн. за 1 дол. США.

формування заходів з ефективного споживання енергії, конкурентних і прозорих ринків електроенергії, газу, нафти, тепла та вугілля.

До розробки НЕС 2020 України застосовується програмно-цільовий підхід. На відміну від попередніх енергетичних стратегій, включно з формально чинною, метод прогнозування майбутнього стану енергетичної системи замінюється на складання конкретної програми досягнення бажаних результатів. **Для кожної цілі НЕС 2020 визначається алгоритм її досягнення.** Натомість слід відмітити, що *для складних умов економічної трансформації, політичної турбулентності та воєнних дій не існує коректних прогнозних моделей, тому завдання НЕС 2020 – визначити дорожню карту розвитку енергетики та механізми досягнення поставлених цілей. Прогнозні показники, що визначені цим документом не претендують на незмінність – вони є орієнтирами. Тому передбачається їх коригування в залежності від сценаріїв соціально-економічного розвитку України.*

Особливістю нової НЕС 2020 України є врахування впливу на вже існуючу систему енергетики та її структуру через елементи програми, які вже спрямовуються саме на зміну системи, перш за все у газовому та електроенергетичному секторах, а також надання орієнтирів впровадження принципово нових програм.

НЕС 2020 повинна бути обговорена із зацікавленими сторонами, що допоможе активізувати узгоджені дії Уряду, ВР України, промисловості та суспільства в даному напрямі. Споживачі та невеликі виробники та постачальники енергії мають розглядатися в якості повноправних зацікавлених сторін і мати відповідний захист.

1. ЕНЕРГЕТИЧНИЙ СЕКТОР УКРАЇНИ: ТЕНДЕНЦІЇ, ПРОБЛЕМИ, ПЕРСПЕКТИВИ

1.1. Політичні та економічні аспекти реалізації завдань НЕС 2020. Зовнішні та внутрішні загрози енергетичній безпеці України

1.1.1. Глобальні тенденції енергетики

Світ зі стрімко зростаючим народонаселенням увійшов у XXI століття - еру «глобального полювання» за енергоресурсами. Профіцитні в ресурсному відношенні країни становлять меншість і, як правило, належать до іншого цивілізаційного простору, аніж країни-споживачі енергоресурсів. Нагальною потребою для боротьби з кліматичними змінами стає декарбонізація енергетики. Країни-споживачі поділяються на промислово розвинені, що переймаються проблемою декарбонізації, та країни, що розвивають своє енергоспоживання, нехтуючи вимогами декарбонізації. Тому, на «глобальне полювання» за енергоресурсами та декарбонізацію автоматично накладається «конфлікт цивілізацій», що збільшує турбулентність розвитку світової енергетики.

Перехід до розробки покладів нетрадиційних вуглеводнів збільшує конкуренцію енергоресурсних потоків у глобальному та регіональному вимірах. Відповідно, деякі провідні країни-видобувачі сформували на певних експортних напрямках монопольний статус своїх державних компаній і намагаються будь-що його зберегти всупереч тенденції зростання конкуренції на глобальних енергетичних ринках. Це становить серйозний виклик для низки країн-споживачів, у тому числі й України.

Міжнародне енергетичне агентство (МЕА) проголосило настання «золотої ери газу», як найбільш екологічно чистого з викопних видів палива та такого, що спричиняє мінімальну емісію CO₂ і відповідає цілям декарбонізації. Водночас, на тлі порівняно високих цін на вуглеводні та суттєвих затрат на отримання енергії з ВДЕ, зростає увага до нових способів використання вугілля та ядерного палива для отримання електроенергії та тепла. Посилюється міжпаливна конкуренція. Зростає видобуток нетрадиційних вуглеводнів, які збільшують конкуренцію на ринках традиційних палив.

Електрична енергія через свою універсальність та мобільність користується зростаючим попитом. **Революційні технологічні новації очікуються на транспорті. Попереду – в найближчі десятиліття – період трансформації значної частини транспорту на основі двигуна внутрішнього згоряння в беземісійний екологічно чистий електротранспорт.**

Отже, зростаюча конкуренція на світових енергетичних ринках відкриває ширші можливості для України щодо вибору джерел і шляхів постачання

первинних енергетичних ресурсів, оптимізації енергетичного міксту та, в перспективі, зменшення емісії CO₂. Водночас, породжуються нові виклики, пов'язані з намірами третіх сторін нав'язати відмінні від регіональних (європейських) «правила гри».

1.1.2. Пріоритетність проблематики енергетичної безпеки

Упродовж усього періоду незалежності України енергетична сфера залишається найбільш уразливим сегментом економіки. Жодна зі стратегічних цілей – зниження енергоємності ВВП, інтенсифікація розробки власних покладів енергоресурсів, диверсифікація джерел і шляхів постачання енергоносіїв, формування стратегічного нафтового резерву, створення елементів ядерно-паливного циклу, всебічний розвиток альтернативної енергетики не були досягнуті.

Владні команди України за весь період її незалежності віддавали перевагу моделі бізнес-експлуатації існуючої зовнішньої енергетичної залежності країни перед моделлю забезпечення енергетичної безпеки та унезалежнення від монопольного постачальника енергоресурсів. Регіональна тенденція використання енергетичних ресурсів в якості інструменту політичних та економічних впливів робить неефективним подальше збереження моделі бізнес-експлуатації енергозалежності та диктує необхідність відмови від неї.

Проблематика енергетичної безпеки набуває ключового значення для успішності розвитку енергоімпортозалежних країн. У цьому контексті, успіх тієї чи іншої країни в її економічному розвитку забезпечуватиметься не лише за рахунок прямого доступу до енергоресурсів. В умовах міжнародної нестабільності, країни, що мають ті чи інші поклади енергоресурсів, намагаються забезпечити енергетичну самодостатність. **У випадку України, ощадливе використання енергоресурсів власного видобутку в поєднанні з необхідним імпортом має бути забезпечено шляхом збалансовано вибудованої системи енергетичної безпеки. Вона має гнучко функціонувати як за звичайних, так і за надзвичайних обставин.** Така система стане однією з гарантій виживання країни за несприятливих зовнішніх обставин, збереження її суверенітету, територіальної цілісності та подальшого економічного розвитку.

1.1.3. Формула енергетичної безпеки

Базова конфігурація формули енергетичної безпеки: енергозаощадження та енергоефективність + власні енергоресурси (*вугілля, природний газ, нафта, біомаса + інші відновлювані джерела енергії*) + диверсифікація імпорту +

стратегічні резерви + інтеграція в енергетичний простір ЄС (сполучені та синхронізовані енергетичні мережі).

Особливу увагу слід приділяти запобіганню встановленню контролю над критично важливою інфраструктурою з боку сторін, що ігнорують енергетичне законодавство України та ЄС, що можуть ставити собі за мету непрозоре заволодіння енергетичними активами, дестабілізацію функціонування енергетичних ринків та перешкоджання їх диверсифікації під приводом розвитку привабливих комерційних проектів, тощо.

1.2. Енергетика України: між Росією та ЄС

Територіальне розташування України між ЄС та Росією, акт зовнішньої агресії останньої проти України містять як виклики, так і можливості. Виклик – втрата транзитного статусу, можливість – незалежнення від імпорту газу з РФ. Однак, на тлі загального зміщення світової торгівлі енергоресурсами у бік Азії, появи обрисів трансатлантичного енергетичного партнерства, браку у ЄС «єдиного голосу» в питанні енергетичної безпеки, а також стратегії РФ на побудову безтранзитних систем експорту вуглеводнів, транзитна роль України не буде такою визначальною, як це було до першої хвилі світової економічної кризи 2008-2009рр. Остання й зумовила перегляд багатьох економічних, фінансових та енергетичних реалій у Європі та світі.

Хоча в Меморандумі між Україною та ЄС про порозуміння щодо співробітництва в енергетичній галузі від 1 грудня 2005р. міститься констатація, що «Україна є ключовою транзитною країною у постачанні вуглеводнів до країн ЄС», однак, у **цілому стратегія ЄС вже не орієнтована на потенціал України як найважливішої енергокомунікаційної ланки на Сході, оскільки інтереси окремих країн-членів беруть гору над спільно визначеними пріоритетами.**

ЄС – важливий гравець на європейському і світовому енергетичному ринках, однак залишається достатньо вразливим до дії різних чинників, насамперед, це стосується енергетичної залежності. Результатом цього є постійний процес нівелювання активної ролі ЄС як повноправного гравця в енергетичних відносинах на загальноєвропейському рівні.

Конкурентний та ліквідний європейський ринок енергоресурсів запобігає зловживанням з боку постачальників. Розвинений механізм торгів на спотовому ринку дозволяє його учасникам знаходити ефективні рішення для розв'язання короткострокових завдань енергетичної безпеки в частині закупівлі необхідних обсягів нафти та вугілля. Цей досвід поширюється на торгівлю природним газом (в т.ч. СПГ) та електричною енергією, гарантування наявності вільних пропускних потужностей газопроводів, терміналів СПГ та ЛЕП. Україні необхідно долучитися до ринку ЄС на основі свого членства в Договорі про заснування Енергетичного Співтовариства.

Зволікання Україною імплементації європейських правил чи їх неадекватне впровадження здатне призвести до самоізоляції українського енергетичного ринку від енергетичного простору ЄС із серйозними негативними довгостроковими наслідками. **Поширення європейських енергетичних стандартів на українське законодавство здатне суттєво підвищити опірність України до спроб політизувати міждержавні відносини у сфері енергетики, а долучення до загальноєвропейського ринку зменшити непрозорість внутрішніх енергетичних ринків.**

1.2.1. Вплив енергетичної стратегії та політики РФ на енергетичну безпеку України

Російська Федерація продовжує курс на використання енергоресурсів та інфраструктури їх постачання для досягнення економічних і політичних інтересів. **Відмовившись від дотримання загальноєвропейських правил у сфері енергетики, Росія намагається переформатувати енергетичні відносини на європейському просторі на основі своїх уявлень і моделей.** Юридично не будучи стороною в енергетичних відносинах Україна – ЄС, Росія тим не менше намагається активно на них впливати, використовуючи усі доступні засоби як економічного, політичного, так і інформаційного характеру. Основою більшості з них є ставка на закриті двосторонні відносини, які показали себе найбільш ефективними на території пострадянських країн.

Оновлена у 2009р. Енергетична стратегія РФ до 2030 року зберегла та розширила низку пріоритетних трубопровідних проектів, реалізація яких продовжить суттєві зміни інфраструктурної карти регіону. Енергетична стратегія зорієнтована на будівництво нових експортних коридорів на сході, безтранзитних енерготранспортних систем на заході Росії, морських експортних терміналів у прилеглих морях.

За обставин, коли російська сторона схильна використовувати енергоресурси та трубопроводи як інструмент здійснення політичних впливів, така її енергетична політика здатна серйозно дестабілізувати як вуглеводневі потоки за напрямом Схід – Захід, так і завдавати шкоди стабільності функціонування трубопровідної інфраструктури транзитних країн і, насамперед, України. Водночас, цей виклик служить додатковим стимулом для трансформації частини потужностей української ГТС у реверсний режим роботи та підвищення рівня енергетичної безпеки.

1.2.2. Стратегічний курс України

Стратегічним є сценарій виведення країни на рівень енергетичної самодостатності в перспективі до 2030р. (у випадку успіху проєктів розробки покладів природного газу з нетрадиційних джерел), енергетичної незалежності в перспективі до 2025р. (за рахунок енергозаощадження та максимальної диверсифікації постачання первинних енергоресурсів).

Враховуючи членство України у Договорі про заснування Енергетичного Співтовариства, відповідні положення Угоди про асоціацію з ЄС, у фокусі уваги має бути завдання трансформації нормативно-правової бази, регуляторного середовища, функціонального призначення енергетичної інфраструктури.

Реформа національних регуляторів у відповідності до законодавства ЄС, зобов'язань України в рамках членства в Договорі про заснування Енергетичного Співтовариства та кращих практик ЄС має створити фундамент для трансформації енергетичного сектору таким чином, щоб він став не тільки запорукою енергетичної безпеки країни але і надав приклад ефективного енергозберігаючого виробництва і споживання.

Традиційно, з радянського періоду газо- та нафтотранспортна системи, електроенергетичні мережі переважною мірою були і продовжують лишатися технологічною ланкою колишньої радянської енергетичної інфраструктури, зорієнтованої на експорт енергоресурсів з Росії. У результаті системної трансформації вона має стати:

- *гнучким інструментом системи енергетичної безпеки України;*
- *базисом надійного енергозабезпечення споживачів;*
- *ланкою системи безпеки постачань до ЄС (Security of supply) зі східного напрямку (якщо такі постачання збержуться в подальшому).*

Для досягнення головних цілей НЕС 2020 визначаються наступні **загальні завдання**:

А) Гарантування енергетичної незалежності, включаючи створення стратегічних резервів, диверсифікацію джерел і шляхів постачань.

Б) Зниження енергоємності ВВП до 2020р. на 20% порівняно з 2012р.

В) Функціонування конкурентних і прозорих ринків електроенергії, тепла, газу, нафти та нафтопродуктів, вугілля тощо з урахуванням чинника зовнішньої агресії.

Г) Оптимізація енергетичного балансу за критеріями ефективності та результативності.

Д) Забезпечення надійного функціонування енергетичної інфраструктури, у т.ч. захист критичних об'єктів.

Е) Інвестиційна привабливість (залучення інвестицій).

Є) Удосконалення законодавства, що регулює діяльність енергетичного сектору з врахуванням вимог *acquis communautaire*.

Ж) Підготовка кадрів та науково-технічне забезпечення.

У рамках Стратегії національної безпеки має бути поставлене додаткове завдання –

З) Захист критичної енергетичної інфраструктури.

Здійснення ефективної енергетичної політики потребує політичної волі, професійного планування та впровадження, ґрунтовного аналізу, якісної статистики, громадського діалогу, постійного моніторингу індикаторів прогресу.

Для того, щоб вчасно виконати ці завдання, необхідно вдосконалити правову, інституційну інфраструктуру. Це повинно бути зроблено упродовж найближчих трьох років – до 2017р., а з 2017р. до 2020р., водночас, слід максимально зосередитись на розвитку ринків та інвестиціях в інфраструктуру. Зокрема, основна увага має бути націлена на завершення практичної фази розвитку ринку: усунення перехресного субсидування, нарощування ліквідності ринку і активної конкуренції у виробництві, торгівлі та постачанні енергії.

1.2.3. Енергетичний мікст

Традиційно, структура споживання первинних енергоресурсів характеризується надзвичайно високою часткою природного газу в ЗППЕ, яка у 2012р. становила 34,8%. Оптимізація ЗППЕ з орієнтацією на її зменшення має стати одним з постійних завдань уряду під час реформ енергетичного сектору.

Важливо не тільки зберегти наявну динаміку скорочення частки споживання газу в ЗППЕ (протягом 2000-2012рр. частка газу скоротилася з 44% до 34,8%), але й стимулювати її подальше скорочення до рівня, близького до середньоєвропейського – 24% у 2025р.

Завдання на 2020р. – зменшення частки газу в ЗППЕ мінімум на 5% порівняно з 2012р. завдяки зростанню часток ВДЕ та атомної енергії.

Прогноз ЗППЕ на 2020р. показує, що вугілля (34,4%), газ (28,7%) та атомна енергія (21,7%) залишаться головними його складовими.

1.2.4. Секторальні зони енергетичної вразливості.

- 1. Вугільний сектор: збитковість видобутку, технологічна відсталість, часткова руйнація шахт та інфраструктури, регресивний розвиток (копанки).*
- 2. Вуглеводневий сектор: залежність від Росії, зношеність трубопровідних систем, домінуючі впливи олігархічних груп, втрата частини активів,*

запасів вуглеводнів та перспектив видобутку (Чорноморський шельф), відсутність ринкового середовища, у т.ч. економічно обґрунтованих мережеских тарифів і ринко-орієнтованого ціноутворення на енергетичні ресурси, що не відображають витрат, відсутність адекватної політичної та фінансової незалежності національного регулятора (НКРЕКП).

3. Електроенергетичний сектор в цілому: застаріла, недостатньо ефективна інфраструктура, висока ринкова концентрація (монополізм) разом з непрозорою системою перехресного субсидування і відсутність платформ для конкурентних форм торгівлі, порівняно низькі регульовані ціни, які не створюють будь-яких справжніх цінових сигналів і стимулів для інвестицій, недостатня нормативно-правова база, висока енергоємність і низька енергоефективність.
4. Атомна енергетика: паливна та технологічна залежність від Росії, занижені тарифи на електроенергію, субсидування приватної теплоенергетики, необхідність виведення частини генеруючих потужностей з експлуатації.
5. Теплова електроенергетика: зношеність основних фондів, домінуючі впливи окремих олігархічних груп, часткова руйнація об'єктів генерації та інфраструктури.
6. Енергетика ВДЕ: втрата частини активів вітро- та сонячної енергетики у Криму, незбалансований розвиток, недостатність маневрових потужностей, завищені тарифи.
7. Загальними проблемами для секторів енергетики залишається непрозорість та високий рівень корупції.

Втрата частини енергетичних активів через анексію Криму та нанесення шкоди об'єктам енергетичної інфраструктури внаслідок воєнних подій на Сході України є додатковими обтяжуючими чинниками у питанні енергозабезпечення країни.

У зв'язку з тим, що енергетичні ресурси (газ) стали одним із інструментів ведення гібридної війни проти України, а енергетична інфраструктура (трубопроводи, шахти, енергогенеруючі потужності) стали об'єктами ураження, має бути напрацьований комплекс заходів для мінімізації негативних наслідків.

Важливим є завдання перегляду контрактних відносин стосовно постачань російського газу в Україну, асиметрія яких надає можливість фінансово послаблювати державу та зберігати її газову залежність.

1.3. Цільові та функціональні завдання, пріоритети.

1.3.1. Функціональні завдання

Функція	Завдання
Формування енергоефективного суспільства	<ul style="list-style-type: none">- Енергозаощадження та енергоефективність;- Формування енергоефективної свідомості у громадян
Гарантування енергетичної самодостатності	<ul style="list-style-type: none">- Мінімізація імпорту завдяки розвитку власної ресурсної бази;- Розвиток ВДЕ;- Оптимізація енергетичного балансу;- Зниження втрат енергії при передачі і розподілі;- Поліпшення обліку та платіжної дисципліни;- Створення стратегічного резерву;- Гнучкість і взаємозаміщення видів палива;- Безпека енергетичної інфраструктури
Розвиток ринків	<ul style="list-style-type: none">- Функціонування конкурентних і прозорих ринків електроенергії, тепла, газу, нафти й нафтопродуктів, вугілля з урахуванням чинника зовнішньої агресії;- Справжня незалежність національного регулятора (НКРЕКП) від будь-якого політичного впливу (у т.ч. від підпорядкування Президентів України), фінансова незалежність і самостійне прийняття рішень без права перегляду чи вето іншими державними установами;- Відмова у проведенні цінової політики від принципу «витрати плюс», перехід до методів ціноутворення, що більшою мірою зорієнтовані на ринкову кон'юнктуру.
Забезпечення інвестиційної привабливості	<ul style="list-style-type: none">- Використання переваг партнерства з ЄС;- Забезпечення принципу верховенства права;- Удосконалення законодавства, що регулює діяльність енергетичного сектору з врахуванням вимог <i>acquis communautaire</i>

Вдосконалення управління	<ul style="list-style-type: none"> - Перехід від галузевої до функціональної моделі; - Підготовка кадрів та наукова діяльність; - Залучення громадськості
--------------------------	--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

1.3.2. Цільові завдання

Цільове завдання №1 (ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ ТА ЕНЕРГОЗАОЩАДЖЕННЯ +)

Забезпечення енергозаощадження шляхом реалізації програм енергоефективності відповідно до Директив з енергоефективності та модернізації житлового фонду ЄС. У поєднанні з нарощуванням видобутку традиційного газу, а в перспективі – розробки покладів нетрадиційного газу, що дасть змогу позбутися критичної залежності від імпорту енергоносіїв. На регіональному рівні мають бути прийняті програми з енергозаощадження та використання місцевих паливно-енергетичних ресурсів для отримання тепла, зокрема з біомаси.

Цільове завдання №2 (ІНТЕГРАЦІЯ+)

Найбільш оптимальний сценарій інтеграції енергетичної інфраструктури України в європейський енергетичний простір – через регіональну енергетичну платформу Центрально-Східної Європи (на базі Вишеградської групи (V4)), що стала формуватися після газової кризи 2006р. Вона достатньо ефективно розвиває низку проектів, що підтримуються фінансово Європейською комісією і має на меті зменшення ступеня вразливості країн регіону від енергетичних поставок зі Сходу, підвищення рівня енергетичної безпеки через синергію зусиль. Вишеградська четвірка розширює формат співпраці з сусідами за формулою V4+ та допомагає використовувати переваги партнерства з ЄС.

Членство в організаціях системних операторів мереж ENTSO-E і ENTSO-G, інтеграції енергосистеми з сусідніми ринками – на першому етапі з енергосистемою Молдови і, на другому етапі, інтеграція з синхронізованою енергосистемою ЄС (ENTSO-E і ENTSO-G), спільна регуляторна політика, вдосконалення законодавства, що регулює діяльність енергетичного сектору з врахуванням вимог *acquis communautaire* – першочергові завдання інтеграції української енергетики у єдиний правовий простір ЄС.

Інтеграція енергетичних ринків з відповідними ринками Молдови – це не лише проміжний крок, а стратегічне рішення, що враховує потенційні вигоди для обох сторін в різних видах диверсифікації, підвищення геополітичного статусу і системи безпеки (нівелювання негативного фактору Придністров'я),

використання синергії та розвитку універсального ринкового середовища та кращої практики регулювання.

Наступним безпосереднім кроком до інтеграції є розвиток взаємозв'язків з тимчасовим (до повної синхронізації з ENTSO-E) застосуванням суміжних HVDC блоків перетворення, які забезпечують передавання електроенергії в обох напрямках між системами без необхідності синхронізації. Це повинно забезпечити збільшення торгових потенціалів з комерційною вигодою та інвестиційних перспектив, а також підвищення безпеки і надійності системи енергопостачання в цілому. Та ж сама технологія (у тих же одиницях перетворення постійного струму) в подальшому може бути застосована на кордоні України з РФ і Білоруссю, як тільки синхронізація з ENTSO-E буде завершена.

Цільове завдання №3 (ВУГЛЕВОДНІ+)

Скорочення споживання природного газу до рівня 40 млрд. куб. м/рік вже у 2015р. (проти 50 млрд. куб. м/рік у 2013р.) з одночасною диверсифікацією його імпорту.

Споживання: 40 млрд. куб. м/рік = 20 млрд. куб. м/рік власного видобутку + 20 млрд. куб. м/рік імпорту.

Імпорт: 20 млрд. куб. м/рік = 5 млрд. куб. м/рік з РФ + 15 млрд. куб. м/рік через ЄС.

Імпорт з ЄС: 15 млрд. куб. м/рік через Словаччину, Польщу, Угорщину.

Подальша імплементація механізмів прозорості у видобувній галузі.

Впровадження інноваційних технологій у нафтовидобутку та нафтопереробці.

Цільове завдання №4 (ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКА+)

Першим кроком є завершення імплементації 3-го енергопакета ЄС задля правового забезпечення ринку електроенергії в правовій системі України. Виконання цього зобов'язання України за Договором про заснування Енергетичного Співтовариства відкриває шлях для здійснення реформ і є передумовою для подальшої інтеграції з ринком електроенергії ЄС та участі в інших об'єднаннях ЄС. Для повноти реформи вимагається якнайшвидша реструктуризація ДП «НЕК «Укренерго», яка передбачає поділ за видами діяльності та продаж державних пакетів акцій енергогенеруючих підприємств теплової енергетики.

Згодом, реалізація положень Закону України «Про засади функціонування ринку електричної енергії України» має відбуватися одночасно з введенням до цього закону додаткових змін, заснованих на рекомендаціях Енергетичного Співтовариства, що забезпечить законодавчу базу для реформування ринку електроенергії, демонополізації (усунення домінуючого становища одного господарюючого суб'єкта), усунення перехресного субсидування, розроблення і прийняття відповідного Закону про національного регулятора, розвиток необхідних правил, впровадження умов і правил, необхідних для обміну енергією та інтеграції з ENTSO-E тощо.

Диверсифікація постачання ядерного палива через розширення кооперації з провідними світовими компаніями, збільшення запасів ядерного палива, відмова від застарілих проектів добудови двох атомних енергоблоків Хмельницької АЕС та створення заводу з виробництва ядерного палива на сучасній технологічній базі неросійського походження. Будівництво Центрального сховища для відпрацьованого ядерного палива. Будівництво нових атомних енергоблоків на неросійській технологічній базі.

За погодженням ЄС, завдання декарбонізації упродовж наступного п'ятирічного періоду не будуть першочерговими для України.

1.3.3. Пріоритети постійної уваги

- Термомодернізація – енергозаощадження – енергоефективність;
- Диверсифікація постачання газу через кооперацію з країнами ЄС, Норвегією, а в перспективі США, Канадою;
- Диверсифікація постачання ядерного палива через кооперацію зі США;
- Удосконалення системи посиленого захисту критичної інфраструктури на основі кращих практик країн НАТО та ЄС;
- Повернення видобувних активів на Чорноморському шельфі;
- Розвиток видобутку природного газу на мілководному шельфі Чорного моря, а після повернення АР Крим до правової системи України – на глибоководному, за участі провідних американських та європейських компаній;
- Створення конкурентних ринків газу, електроенергії, біопалива, вугілля, нафти та нафтопродуктів;
- Забезпечення довгострокової стабільності у всіх заходах, пов'язаних з: підвищенням надійності електропостачання, механізмами стимулювання ВДЕ, впливом енергетичної інфраструктури на навколишнє природне середовище, програмами з технічного обслуговування і заміщення виробничих потужностей, застосуванням нових і «смарт» технологій,

відшкодуванням затрат шляхом регулювання тарифів для кінцевого споживача з метою підтримки споживачів, що знаходяться за межами конкурентних ринків, так званих «поставок гарантованим постачальником або поставок останньої надії» тощо;

- Забезпечення справжньої незалежності національного регулятора (НКРЕКП) від будь-якого політичного впливу (в т.ч. від підпорядкування Президентові України), фінансова незалежність і самостійне прийняття рішень без права перегляду чи вето іншими державними установами;
- Створення стратегічних резервів палива в кооперації з сусідніми країнами-членами ЄС;
- Збереження державного контролю над існуючими стратегічно важливими інфраструктурними активами: ГТС, ПСГ, системою магістральних нафтопроводів та АЕС;
- Збалансоване розширення ніші відновлювальної енергетики (біомаса, вітрова, сонячна та ін.);
- Збільшення маневрованості електроенергетики та використання ринкових механізмів балансування;
- Модернізація розподільчих електро- та газових мереж;
- Впровадження механізмів прозорості видобувної галузі(ЕІТІ).

Досягнення базових пріоритетів дасть можливість створити за горизонтом 2020р. більш збалансовану енергетичну систему, яка у подальшому може трансформуватися не тільки в самодостатню, але й виступити в ролі контрибутора енергетичної безпеки Європи після 2025р.

1.4. Загальноекономічні умови успіху реформи енергетики

Реформа енергетичного сектору – одна з умов успіху економічної реформи. Успіх сценарію досягнення енергетичної незалежності є можливим у разі, якщо буде забезпечено необхідний економічний базис для цього до 2020р. Окрім ефективної антимонопольної політики та стимулюючої розвиток податкової політики, необхідним є вирішення завдань, що виходять за галузеві межі енергетичного сектору:

- *деофшоризація енергетики через заборону використання офшорних схем власності та розрахунків енерго- та газорозподільчих компаній (обленерго, облгази);*
- *повернення фінансових ресурсів, які протягом тривалого часу були вилучені з енергетичного сектору України та акумульовані на офшорних рахунках через амністію капіталів;*
- *запровадження прозорого механізму державних закупівель, перехід до біржових механізмів закупівель;*

- створення сприятливого інвестиційного клімату через механізми державно-приватного партнерства та прозору регуляцію європейського зразка;
- відмова від практики бюджетного сприяння природним монополіям через фінансові інструменти;
- забезпечення незалежності регулювання природних монополій в енергетичному секторі;
- реформа житлово-комунального господарства.

Без означених реформ в економіці неможливо забезпечити успіх трансформацій в енергетиці.

2. СЕКТОРАЛЬНА ПРОБЛЕМАТИКА

2.1. Енергоємність ВВП

Поточні показники енергоємності ВВП України вказують на глибоку системну кризу економіки України. Енергоємність ВВП України значно вища не лише порівняно з провідними економіками світу, але й з сусідніми країнами Центральної та Східної Європи (рис. 1). Негативним є не лише висока енергоємність ВВП України, а відсутність вираженої динаміки до її зниження упродовж останніх років (рис. 2).

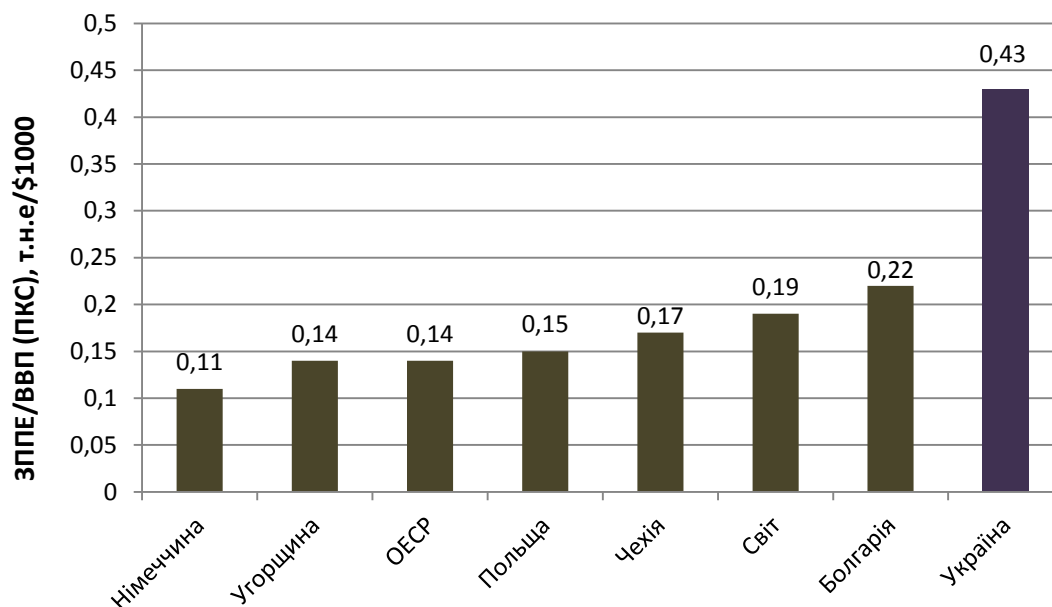


Рис. 1. Енергоємність ВВП України та окремих країн світу у 2011р. (за даними: Key World Energy Statistics 2013, МЕА)

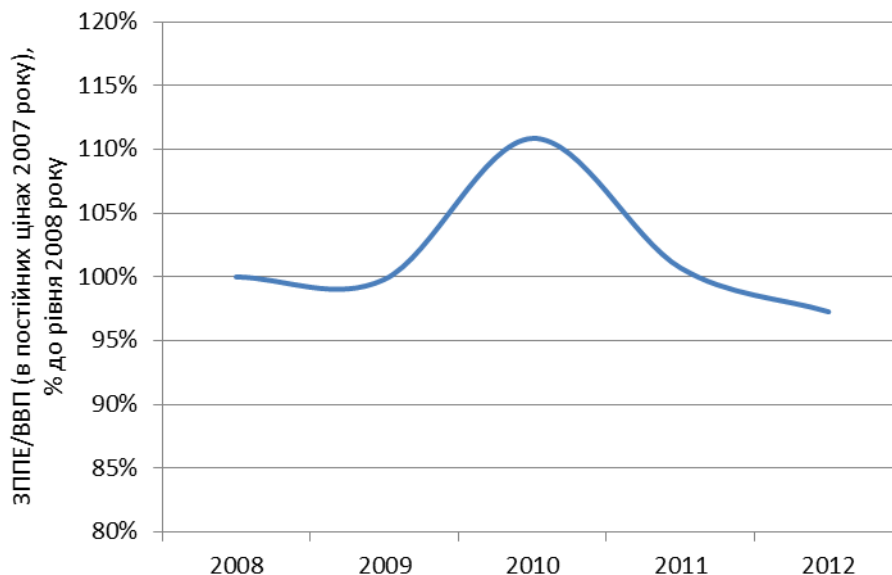


Рис. 2. Зміна енергоємності ВВП України у 2008-2012 роках (за даними Державної служби статистики України)

Високий рівень енергоємності ВВП зумовлений кількома факторами.

Перший. Спотворена структура ВВП. Значна його частка формується у ресурсо- та енергоємних галузях – чорна металургія, великотоннажна хімічна промисловість, паливно-енергетичний комплекс та видобування корисних копалин.

Другий. Низька енергоефективність у секторі трансформації енергії – теплова електроенергетика та виробництво теплової енергії. Постачання енергії – транспортування і розподіл електричної та теплової енергії. Середня ефективність використання вугілля в тепловій електроенергетиці України є майже у 1,5 рази нижчою, ніж в комерційно доступних технологіях, а втрати електроенергії в мережах – вищі у 2 рази ніж в Німеччині та США.

Третій. Високі питомі витрати енергії домогосподарствами та інституційним сектором на опалення та гаряче водопостачання. В Україні середнє питоме річне енергоспоживання житлового фонду України становить близько 270 кВт*год./м², що майже вдвічі перевищує показники країн Європи із близькими кліматичними умовами.

За останні п'ять років ціни на енергоресурси для промисловості суттєво зросли. Найбільше зросли ціни на природний газ, що призвело до значного скорочення його споживання промисловістю та переорієнтацією на інші

енергоресурси. Однак, такі заходи запроваджувалися недостатньо інтенсивно, що є наслідком відсутності в країні умов для справедливої конкуренції².

2.2. Первинні енергоресурси (газ, нафта, вугілля)

2.2.1. Газовий сектор

Споживання природного газу в Україні забезпечується за рахунок імпорتنих поставок та власного видобутку. Основними промисловими споживачами природного газу є підприємства металургійної галузі та хімічної промисловості, на які припадає майже 40% загального обсягу його споживання.

В останні 15 років щорічний обсяг видобутку газу коливається від 18 до 21 млрд. куб. м та впродовж останнього десятиріччя є майже незмінним. Близько 90% видобутку здійснюється підприємствами державного сектору економіки.

Газовий сектор енергетики України є найбільш проблемним для економіки країни. **Аномально висока газоємність ВВП породжує не тільки ефект газової імпортозалежності, але також сприяє розбудові тіньових схем та корупції.**

Головні проблеми газового сектору:

- *монопольне становище НАК «Нафтогаз України», яке призводить до деградації газової галузі та до вимивання величезних державних фінансових ресурсів;*
- *існування вкрай не вигідного договору купівлі-продажу газу між ВАТ «Газпром» і НАК «Нафтогаз України» на період 2009-2019рр., у тому числі положень цього договору щодо визначення пунктів здачі-приймання газу (на кордоні з ЄС, а не на україно-російському кордоні);*
- *необхідність проведення масштабної модернізації ГТС за відсутності коштів у НАК «Нафтогаз України»;*
- *відсутність у поточному часі лібералізованого та організаційно оформленого ринку природного газу в Україні відповідно до вимог 2-го та 3-го енергопакетів ЄС;*
- *відсутність реального відокремлення системного оператора постачання природного газу – ПАТ «Укртрансгаз» від НАК «Нафтогаз України»;*
- *відсутність членства системного оператора постачання природного газу – ПАТ «Укртрансгаз» в ENTSO-G, відповідно до вимог 3-го енергопакету ЄС;*

² Запорукою конкурентних переваг є інноваційність, технологічна досконалість виробництва та зниження виробничих затрат.

- збиткова діяльність НАК «Нафтогаз України» з постачання природного газу для потреб теплової енергетики та ТКЕ, а також населення через використання фіксованих тарифів, які не покривають собівартість газу, що постачається;
- наявність привілейованої цінової політики для конкретних груп споживачів і відсутність єдиних принципів ціноутворення для всіх груп споживачів;
- відсутність економічно обґрунтованих тарифів на транспортування газу в мережах й де-регуляції цін на газ;
- потреба в більш чіткому визначенні соціально вразливих споживачів газу відповідно до рекомендацій Енергетичного Співтовариства та в ефективному механізмі адресної компенсації для цієї категорії споживачів;
- економічно не обґрунтовані ставки плати за користування надрами (рентні платежі);
- незадовільні темпи проведення реорганізації підприємств нафтогазового комплексу у відповідності до вимог Енергетичних директив ЄС, особливо що стосується відокремлення діяльності з розподілу та постачання газу;
- незадовільні умови для залучення недержавних інвесторів для розбудови проектів видобутку традиційного і нетрадиційного газу.

2.2.2. Нафтовий сектор

Нафтовидобувну та нафтопереробну галузі України не було переорієнтовано на впровадження нових технологій, мінімізацію втрат сировини, досягнення європейських стандартів якості й нарощування експорту нафтопродуктів. Вважалося також, що інвестори забезпечать НПЗ необхідними обсягами сировини, проте цього не сталося. Україна залишилася другорядним експортним ринком, а вітчизняні заводи одержують нафту за залишковим принципом.

Нафтопродукти є для України четвертим за значимістю енергоносієм. Їх частка у структурі загальних поставок первинної енергії у 2005-2014рр. майже не змінювалася, залишаючись у межах 10-11%. У кінцевому споживанні палива та енергії нафтопродукти становлять близько 17%, поступаючись лише природному газу та тепловій енергії.

У 2013р. в Україні було вироблено 3,5 млн. т нафтопродуктів. Частка імпорту сягнула 78%. У 2008р. вона становила 13,5 %. Ця тенденція збережеться упродовж періоду реалізації НЕС 2020.

2.2.3. Вугільний сектор

Структура шахтного фонду державних вугледобувних підприємств свідчить про старіння основних фондів (40% усіх шахт експлуатуються понад 70 років), також слід відзначити суттєве відставання темпів реконструкції і технічного переозброєння шахт, наявність застарілих технологій та скорочення наукового потенціалу галузі.

Вугільна галузь залишається дотаційною. Ситуація вкрай ускладнилася через воєнні події на Сході України, руйнування інфраструктури вугільної галузі. Це робить невідворотним закриття шахт, передусім тих, що були зруйновані та пошкоджені агресором.

В умовах зовнішньої агресії та невизначеності подальших сценаріїв щодо Східного регіону вуглевидобутку, пріоритетності набуває розвиток Львівсько-Волинського вугільного басейну, розробки покладів бурого вугілля та горючих сланців в Центральній Україні, а також проведення незалежного аудиту шахтного фонду і створення відкритого реєстру запасів вугілля. Актуальним стає завдання впровадження нових технологій з інтенсивного спалювання вугілля на ТЕС, що дозволить збільшити частку використання неантрацитових груп. Також уваги потребує налагодження критичного імпорту вугілля зі світового ринку та розширення відповідної портової та залізничної інфраструктури для його доставки всередині країни. Військовий конфлікт на Донбасі призведе до зниження видобутку вугілля в період до 2020р. до 70 млн. т на рік або на 18% порівняно з 2012р.

2.4. Електроенергетика

До **головних проблем** електроенергетики, включаючи ядерну, слід віднести наступне:

- високий рівень фізичного та морального зносу основного та допоміжного обладнання електростанцій, об'єктів магістральних і розподільчих мереж;
- руйнування енергетичної інфраструктури на Сході України;
- існування перехресного субсидування;
- порівняно низький рівень регульованих цін для кінцевих споживачів;
- відсутність членства вітчизняного системного оператора з передачі електроенергії в ENTSO-E, відповідно до вимог 3-го енергопакета ЄС;
- дефіцит регулюючих потужностей в ОЕС України;
- неготовність електричних мереж до розвитку ВДЕ;
- зростаючі обсяги заборгованості споживачів за електричну енергію, заборгованості в ОРЕ;
- наявність привілейованої цінової політики для конкретних груп споживачів і відсутність єдиних принципів ціноутворення для всіх груп споживачів;

- відсутність економічно обґрунтованих тарифів для передачі електроенергії в мережах й де-регуляції цін на електричну енергію;
- потреба в більш чіткому визначенні соціально вразливих споживачів електроенергії відповідно до рекомендацій Енергетичного Співтовариства і перехід прийняття рішень щодо застосування в тому чи іншому випадку системи захисного фінансування вразливих категорій споживачів від посадовця до порядку адресного використання коштів державного бюджету;
- відсутність механізмів реалізації заходів щодо обмеження викидів великих спалювальних установок в електроенергетиці;
- не достатнє фінансове забезпечення заходів з підвищення безпеки АЕС та захист енергетичної інфраструктури в цілому;
- відсутність фінансового забезпечення будівництва нових енергоблоків АЕС;
- відсутність потужностей для власного виробництва ядерного палива.

До **головних завдань** електроенергетики, включно з ядерною, слід віднести наступне:

- необхідність імплементації енергетичних директив і регламентів ЄС в рамках 2-го та 3-го енергетичних пакетів, включаючи його інституційні аспекти, засновані на незалежності регулюючих органів;
- розробка та прийняття Плану дій з інтеграції ОЕС України до об'єднання з енергосистемами сусідніх країн та ЄС - на першому етапі з енергосистемою Молдови і, на другому етапі, з об'єднаними енергосистемами країн-членів ЄС (синхронізація з ENTSO-E);
- проведення техніко-технологічної підготовки об'єктів ОЕС України до інтеграції з ENTSO-E;
- доопрацювання та імплементація законодавства для ринку електричної енергії у відповідності до вимог енергетичного законодавства ЄС в рамках членства України в Договорі про заснування Енергетичного Співтовариства;
- забезпечення повного циклу переробки радіоактивних відходів з моменту їх створення до моменту захоронення.

2.5. Потенціал ВДЕ

Частка ВДЕ у кінцевому споживанні енергії в Україні у 2012р. становила близько 3,4%^{3,4}. Цей показник є у 4 рази нижчим, ніж у середньому по країнах ЄС-28. При цьому, близько 38% енергії з ВДЕ в Україні було вироблено

³ Енергетичний баланс України за 2012 рік. – Державна служба статистики України, 2012р.

⁴ Надійність даних щодо використання ВДЕ в Україні є низькою. Офіційні дані не враховують використання енергії сонця для виробництва тепла за допомогою сонячних колекторів, енергії повітря та енергії землі для виробництва тепла за допомогою теплових насосів, моторних біопалив тощо.

ГЕС у вигляді електроенергії, виробництво якої є відносно стабільним упродовж багатьох десятиліть та переважно забезпечується каскадом ГЕС на р. Дніпро. Близько 60% енергії ВДЕ було отримано із продуктів біологічного походження (тверда біомаса, біогаз, біопаливо та ін.).

Використання ВДЕ потенційно може поліпшити рівень енергетичної безпеки, так і зменшити антропогенний вплив на довкілля. Тому, разом з підвищенням енергоефективності, має стати одним із найважливіших напрямів енергетичної політики України.

Розвиток ВДЕ в Україні перебуває на початковому етапі та потребує значних інвестицій для нарощування їх частки в енергетичному балансі, що призводить до додаткового цінового навантаження на споживачів. Водночас, підвищення енергоефективності може забезпечити не лише скорочення прямих витрат на енергоресурси, а також зменшити обсяги інвестиції у видобувну галузь, зменшити потужності із трансформації первинних енергоресурсів у вторинні та енергетичну інфраструктуру. Разом із цим, підвищення енергоефективності дозволяє знизити навантаження на довкілля.

Технічно досяжний енергетичний потенціал ВДЕ України оцінюють⁵ у близько 70 млн. т н.е. на рік, що практично дорівнює річному кінцевому споживанню енергії.

Приріст використання ВДЕ в Україні суттєво зріс з 2009р. та відбувався під дією двох основних факторів:

- зростання ціни на природний газ для промисловості та бюджетної сфери після «другої газової війни» з РФ на початку 2009р.;
- запровадження державної стимулюючої політики виробництва електроенергії із ВДЕ через механізм «зеленого тарифу» (Закон України «Про внесення змін до деяких законів України щодо встановлення "зеленого" тарифу») та надання податкових преференцій (Податковий кодекс України).

Перший фактор зумовив перехід низки промислових підприємств на різні види твердого біопалива. Такий перехід відбувався переважно в тих секторах, де таке біопаливо було до цього відходами виробництва, а вироблена енергія використовується на технологічні потреби – олісекстракційні, деревообробні підприємства та виробники сільгосппродукції. В бюджетній сфері – використання біомаси (деревної щепи, соломи, дров, пелет) для заміщення природного газу в опалювальних котельнях.

Другий фактор призвів до вибухоподібного розвитку сонячної та вітрової електроенергетики, виробництво електроенергії яких зросло за п'ять років від практично незначущих обсягів до близько 1,5 млрд.кВт*год.

⁵ Оцінки Інституту відновлюваної енергетики Національної академії наук України.

Використання ВДЕ домогосподарствами та в системах централізованого тепlopостачання не набуло значного розповсюдження через низькі ціни на основні первинні (природний газ) та вторинні (електроенергія) види енергії, які субсидуються державою.

Використання біопалива на транспорті через постійне відстрочення практичного застосування регуляторної норми щодо обов'язкового вмісту біокомпонентів в моторному паливі дотепер не набуло значного розповсюдження в Україні.

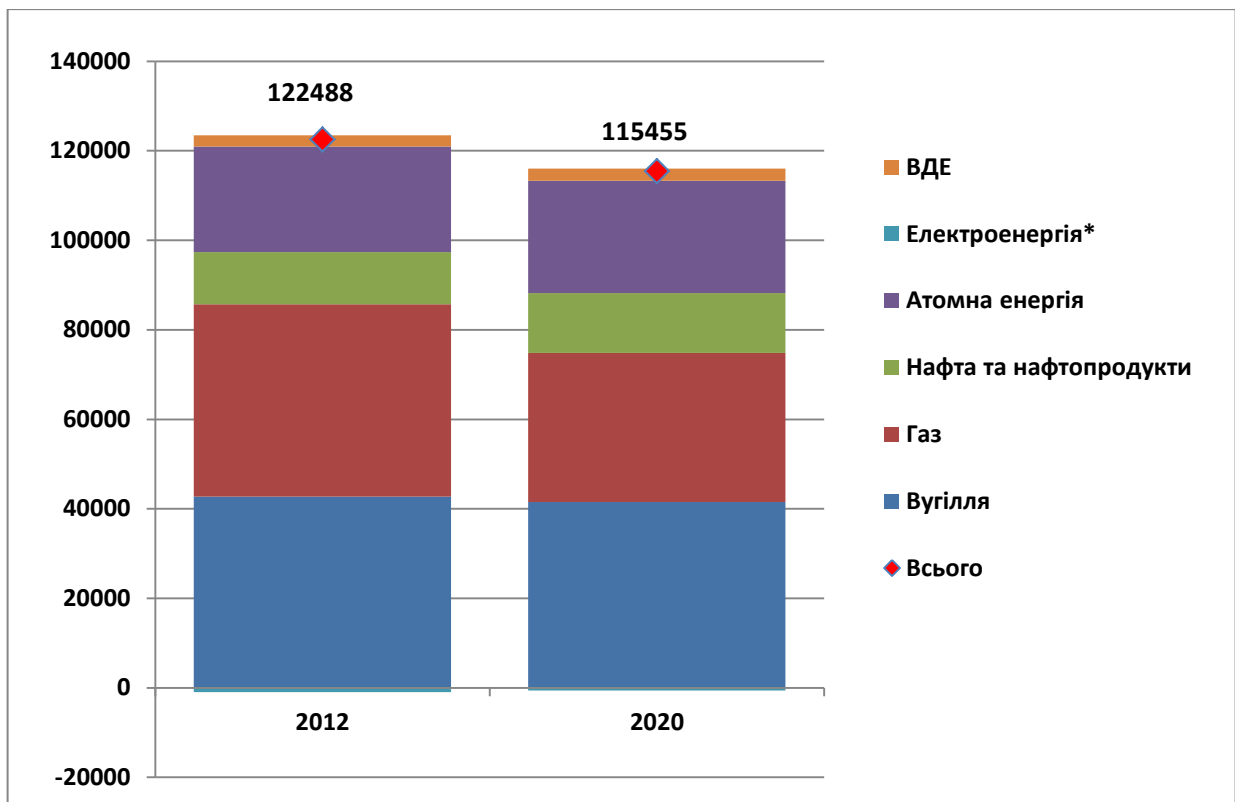
Головна проблема використання ВДЕ в Україні за останні п'ять років – неефективність державної тарифної політики через домінування фінансових інтересів окремих фінансово-промислових груп. Наслідком цього стало надмірне переохресне фінансування, додаткові витрати споживачів та істотне зниження конкурентоспроможності продукції базових галузей економіки.

3. ПРОГНОЗНІ ЕНЕРГЕТИЧНІ БАЛАНСИ. БАЗОВИЙ СЦЕНАРІЙ

У НЕС 2020 формування прогнозних балансів здійснюється за допомогою економіко-математичної моделі «TIMES-Україна», що є оптимізаційною моделлю усіх основних енергетичних потоків України та відповідає методичним рекомендаціям міжнародних організацій з розробки енергетичних та екологічних прогнозів, зокрема, рекомендаціям секретаріату Рамкової Конвенції ООН зі зміни клімату.

Згідно з результатами проведеного дослідження, досягнення цілей НЕС 2020 є можливим за рахунок, насамперед, скорочення загального енергоспоживання та заміщення газу іншими енергоресурсами. **Без проведення жорсткої політики з енергоефективності та енергозбереження, лише обмежуючи споживання газу, не варто очікувати суттєвого зниження енергоємності економіки України.**

За зниження енергоємності ВВП на 20% слід домогтися поступового скорочення ЗПPE приблизно на 5,7% до 2020р. за зростання ВВП на 15% (рис. 3) за рахунок зменшення споживання усіх типів енергоресурсів, окрім електроенергії, технологічне використання якої є більш ефективним.



*ЗПPE розраховується як сума виробництва (видобутку), імпорту, експорту, міжнародного бункерування суден та зміни запасів енергоресурсів у країні. При цьому виробництво та імпорт енергоресурсів мають завжди додатне значення, а експорт та міжнародне бункерування — від'ємне. Зміна запасів енергоресурсів у країні можуть мати, як від'ємне, так і додатне значення, в залежності від того як вони змінилися в кінці періоду порівняно з його початком.

Рис. 3. ЗПPE України у 2012р. та 2020р., тис. т н.е.

За таких умов скорочення споживання газу може скласти понад 22% і його частка в структурі ЗПPE скоротиться з 34,8% до 28,7%. Частка вугілля у структурі ЗПPE у 2020р. залишатиметься на рівні 34,6%, тоді як частки атомної енергії, нафти та нафтопродуктів зростуть на 2,5% та 2,1%, відповідно. Зростання виробництва енергії з ВДЕ відбуватиметься за рахунок розвитку альтернативної енергетики в Україні (більш ніж на 60% за рахунок біопалива). Передбачається, що їх частка у структурі ЗПPE динамічно зростатиме – з 2% до 3,5% або в 1,75 рази, однак в умовах трансформації економіки та фінансових проблем у країні все ж буде незначною (рис. 4).

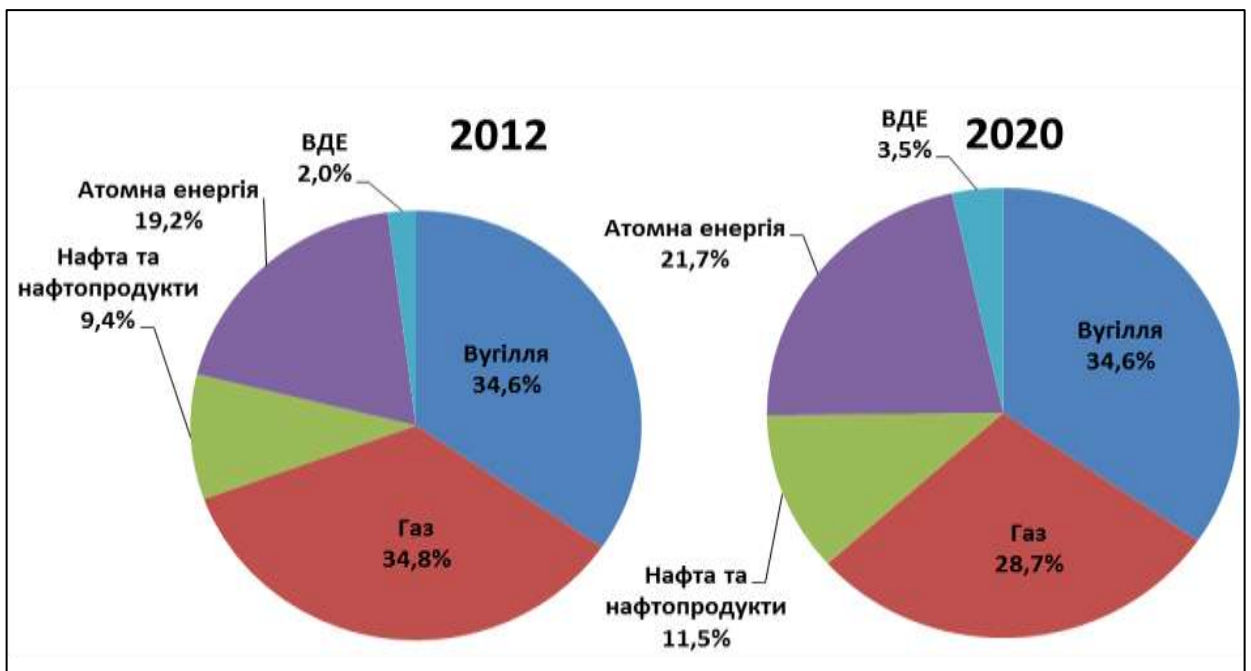


Рис. 4. Структура ЗПШЕ України у 2012р. та 2020р., %

Потреби в імпорті вугілля в Україну з 2015р. у зв'язку з необхідністю компенсації недопоставок з Донбасу можуть зрости до 7 млн. т/рік.

У разі створення сприятливих інвестиційних умов прогнозується, що власний видобуток газу постійно зростатиме і у 2020р. складе 23 млрд. куб. м, у 2030 – 40 млрд. куб. м, то потреба в імпортному газі становитиме на рівні 17 млрд. куб. м у 2020р. До 2030р. український газовидобуток буде здатен задовольнити внутрішній попит у повному обсязі. Без реформування нафтопереробної галузі імпорту нафти та нафтопродуктів може зрости з 11,6 млн. т н.е. у 2012р. до 15 млн. т н.е. у 2020р. і залишатися приблизно на цьому рівні до 2030р.

За умов послідовного дотримання політики енергоефективності та енергозбереження прогнозується, що виробництво електроенергії до 2020р. має зрости лише на 3%, а до 2030 р. на 18%. Водночас, структура виробництва електроенергії (рис. 5) зазнає певних змін. Скорочення споживання газу та зниження енергоємності ВВП вплине не лише на кінцеве споживання енергоресурсів, але й на сектор генерації та передачі електроенергії. Зокрема, завдяки цьому скорочуватиметься частка електроенергії, виробленої на ТЕС, ТЕЦ та блок-станціях (БС), тоді як частка атомної та гідроенергії зростатиме за рахунок будівництва нових блоків АЕС і модернізації існуючих та будівництва нових потужностей вітчизняних ГАЕС. Експорт електроенергії прогнозується у межах 8-10 млрд. кВт*год.

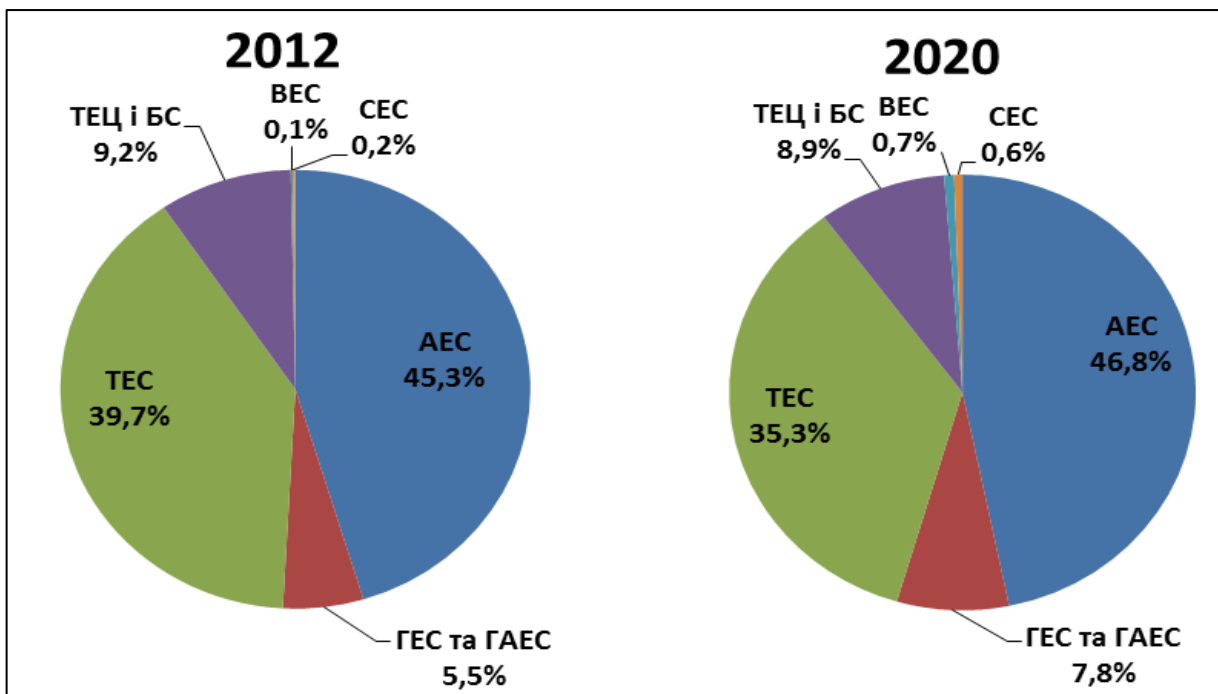


Рис. 5. Структура виробництва електроенергії в Україні у 2012р. та 2020р., %

Хоча частка ТЕЦ у структурі виробництва електроенергії скоротиться, виробництво ними, в першу чергу тепла, зростатиме, оскільки збільшуватиметься попит на централізоване тепlopостачання (за умови наявності необхідних фінансових ресурсів та створення, модернізації чи підтримання відповідної мережевої інфраструктури для постачання теплової енергії), яке для споживачів буде дешевшим ніж природний газ, який використовується для опалення та нагріву води. Доцільним є часткове переведення ТЕЦ на вугілля, а також збільшення використання твердопаливних котлів, насамперед, біо-котлів.

Зниження енергоємності ВВП на 20% у 2020р. вимагатиме суттєвого скорочення КСЕ, яке у 2020р. має бути меншим за його рівень 2012р. на 7%. Структура КСЕ має трансформуватися на користь використання технологічно ефективних енергоресурсів.

Попит на електроенергію кінцевими споживачами зросте до 2020р. несуттєво – не більше 10%. Поясненням цьому може бути зростання ціни на цей вид енергоресурсів, як внаслідок переважаючої тенденції зростання світових і внутрішніх цін на первинні енергоресурси, так і через зменшення перехресного субсидування в Україні. З іншого боку, використання електроенергії, в першу чергу в промисловості та комерційному секторі дає змогу знизити енергоємність вітчизняної продукції. Як видно з рис. 6, структура споживачів також суттєво не зміниться.

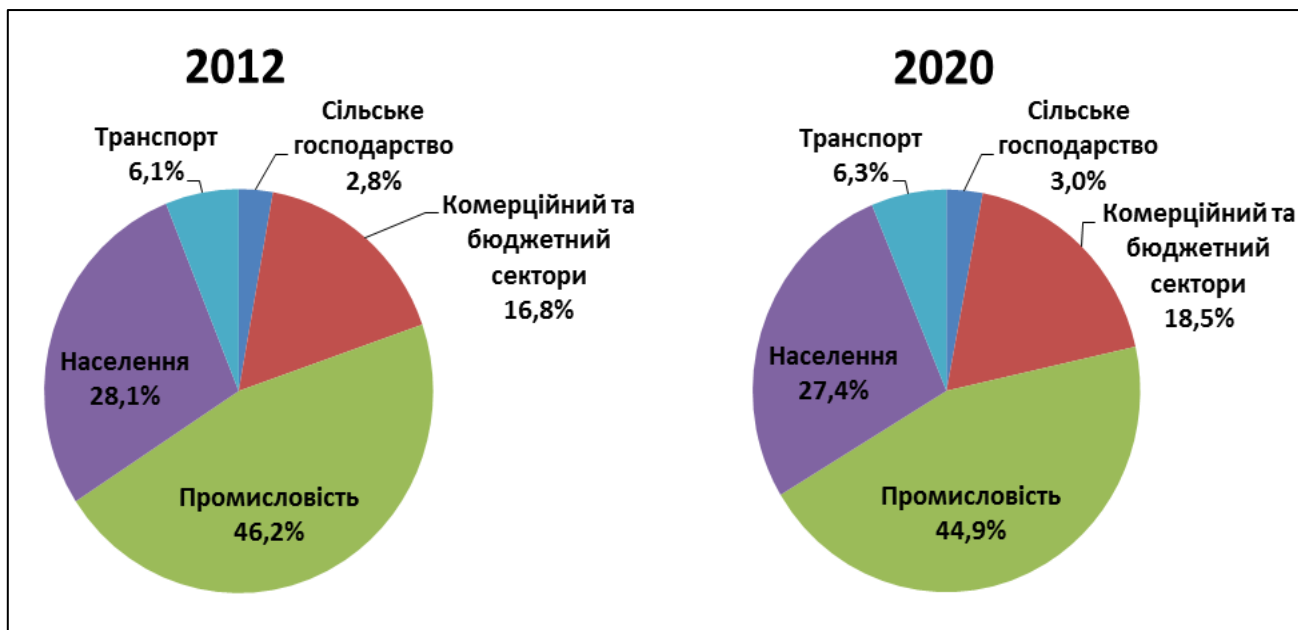


Рис. 6. Структура споживання електроенергії кінцевими споживачами в Україні у 2012р. та 2020р., %.

Оптимізація енергетичного балансу України до 2020р. відбуватиметься за рахунок скорочення використання імпортованого природного газу завдяки скороченню енергоемності ВВП. Економічний ефект від цього вищий, порівняно з вкладанням інвестицій у заміщення газу іншими енергоресурсами.

Зниження енергоемності повинно відбуватися через удосконалення технологій, введення нового та виведення з експлуатації старого обладнання, зміни параметрів завантаження виробничого обладнання, а також завдяки структурним зрушенням в економіці через зміни питомої ваги різних за рівнем енергоемності видів економічної діяльності та різниці в темпах їх розвитку. Натомість скорочення енергоемності ВВП України без радикальної зміни структури економіки, вимагатиме значних капіталовкладень, окупність яких буде досить довготривалою. Тому, структурна оптимізація економіки – важливе джерело зниження енергоемності ВВП.

4. ЕНЕРГОМЕРЕЖЕВА ІНТЕГРАЦІЯ ЧЕРЕЗ КООПЕРАЦІЮ З ЄС

Інтеграція газового та електроенергетичного ринків України в енергетичний простір ЄС є можливою та доцільною на підставі членства України в Договорі про заснування Енергетичного Співтовариства і Угоди про асоціацію між

Україною та ЄС та виконанні відповідних попередніх умов, таких як імплементація законодавства і директив ЄС, реструктуризація ринкового середовища та розвитку торговельних інструментів на підтримку ефективної конкуренції. Базовим елементом такої інтеграції є законодавча та регуляторна сумісність. Україна, в особі уповноважених суб'єктів має, приєднавшись в якості спостерігача, підвищувати ступінь інтегрованості в європейських об'єднаннях операторів газотранспортних та електричних систем (мереж) – ENTSO-G та ENTSO-E, Асоціації співробітництва європейських регуляторів (ACER), Газової інфраструктури Європи (GIE). За сприяння європейських інституцій Україні належить впровадити 3-й енергопакет ЄС і, надалі, Мережеві Єврокоди ЄС.

Долучення до участі в засіданнях Газової координаційної групи, як дорадчого органу Європейської Комісії на підставі членства України в Договорі Енергетичного Співтовариства має відбуватися на постійній основі з приєднанням України до виконання Регламенту із забезпечення безпеки постачань газу в ЄС.

Україна стоїть перед необхідністю зміни існуючого статусу ГТС як базового елемента колишньої радянської, а нині російської системи експорту газу до Європи. Це обумовлено викликами як з боку РФ – будівництво обхідних безтранзитних систем експорту газу, так і викликами з боку ЄС – лібералізацією, гомогенізацією та інфраструктурною інтеграцією газового ринку Європи.

ГТС України та система ПСГ мають бути гнучко налаштовані на використання нових можливостей, що з'являться на європейському континенті у зв'язку з постачаннями СПГ із Північної Америки та інших регіонів світу. У більш віддаленій перспективі очікується поява додаткових ресурсів в європейському газовому контурі з Каспійського регіону, Центральної Азії, Ірану, норвезького сектору арктичних морів. Помітний вплив на газовий ринок Європи матиме вирішення проблеми розробки покладів нетрадиційного газу, а також європейські програми з декарбонізації.

З урахуванням членства України у Договорі про заснування Енергетичного Співтовариства необхідно є трансформація газотранспортної інфраструктури у гнучку систему безпеки постачань для України та країн Центральної Європи. Це має зберегти як використання ГТС для транзиту російського газу до ЄС, так і для реверсних постачань газу з Європи, а також зберігання газу, його стратегічного резерву та здійснення торговельних операцій на Східно-Європейському газовому хабі.

Залежно від прогресу, який може бути досягнутий в імплементації правових зобов'язань України, наступним кроком має бути інтеграція з ринком електроенергії Молдови, що дозволить задіяти потенціал для створення суміжних

потужностей задля збільшення перетоків електроенергії і, на більш пізньому етапі, інтеграція з синхронізованою енергосистемою ENTSO-E.

Україна, на підставі свого членства у Договорі про заснування Енергетичного Співтовариства має долучитися до загальноєвропейського чи регіонального (в форматі Вишеградської четвірки) механізму солідарності, якщо такі будуть створені. Під солідарністю мається на увазі надання практичної допомоги задля скорочення вразливості, так і при умові раптового зриву поставок енергоресурсів. Метою такої участі має бути гарантування мінімального рівня газозабезпечення у випадку надзвичайного становища.

Україна готова до участі у створенні європейських механізмів енергетичної солідарності. Держава може стати контрибутором такого механізму через систему ПСГ, на базі якої може бути створено Стратегічний газовий резерв для регіону Центрально-Східної Європи.

З метою запобігання корупції, створення привабливого інвестиційного середовища можуть бути застосовані механізми ЕІТІ саме у газотранспортній сфері.

5. ФУНКЦІОНАЛЬНІ ТА СЕКТОРАЛЬНІ ЗАВДАННЯ НЕС 2020. ПЛАН ДІЙ.

5.1.Формування енергоефективного суспільства

Енергозаощадження та енергоефективність

Головними напрямками дій щодо підвищення енергоефективності економіки України мають стати:

- *підвищення енергоефективності в секторі виробництва і трансформації енергії, в першу чергу в теплоелектроенергетиці та централізованому тепlopостачанні, шляхом технічної та технологічної модернізації;*
- *підвищення енергоефективності в секторі постачання енергії, в першу чергу в системах транспортування та розподілу електричної та теплової енергії, шляхом технічної, технологічної модернізації та концептуального перегляду схем енергозабезпечення із врахування досягнень у сфері децентралізованого енергозабезпечення, зокрема, за рахунок використання ВДЕ та управління енергоспоживанням;*
- *зниження енергоємності в обробній промисловості;*
- *скорочення енергоспоживання домогосподарств та комерційного/інституційного сектору на потреби опалення шляхом*

підвищення енергоефективності житлових і громадських будівель, а також підвищення енергоефективності опалювальних приладів.

Проведення структурних змін в економіці матиме визначальний вплив на показники енергоефективності економіки в цілому. Однак, необхідними також є заходи загальноекономічного характеру, які потребують окремого аналізу та розроблення відповідних структурних змін в економіці в рамках економічної стратегії держави, зокрема:

- зміна структури економіки шляхом зниження частки ресурсо- та енергоємних галузей у структурі ВВП та відповідного зростання сфери послуг і галузей (машинобудування, легка промисловість, малотоннажна хімічна промисловість та інші) із низькою енергоємністю кінцевої продукції;
- подовження технологічних ланцюгів в існуючих ресурсо- та енергоємних галузях з метою виробництва продукції більш високих переділів із формуванням більшої доданої вартості на одиницю ресурсів/енергії;
- підвищення ресурсо- та енергоефективності існуючих ресурсо- та енергоємних галузей шляхом технічного та технологічного переоснащення.

Враховуючи поточний стан у сфері енергоефективності, основними завданнями для суспільства в цілому і по секторах на визначений період стратегічного планування (до 2020р.) мають стати наступні кроки.

А. Для суспільства в цілому

Підвищення енергоефективності належить до переліку міжнародних зобов'язань України в рамках Енергетичного співтовариства. Зобов'язання визначають як чіткі національні цілі зі зниження загального кінцевого споживання енергії (на 9% у 2020р. порівняно із середнім споживанням за базовий період – 2005-2009рр.), так і запровадження в національне законодавство окремих європейських директив з енергоефективності (директиви 2006/32/ЕС, 2010/31/ЕС, 2010/30/ЕС, 2012/27/ЕС).

Енергозбереження не може бути самодостатнім інструментом зацікавленості споживачів енергоресурсів до їх економії. Побутові та промислові споживачі в багатьох випадках мають свої специфічні цілі та завдання, які дуже часто не пов'язані з проблемою економного витрачання енергоресурсів.

Необхідно підвищувати енергоефективну свідомість громадян та розв'язувати проблему недостатньої інформованості споживачів енергоресурсів щодо переваг ощадливого використання енергоносіїв, наявності механізмів стимулювання їхньої зацікавленості в енергозбереженні та загальних переваг енергозберігаючої побутової й господарської поведінки. Мають бути запропоновані різні механізми поширення інформації про переваги

енергозбереження: проведення енергетичного аудиту на рівні окремих підприємств, будинків, маркування побутових товарів за показниками енергоспоживання, навчальні програми, реклама та роз'яснювальна робота.

Б. В промисловості

Головним завданням держави має стати забезпечення умов для рівної конкуренції всіх суб'єктів господарювання. В умовах високих цін на енергоресурси конкуренція стимулюватиме їх до запровадження технічних і технологічних інновацій з метою оптимізації операційних і капітальних видатків, зокрема, на енергоресурси. З метою додаткового стимулювання реалізації таких заходів держава повинна використовувати систему фінансових, кредитно-грошових, амортизаційних, інших пільг та преференцій.

Найбільші резерви з підвищення енергоефективності знаходяться в тепловій електроенергетиці (зниження питомих витрат на близько 30%, або 10 млн. т у.п./рік за обсягів виробництва на рівні 2013р.), чорній металургії під час виробництва чавуну (зниження питомих витрат на близько 25%, або 5 млн. т у.п./рік за обсягів виробництва на рівні 2013р.) та виробництва сталі (зниження питомих витрат на близько 70%, або 1,5 млн. т у.п./рік за обсягів виробництва на рівні 2013р.), а також у хімічній промисловості під час виробництва аміаку (зниження питомих витрат на близько 25%, або 1,5 млн. т у.п./рік за обсягів виробництва на рівні 2013р.).

Для реалізації зазначеного потенціалу енергозбереження необхідними є інвестиції в розмірі:

- ТЕС та ТЕЦ – близько 500 млрд. грн.;
- чорна металургія – близько 200 млрд. грн.;
- хімічна промисловість – близько 100 млрд. грн.

Вказаний потенціал енергозбереження у повному обсязі неможливо реалізувати у визначений період (до 2020р.) через те, що об'єкти в цих галузях мають тривалий термін проектних і будівельно-монтажних робіт. Крім того, існують системні або планувальні обмеження, оскільки більшість цих об'єктів доцільно споруджувати в місцях діючих об'єктів на їх заміну. Тому, на етапі планування, такі обмеження мають бути враховані, а оцінка прогнозованої економії та витрат скоригована.

В. Для приватних домогосподарств

Базовим кроком має стати поетапне приведення цін/тарифів на всі енергоресурси для домогосподарств до ринкового рівня. Це має відбуватися відповідно до затвердженого та доведеного до кожного громадянина графіка, що

дозволяє громадянам планувати свої видатки. При цьому має бути забезпечений 100% облік усіх енергоресурсів приладами обліку. Компенсатором зростання тарифів має стати зниження абсолютного рівня енергоспоживання населенням та оптимізація паливного міксту. Для реалізації заходів енергоощадливості, підвищення енергоефективності та оптимізації паливного міксту, які потрібно реалізувати в домогосподарствах, повинна бути запроваджена національна кредитно-грошова програма з їх фінансування (надання позик, компенсація банківських відсотків за кредитами комерційних банків, дольове фінансування, повернення частини витрат та ін.) та надання фіскальних пільг фізичним особам.

Головними заходами зі скорочення споживання енергії в домогосподарствах мають стати підвищення термічного опору огорожувальних конструкцій у будівлях (теплоізоляція стін, дахів і підвалів, заміна вікон і дверей), заміна та/або встановлення енергоефективного обладнання (котлів, бойлерів, рекуператорів тепла, автоматичних систем керування та ін.), заміна джерел світла (на люмінесцентні та світлодіодні джерела), заміна та/або встановлення енергоефективних побутових приладів (холодильники/морозильники, пральні та посудомийні машини та інші).

Реалізація зазначених заходів дозволить знизити споживання енергії домогосподарствами щонайменше на 60%, або на близько 20 млн. т у.п./рік.

Г. Для громадських і комерційних будівель

Перелік основних заходів зі скорочення споживання енергії у громадських і комерційних будівлях збігається в цілому із заходами для домогосподарств.

Реалізація заходів дозволить знизити споживання енергії у громадських і комерційних будівлях щонайменше на 60% або на близько 2,9 млн. т у.п./рік.

Для реалізації зазначеного потенціалу енергозбереження у громадських і комерційних будівлях необхідними є інвестиції у сумі близько 100 млрд. грн.

Д. Для систем централізованого теплопостачання

Заходи з підвищення енергоефективності в системах централізованого теплопостачання повинні бути узгоджені з планами скорочення споживання енергії у приватних, громадських і комерційних будівлях, підключених до цих систем. Після реалізації таких заходів у споживачів, навантаження на джерела енергії в системах централізованого теплопостачання скоротяться щонайменше вдвічі.

Головними заходами зі скорочення споживання енергії в системах централізованого теплопостачання мають стати:

- заміна основного теплогенеруючого обладнання;

- заміна трубопроводів на попередньо ізольовані;
- утилізація тепла відхідних газів;
- використання тепла технологічних процесів промислових підприємств;
- модернізація теплових пунктів;
- використання частотно-регульованого приводу для насосного та іншого електропровідного обладнання.

У зв'язку зі зростанням цін на первинні енергоресурси необхідно зробити переоцінку техніко-економічних показників проектів із дальньомагістрального транспорту тепла від великих енергетичних об'єктів (ТЕС та АЕС) та прийняти рішення про доцільність їх реалізації.

Реалізація заходів дозволить знизити питоме споживання енергії системами централізованого тепlopостачання щонайменше на 30%. Розмір необхідних інвестицій для реалізації зазначеного потенціалу підвищення енергоефективності потребує уточнення. За попередніми укрупненими оцінками вони можуть становити не менше 200 млрд. грн.

Розвиток ВДЕ

Основним напрямком дій на найближчі п'ять років щодо розширення використання ВДЕ в Україні має стати перегляд державної політики стимулювання використання ВДЕ з метою підвищення їх економічної ефективності. Це має призвести до зміщення акцентів державної політики зі сфери виробництва електроенергії великими установками, що використовують, переважно, енергію сонця та вітру, в бік прямого заміщення викопного палива, в першу чергу, – природного газу, ВДЕ та виробництва електроенергії установками малої потужності. Для досягнення зазначеного необхідно:

- 1. Застосовувати механізми регуляторної та стимулюючої державної політики для впровадження технологій використання ВДЕ, що мають конкурентні переваги порівняно з тими технологіями, що базуються на використанні викопних палив. У першу чергу, це заміна природного газу ресурсами біологічного походження (біомаса деревна, біомаса сільськогосподарська, біогаз та ін.) в системах централізованого та автономного тепlopостачання. В обґрунтованих випадках – із одночасним виробництвом тепла/холоду та електроенергії (когенерація та тригенерація).*

За оцінками⁶, використання біомаси в секторі централізованого тепlopостачання та бюджетній сфері може забезпечити скорочення споживання природного газу на 1,2 млрд. куб. м/рік та виробництво до

⁶ Сучасний стан та перспективи розвитку біоенергетики в Україні. – Аналітична записка БАУ №9.

1,2 млрд. кВт*год. електроенергії до 2020р. Обсяг необхідних інвестицій близько 15 млрд. грн.

2. Розробити та запровадити механізми стимулювання використання ВДЕ приватними домогосподарствами (фізичними особами). Насамперед, такі механізми мають бути націлені на заміщення природного газу, який використовується для опалення, гарячого водопостачання (ГВП) та електропостачання в приватних будинках. До найбільш перспективних ВДЕ в цьому секторі слід віднести тверду біомасу (спалювання в опалювальних котлах), енергію довкілля (аеротермальна, геотермальна та гідротермальна, використання теплових помп) та енергію сонячного випромінювання (використання сонячних колекторів та фотоелектричних перетворювачів). Основними механізмами стимулювання розвитку ВДЕ в цьому секторі мають стати грошово-кредитні інструменти (безвідсоткові позики, цільове пільгове кредитування, компенсація частини витрат, часткове або повне покриття банківських відсотків за цільовими кредитами комерційних банків та ін.) та податкові пільги.
3. Переглянути чинне законодавство в частині встановлення ефективної ставки «зеленого тарифу» для нових об'єктів, що використовують ВДЕ, яка б забезпечувала інвесторам нормовану ставку рентабельності, унеможлиблювала отримання надприбутків та невиправдане збільшення фінансового навантаження на споживачів.

Базовий алгоритм руху та законодавче забезпечення

Досягнення цілей пропонується здійснити в наступному порядку (з відповідним внесенням змін до нормативно-правових актів, як визначено нижче):

- розробка, затвердження та доведення до всіх споживачів плану поетапної відмови від прямого та перехресного субсидування цін/тарифів на всі первинні (в першу чергу, природний газ) та вторинні (електроенергія) види енергії з їх поетапним приведенням до економічно обґрунтованого рівня для всіх категорій споживачів (план «Справедливі ціни на енергію»);
- запровадження пом'якшуючих заходів до плану «Справедливі ціни на енергію», спрямованих на заохочення використання ВДЕ через грошово-кредитні інструменти, податкові пільги та дотримання стандартів, які доповнюють пом'якшуючі заходи, націлені на заохочення зменшення споживання енергії;
- внесення змін до нормативно-правових актів, що регулюють встановлення «зеленого тарифу» для нових об'єктів, що використовують ВДЕ;

- розробка та затвердження плану поетапної відмови від прямого та перехресного субсидування цін на всі первинні та вторинні види енергії із приведенням їх до економічно обґрунтованого рівня;
- доопрацювання та затвердження Національного плану дій з відновлюваної енергетики на період до 2020 року (на виконання вимог Директиви 2009/28/ЕС);
- розробка Плану заходів із реалізації Національного плану дій з відновлюваної енергетики на період до 2020р.;
- розробка та затвердження Плану заходів з нормативно-правового забезпечення реалізації державної політики розвитку використання ВДЕ.

5.2. Гарантування енергетичної незалежності

Мінімізація імпорту газу завдяки розвитку власної ресурсної бази, а саме:

- нарощування обсягів пошуково-розвідувального буріння, передусім, глибокого буріння у Дніпровсько-Донецькій западині;
- збільшення експлуатаційного буріння на родовищах, що розробляються;
- застосування методів інтенсифікації видобутку на наявних родовищах;
- будівництво дотискуючих компресорних станцій на родовищах з наявними залишковими ресурсами;
- розробка мілководного шельфу Чорного моря (Одеське та Безіменне родовища).

Створення стратегічного резерву:

- нафти і нафтопродуктів за 90-денним стандартом і змішаною системою управління;
- природного газу на базі українських ПСГ;
- ядерного палива з урахуванням питань безпеки та можливостей диверсифікації його постачання;
- вугілля з урахуванням потреб теплової генерації та можливостей видобутку і зберігання у період зовнішньої агресії.

Диверсифікація поставок:

- збільшення реверсних поставок з ЄС;
- ініціювання й активна участь України у створенні Східно-Європейського газового хабу;
- будівництво власного терміналу СПГ та/або налагодження постачання СПГ з найближчих існуючих терміналів або терміналів СПГ, що знаходяться на завершальній стадії будівництва (Клайпеда, Литва; Свіноуйсце, Польща);
- експортні поставки вугілля (до часу відновлення роботи шахт на Донбасі).

5.3. Оптимізація балансу споживання природного газу

Баланс споживання природного газу має бути змінений упродовж п'ятирічного періоду через системні заходи скорочення газоспоживання у промисловому сегменті, ТКЕ та в сегменті домогосподарств.

Обсяги споживання природного газу в Україні

Категорія споживачів	Обсяги споживання, млн. куб. м.			
	2010 (факт)	2011 (факт)	2012 (факт)	2020 (прогноз)
Населення	17 344,4	17 264,0	17 071,0	13500,0
Промисловість	15 974,1	15 212,2	23 629,0	17200,0
ТКЕ	11 785,0	10 627,9	8 150,0	5500,0
Бюджетні установи	927,1	909,8	930,0	800,0
Усього	46 030,6	44 013,9	49 780,0	37000,0

Головний акцент має бути зроблено на скороченні промислового споживання газу шляхом оптимізації та модернізації газоємних виробництв хімічної і металургійної галузей, підвищенні енергоефективності споживання газу домогосподарствами, частковому заміщенні газу електроенергією.

5.4. Алгоритми виконання

Законодавче забезпечення

Базовим напрямком є напрацювання проектів законодавчих актів, спрямованих на імплементацію в Україні директив та регламентів ЄС відповідно до членства України в Договорі Енергетичного Співтовариства.

З огляду на це, пріоритетним є розробка:

- проекту змін до чинного Закону України «Про засади функціонування ринку природного газу» з приведенням його у відповідність до вимог 2-го та 3-го енергопакетів ЄС;
- проекту Закону України «Про Національний регулюючий орган, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики» відповідно до вимог Договору про заснування Енергетичного Співтовариства та кращих практик ЄС;

-
- проекту Мережевого кодексу (газ) та Кодексу мереж (електроенергетика) згідно відповідних Мережевих Єврокодів ЄС;
 - нормативно-правові акти для впровадження ринку електричної енергії України;
 - проекту змін до Кодексу про надра щодо прозорості видобувних галузей;
 - розробка та прийняття закону про захист енергетичних споруд та об'єктів;
 - розробка та прийняття закону про стратегічний резерв палива;
 - правові акти для вдосконалення Мережевих Єврокодів ЄС на газ та електроенергію (як тільки вони будуть прийняті в ЄС).

Газовий сектор

Приведення у відповідність з 2-м та 3-м енергопакетами ЄС чинного Закону України «Про засади функціонування ринку природного газу» та нормативно-правової бази:

- реорганізація НАК «Нафтогаз України» з виокремленням у самостійне підприємство ГТС разом з ПСГ і подальшим створенням «Магістральних газопроводів України» та «Підземних сховищ газу України» на його базі. Зазначені суб'єкти господарювання мають бути створені Кабінетом Міністрів України згідно Закону України від 14 серпня 2014р. №1645-VII «Про внесення змін до деяких законів України щодо реформування Єдиною газотранспортною системою України» з метою залучення інвестицій для модернізації ГТС України, включаючи підземні газосховища: оператора Єдиної газотранспортної системи України; оператора підземного сховища газу з часткою держави Україна не менше 51 % у статутному капіталу кожного з них з метою залучення інвестицій компаній ЄС та США. Передбачити приватизацію до 49 % акцій у статутних фондах названих компаній- операторів на конкурсних засадах.
- трансформація НАК «Нафтогаз України» з компанії, що поєднує комерційну діяльність з функціями державного управління у холдингову структуру з обмеженням функцій до рівня організаційних повноважень із проведення зборів акціонерів і підготовки річних звітів; перенесення виконання усіх комерційних і виробничих завдань на рівень дочірніх підприємств;
- скорочення податкового навантаження на газовидобувні підприємства шляхом оптимізації ставок рентних платежів, що повинні визначатися об'єктивним чином на базі розробленої методики з використанням міжнародного досвіду;

-
- перехід до ринкової ціни на газ для усіх споживачів з виконанням положень Соціального меморандуму Енергетичного Співтовариства про захист соціально вразливих споживачів;
 - модернізація ГТС України та системи ПСГ;
 - впровадження механізмів прозорості на всіх етапах діяльності галузі, починаючи з видобування газу до постачання його споживачам газорозподільними мережами.

Ядерно-енергетичний комплекс

До 2020р. частка виробництва електроенергії на АЕС має бути на рівні 47-50% від загального виробництва електричної енергії. Також прогнозується зростання коефіцієнту використання встановленої потужності енергоблоків АЕС до 76-78%. Створення регульовального діапазону для реакторів ВВЕР-440, що збільшить щодобові додаткові потужності регулювання на 80 МВт у робочі дні та на 400 МВт в неробочі дні.

Для забезпечення стабільності функціонування та розвитку ядерного енергетичного комплексу необхідно:

- збільшити частку АЕС в енергобалансі шляхом розширення пропускної спроможності ліній електропередачі для видачі потужності АЕС і реконструкції відкритих розподільчих споруд 750кВ РАЕС, ХАЕС та ЗАЕС.
- відновити передбачений Законом України «Про впорядкування питань, пов'язаних із забезпеченням ядерної безпеки» механізм акумулювання коштів фінансового резерву для підготовки до майбутнього зняття з експлуатації атомних енергоблоків;
- заборонити на законодавчому рівні використання коштів фінансового резерву не за цільовим призначенням центральним органом виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері казначейського обслуговування бюджетних коштів (для запобігання використанню коштів іншими ніж експлуатуюча організація юридичними особами);
- продовжити терміни виконання Комплексної (зведеної) програми підвищення рівня безпеки енергоблоків АЕС на період з 2017-2022рр.;
- визначити перспективність корпоратизації ДП «НАЕК «Енергоатом» за збереження контрольного пакету акцій у державній власності.

6. ТРАНСФОРМАЦІЯ ЕНЕРГЕТИЧНИХ РИНКІВ

Забезпечення швидкого реформування та ефективного функціонування конкурентних і прозорих ринків електроенергії, тепла, газу, нафти та

нафтопродуктів, біопалива, вугілля з урахуванням несприятливих чинників (у т.ч. зовнішньої агресії) має бути завданням постійної уваги для державних інституцій. Тарифи на енергетичні ресурси, зокрема на природний газ і електроенергію, необхідно привести до ринкового рівня для всіх категорій споживачів, включаючи населення. Для найменш захищених категорій населення запровадити фінансовий механізм надання субсидій для часткової компенсації коштів на оплату комунальних платежів. Передбачити повний перехід тарифів на енергоресурси до ринкового рівня до початку 2017р. Запровадження справедливих тарифів на енергетичні ресурси стане важливим інструментом для підвищення енергоефективності суспільства в цілому та забезпечить окупність економічно обґрунтованих операційних затрат вітчизняних виробників та постачальників енергетичних ресурсів.

6.1. Реформа газового сектору

Створення газового ринку та регуляторного середовища

Реформа газового сектору має на меті створення ефективно функціонуючого газового ринку та регуляторного середовища України сумісного з газовим ринком і регуляторним простором ЄС. Цілями реформи є:

- *створення конкурентного ринку в інтересах споживачів;*
- *зменшення питомих показників споживання газу до рівня країн Центрально-Східної Європи;*
- *збільшення національного газовидобутку як з традиційних, так і – в перспективі – нетрадиційних джерел;*
- *інтеграція національної газотранспортної інфраструктури з європейською;*
- *трансформація моноорієнтованого (Схід-Захід) транзитного потенціалу ГТС у поліорієнтований гнучкий потенціал безпеки постачань;*
- *досягнення високого рівня прозорості діяльності газовидобувних, газотранспортних та газорозподільних підприємств.*

Досягнення цілей потребує:

- *повної імплементації 2-го та 3-го енергопакетів ЄС у відповідності з членством України у Договорі про заснування Енергетичного Співтовариства, включаючи інституційні аспекти та незалежність національного регулятора;*
- *реалізації комплексу заходів з газозаміщення та газозаощадження;*

-
- *цінової реформи та інвестицій у вітчизняний газовидобуток;*
 - *впровадження стимулюючого податкового законодавства;*
 - *реорганізації НАК «Нафтогаз України» та її дочірніх компаній відповідно до кращих практик ЄС;*
 - *оптимізації та модернізації ГТС України;*
 - *впровадження стандартів ЕІТІ.*

Третіми сторонами ставиться за мету реалізація проектів створення безтранзитних газотранспортних систем. Наслідком цього може стати нівелювання транзитної функції ГТС України в постачанні газу до ЄС.

Україна має можливість:

- *організаційно трансформувати ГТС відповідно до принципу розділення бізнесу (unbundling);*
- *змінити схему приймання-передачі транзитних обсягів газу із західного на східний кордон України за сприяння Європейської Комісії;*
- *знецінити роль основного постачальника газу за принципом «нуль транзиту – нуль закупок»;*
- *оптимізувати потужності ГТС у відповідності з прогнозованим зменшенням обсягів попиту на її послуги з боку тих європейських споживачів, що беруть участь чи підтримують необхідні проекти, не чекаючи їх повної реалізації.*

Газовий сектор. Базові завдання.

короткострокові (протягом 2015-2016рр.):

- проведення незалежного аудиту сектору видобутку вуглеводнів (міжнародний аудит запасів і ресурсів, прозора публічна інвентаризація усіх видобувних свердловин з оприлюдненням їх власників, даних по свердловинах, їх дебетів на спеціальному on-line ресурсі урядового порталу);
- перегляд ліцензійної політики у сфері пошуку та освоєння вуглеводневих родовищ щодо створення прозорих умов конкуренції, зменшення бюрократичних бар'єрів під час отримання ліценцій та забезпечення належного державного контролю за використанням інвесторами ліцензійних ділянок;
- встановлення тотального обліку та контролю руху і використання газу за принципом «від свердловини до пальника»;
- припинення незаконного та необлікованого видобутку енергетичних ресурсів;

-
- кардинальний перегляд контрактних відносин з РФ через переговорний процес у тристоронньому форматі ЄК – Україна – РФ;
 - залучення, на конкурсній основі, незалежних європейських фахівців в якості радників менеджменту державних енергетичних компаній;
 - реальне унезалежнення енергетичного регулятора та антимонопольного відомства відповідно до законодавства та кращих практик ЄС з посиленням повноважень і можливостей регулюючого органу шляхом надання повної фінансової автономії та компетенції стосовно тарифів;
 - реформа нафтогазового сектору з виокремленням інфраструктурних підприємств у самостійні суб'єкти зі збереженням контролю та керованості ними з боку держави;
 - встановлення газовимірювальних станцій на кордоні з РФ з метою перенесення на них пунктів здачі-приймання газу на кордон з РФ;
 - опрацювання питання та прийняття рішення щодо доцільності залучення Floating Storage Regasification Unit – FSRU (плавуча установка зі зберігання та регазифікації природного газу) для постачання СПГ в Україну з чорноморського напрямку та будівництва газопроводу підключення від FSRU до ГТС України;
 - ініціювання створення багатостороннього Механізму раннього попередження газових криз через запровадження режиму прозорості руху транскордонних газових потоків (інструментальний контроль фізичних параметрів);
 - впровадження стандартів ЕІТІ через механізми ліцензування;
 - встановлення ринкових цін на газ для всіх споживачів у супроводі з визначенням соціально вразливих споживачів відповідно до рекомендацій Енергетичного Співтовариства і перехід прийняття рішень щодо застосування в тому чи іншому випадку системи захисного фінансування вразливих категорій споживачів від посадовця до порядку адресного використання коштів державного бюджету.

середньострокові (до 2018р.):

- завершення імплементації енергопакетів ЄС у контексті зобов'язань по Договору про заснування Енергетичного Співтовариства;
- повернення (у разі виникнення сприятливих зовнішньополітичних обставин) контролю держави над шельфовими активами в Чорному морі;
- модернізація ГТС України у співпраці з ЄС;
- перехід на європейську систему обліку газу за його якісними показниками (тепловим еквівалентом);

-
- створення конкурентного середовища на внутрішніх енергетичних ринках, відкриття їх для європейських компаній;
 - будівництво інтерконектора Польща – Україна для розширення можливостей отримання газу з використанням реверсної схеми (у т.ч. й з терміналу у Свіноуйсце на Балтійському узбережжі Польщі);
 - інтеграція групи західноукраїнських ПСГ у систему безпеки постачань країн Вишеградської групи та ЄС у цілому.

довгострокові (до 2020р. та надалі):

- реалізація програм газозаміщення там, де це є економічно виправданим і технічно можливим на основі використання біоенергетичних продуктів, вугілля (водо-вугільна суміш), виробництва синтез-газу;
- продовження залучення провідних світових компаній для розробки Чорноморського шельфу та розробки покладів природного газу з нетрадиційних джерел;
- створення Стратегічного газового резерву енергетичної солідарності на базі ПСГ в Україні;
- створення Східно-Європейського газового хабу або приєднання до існуючого ліквідного газового хабу;
- створення інфраструктурних можливостей з імпорту СПГ через кооперацію з третіми країнами;
- кооперація з Польщею та Норвегією щодо перспективних проектів диверсифікації постачань газу до Центрально-Східної Європи;
- адаптація потужностей ГТС в рамках програми ЄС з декарбонізації.

Поширення європейського енергетичного законодавства на українське через механізм Договору про заснування Енергетичного Співтовариства здатне суттєво зменшити уразливість України до постійних намагань Росії політизувати міждержавні відносини у сфері енергетики, а долучення до загальноєвропейського ринку – зменшити непрозорість внутрішнього, насамперед, газового ринку.

6.2. Реформа електроенергетики

Нова модель ринку

Базовою електрогенерацією залишиться атомна. Будівництво заводу з виробництва ядерного палива із залучення іноземних компаній зі США та ЄС є важливим для забезпечення паливної незалежності української атомної

енергетики.

У новій моделі ринку електричної енергії необхідно забезпечити своєчасну та повну оплату виробленої електроенергії АЕС. Під час проектування реформи ринку враховувати «місце» атомної генерації, що працює переважно в «базовій» частини графіка навантаження. Крім цього, необхідно мінімізувати вплив дотаційних механізмів на обсяги доходів від продажу електричної енергії НАЕК «Енергоатом».

Під час переходу на нову модель ринку електроенергії необхідно розробити та сформувати наступні механізми: ринок, потужності, нове регуляторне середовище, спеціалізовані фонди, що забезпечать гарантоване акумулювання необхідних коштів для надійної роботи АЕС у нових умовах роботи на лібералізованому ринку.

Створення прозорого лібералізованого ринку палива дозволить підтримувати модернізацію теплової генерації із поступовим переведенням її роботи на більш сучасні технології.

Виконання цих завдань потребує:

- удосконалювання механізмів фінансування поводження з радіоактивними відходами;
- перегляду Загальнодержавної цільової екологічної програми поводження з радіоактивними відходами щодо створення повного циклу переробки радіоактивних відходів з моменту їх створення до моменту захоронення;
- забезпечення фінансування створення об'єктів мережі поводження з радіоактивними відходами за рахунок Фонду поводження з радіоактивними відходами та коштів експлуатуючої організації;
- прийняття нормативно-правових актів, що забезпечать роботу механізмів нового ринку електроенергії, включаючи відокремлення діяльності з передачі, транспортування та постачання електричної енергії.

Сектор електроенергетики. Базові завдання

короткострокові (2015-2016 рр.)

- внесення змін до Закону України «Про засади функціонування ринку електричної енергії України» з метою усунення механізмів субсидування за рахунок доходів АЕС і ГЕС та прийняти рішення щодо реструктуризації ДП «НЕК «Укренерго»;
- подовження терміну експлуатації енергоблоків №2 Южно-Української АЕС та №№ 1 та 2 Запорізької АЕС;
- завершення програми дослідно-промислової експлуатації ядерного палива (тепловиділяючих збірок) у відповідності до Виконавчої угоди між Урядом

України та Урядом Сполучених Штатів Америки щодо реалізації Проекту кваліфікації ядерного палива для України від 05.06.2000р. та контракту між ДП «НАЕК «Енергоатом» та компанією «Westinghouse»;

- незалежний аудит ядерного сектору (прозора публічна процедура встановлення тарифів, публікація інформації про проведені тендери, виконання робіт);
- прийняття закону про відокремлення діяльності з передачі, транспортування та постачання електричної енергії;
- перехід до ринкових цін на електроенергію для всіх споживачів у супроводі з визначенням соціально вразливих споживачів відповідно до рекомендацій Енергетичного Співтовариства і перехід прийняття рішень щодо застосування в тому чи іншому випадку системи захисного фінансування вразливих категорій споживачів від посадовця до порядку адресного використання коштів державного бюджету.

середньострокові (до 2018р.):

- подовження терміну експлуатації енергоблоків №3 ЗАЕС та №3 РАЕС;
- постачання та промислова експлуатація ядерного палива компанії «Westinghouse» для щорічного перевантаження 3-х енергоблоків ВВЕР-1000 (тобто 15 партій палива);
- створення необхідного правового забезпечення ринку електроенергії та розвитку конкурентного середовища ринку, включаючи необхідну інфраструктуру задля досягнення повної функціональності (принаймні на ринку, заснованому на двосторонніх договорах, балансуєчому ринку, ринку «на добу наперед» і в секторі допоміжних послуг енергоринку);
- розроблення та прийняття підзаконних актів, необхідних для функціонування конкурентних торгових майданчиків і відповідних допоміжних потужностей (для моніторингу, клірингових розрахунків, забезпечення прозорості функціонування енергоринку тощо);
- реструктуризація ДП «НЕК «Укренерго» та перерозподіл функцій у відповідності до обраної моделі реструктуризації разом з необхідними коригуванням законів згідно вимог сертифікаційної процедури Секретаріату Енергетичного Співтовариства;
- завершення тарифної реформи, спрямованої на встановленні регульованих цін, які б відшкодовували затрати і забезпечували стабільність механізмів підтримки;
- реструктуризація секторів розподілу і постачання електроенергії до рівня, необхідного для вступу на ринок нових (незалежних) постачальників електроенергії для всіх категорій кінцевих споживачів на всіх рівнях;

- розроблення і застосування правил перемикання і механізмів підтримки/захисту в постачанні електроенергії (наприклад, застосування механізмів «Універсального постачальника» або «Гарантованого постачальника - Постачальника останньої надії»);
- інтеграція енергетичної системи України з енергосистемою Молдови, включаючи розташування транскордонних потужностей, які б забезпечували функціонування ринку «на добу наперед», поєднаного і балансуєчого ринку.

довгострокові (до 2020р. та надалі):

- продовження терміну експлуатації енергоблоків: №1 ХАЕС з 2018р., №3 ЮАЕС з другої половини 2019р., №4 ЗАЕС з 2018р., №5 ЗАЕС з другої половини 2019р., №6 ЗАЕС з другої половини 2026р., ХАЕС №2, РАЕС №4 після 2030р.;
- спорудження енергоблоків на неросійській технологічній базі на майданчиках діючих АЕС (ЮАЕС, ЗАЕС) і нових майданчиках, а також відмову від використання існуючих конструкцій на ХАЕС для добудови 3 і 4 енергоблоків у зв'язку з наслідками аварії на АЕС «Фукусіма»;
- завершення формування конкурентного ринку на всіх рівнях та створення платформи для моніторингу ринку;
- завершення процесу синхронізації з ENTSO-E.

Алгоритм руху та законодавче забезпечення

Приведення у відповідність з 3-м енергопакетом ЄС Закону України «Про засади функціонування ринку електричної енергії України» та нормативно-правової бази →

→ Реорганізація ДП «НЕК «Укренерго» та ДП «Енергоринок»: юридичне розділення компаній за функціональним принципом передачі, розподілу та постачання електричної енергії, створення ринкової інфраструктури →

→ Перехід до ринково обґрунтованих цін на електроенергію для усіх споживачів з виконанням положень Соціального меморандуму Енергетичного Співтовариства про захист соціально вразливих споживачів →

→ Модернізація, збільшення маневрових потужностей генерації та цільова програма переоснащення та створення ефективної когенерації + лібералізація ринку вугілля.

Базою є напрацювання проектів законодавчих актів, спрямованих на імплементацію в Україні директив і регламентів ЄС відповідно до членства

України у Договорі про заснування Енергетичного Співтовариства. З огляду на це, пріоритетним є розробка:

- проекту змін до Закону України «Про засади функціонування ринку електричної енергії України» з приведенням його у відповідність до вимог 3-го енергопакета ЄС;
- проекту Закону України «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики та комунальних послуг» відповідно до вимог Договору про заснування Енергетичного Співтовариства та кращих практик ЄС;
- проекту нового закону про когенерацію з врахуванням вимог ЄС, Кодексу мереж, Правил ринку та інших нормативно-правових актів ринку електроенергії;
- удосконалення законодавчої бази шляхом внесення змін до Господарського Кодексу України, законів України «Про здійснення державних закупівель», «Про товарну біржу», «Про дозвільну систему у сфері господарської діяльності» та інших з метою лібералізації ринку вугілля, перегляду субсидування відповідно до вимог СОТ.

Шляхи виконання завдань:

- під час переходу на нову модель ринку електроенергії необхідно розробити інвестиційні механізми (ринок потужностей, регульовані договори, спеціалізовані фонди), що забезпечить гарантоване акумулювання необхідних коштів у нових умовах роботи;
- розглянути питання залучення приватного капіталу для нових об'єктів ГЕС, ГАЕС і АЕС шляхом створення механізмів приватно-державного партнерства, спільної власності тощо;
- прийняти європейські норми підтримки розподіленої ефективної ко- та тригенерації (Директива 2004/8/ЄС).

6.3. Реформа теплоенергетики та вугільного сектору

Створення ефективного ринку та демонополізація

Реформа електроенергетичного та вугільного секторів має на меті створення ефективного ринку та позбавлення монополізації і зменшення субсидування вугільного сектору. Електроенергетичний ринок України має інтегруватися з європейським, а вугільний сектор стати реально ринковим. Цілями реформи є:

- *забезпечення безпеки постачання електроенергії та вугілля;*
- *закриття нерентабельних та зруйнованих шахт;*
- *інтеграція з ENTSO-E;*

-
- лібералізація енергетичного ринку;
 - надання споживачу реальних прав на обрання постачальників за найбільш привабливих умов надійного постачання та цін.

Досягнення цілей потребує:

- повної імплементації 2-го та 3-го енергопакетів ЄС у відповідності з членством України у Договорі про заснування Енергетичного Співтовариства;
- проведення аудиту всього доступного шахтного фонду;
- реалізації комплексу заходів із впровадження ринкових механізмів;
- мінімізації перехресного субсидування;
- реорганізації ДП «НЕК «Укренерго», ДП «Енергоринок», створення ринкових інститутів для організації ринку електроенергії та вугілля, розділ функцій передачі, розподілу та постачання електричної енергії у відповідності з кращими практиками ЄС;
- модернізації електростанцій, мереж, впровадження нових технологій видобутку вугілля, закриття нерентабельних шахт;
- підтримка розвитку ефективної розподіленої ко- і тригенерації з використанням місцевого палива та ВДЕ.

Базові завдання

короткострокові (на 2015-2016 рр.):

- створення механізмів для заміни основного та допоміжного обладнання ТЕС;
- прийняття програми реабілітації ТЕЦ та будівництва ефективної ко- і тригенерації;
- розробка Національної програми теплозабезпечення;
- продовження реконструкції та реабілітації обладнання ГЕС;
- удосконалення систем державного захисту та контролю за станом гідротехнічних споруд і захисту ГЕС від можливих непередбачуваних ситуацій;
- створення умов для розвитку малої гідроенергетики;
- впровадження механізму стимулюючого регулювання для передавальних і розподільчих компаній з 2015р.;
- будівництво нових ліній електропередачі 750 кВ для видачі потужності з АЕС;
- аудит ДП «Вугілля України» з оприлюдненням результатів його господарчої діяльності;

-
- незалежний міжнародний аудит реального фізичного стану шахт, розташованих на території Донецької та Луганської областей;
 - програма закриття нерентабельних шахт із врахуванням соціальних наслідків у регіоні;
 - підготовка до переходу на скорочення субсидування вугільної промисловості та створення ринку вугілля.

середньострокові (до 2018р.):

- реалізація плану інтеграції з ENTSO-E;
- організація роботи повномасштабного ринку електричної енергії;
- скорочення перехресного субсидування в електроенергетиці не менш ніж на 70%;
- перехід на систему субсидій у вугільній промисловості відповідно до правил COT та ЄС.

довгострокові (до 2020р. та надалі):

- нарощування потенціалу експорту електричної енергії на ринки ЄС;
- початок будівництва нових блоків на АЕС;
- збільшення потужностей гідроенергетичної генерації та маневрових можливостей ОЕС України на 10-15%.

Удосконалення законодавства, що регулює діяльність сектору електроенергетики з урахуванням вимог *acquis communautaire*

Пріоритетним напрямом є прийняття нормативно-правових актів, спрямованих на імплементацію в Україні директив і регламентів ЄС відповідно до взятих Україною зобов'язань згідно з Протоколом про приєднання України до Договору про заснування Енергетичного Співтовариства, рішень Ради Міністрів Енергетичного Співтовариства, а також вимог Угоди про асоціацію між Україною та ЄС, зокрема:

- внести зміни до Закону «Про електроенергетику» в частині принципів встановлення «зеленого тарифу» для нових об'єктів із використанням ВДЕ, що забезпечували б інвесторам нормовану ставку рентабельності, унеможлилювали отримання надприбутків та не виправдане збільшення фінансового навантаження на споживачів;
- внести зміни до Закону «Про електроенергетику» в частині термінологічних визначень із приведенням їх у відповідність до директиви 2009/28/ЄС;
- доопрацювати та затвердити Національний план дій з відновлюваної енергетики на період до 2020 року (на виконання вимог директиви 2009/28/ЄС);

-
- внести зміни до нормативно-правових актів щодо ВДЕ з метою приведення їх у відповідність до директиви 2009/28/ЕС;

7. СТВОРЕННЯ ІНВЕСТИЦІЙНОЇ ПРИВАБЛИВОСТІ

Створення сприятливого інвестиційного клімату передбачається забезпечити, насамперед, через формування конкурентних ринків на базі прозорої регуляції за європейськими правилами, інтеграції енергетичної інфраструктури України з енергосистемами країн ЄС, дотримання принципу верховенства права та реалізації механізму державно-приватного партнерства.

Інвестиційна привабливість економіки України і, насамперед, енергетичного сектору залишатиметься низькою, якщо не буде вжито комплекс заходів, спрямованих на запобігання відтоку капіталів та повернення виведених. У зв'язку з цим, доцільно:

- запровадити заходи з деофшоризації енергетики через заборону використання офшорних схем власності та розрахунків енерго- та газорозподільчих компаній (обленерго, облгази);
- повернути фінансові ресурси, що упродовж багатьох років виводилися з енергетичного сектору України та акумульовані на офшорних рахунках через амністію капіталів;
- запровадити прозорий механізм державних закупівель;
- створити сприятливий інвестиційний клімат через механізми державно-приватного партнерства та прозору регуляцію європейського зразка;
- впровадити стимулююче податкове законодавство;
- відмовитись від практики бюджетного сприяння природним монополіям через фінансові інструменти.

Інтеграція енергетичної інфраструктури України в європейський енергетичний простір може здійснюватися через регіональну енергетичну платформу Вишеградської групи (V4). Вишеградська четвірка розширює формат співпраці з сусідами за формулою V4+. Інтеграція з ENTSO-E та ENTSO-G. Як член Енергетичного Співтовариства Україна проводитиме спільну регуляторну політику з країнами ЄС та імплементує *acquis communautaire*.

8. УДОСКОНАЛЕННЯ СИСТЕМИ УПРАВЛІННЯ, РЕГУЛЮВАННЯ ТА КАДРОВОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ

Реформування системи управління енергетикою передбачає суттєве підвищення якості управлінських рішень, перехід від галузевого принципу її

побудови до функціонального, розширене застосування нових комп'ютерних технологій.

Потребує впровадження нова парадигма державного управління та регулювання, згідно якої значно зросте роль національного регулятора, що буде встановлювати та контролювати правила функціонування ринків. Водночас, роль Міненерговугілля має обмежуватися координацією виконання завдань НЕС 2020 та реалізацією галузевих програм, а також формуванням енергетичного балансу і технічної політики в галузі. Надлишкові функції Міненерговугілля, пов'язані з безпосереднім втручанням у роботу окремих суб'єктів та ринків, перерозподілом фінансових й ресурсних потоків необхідно усунути, оскільки вони породжують прояви недобросовісної конкуренції та корупції.

Зміна принципів управління енергетичною галуззю, лібералізація ринків, запровадження загального обліку енергії, поява нових технологій, впровадження принципово нових систем інформації, контролю і регулювання потребують фахівців з відповідною професійною підготовкою. Існуюча вітчизняна система навчання відповідних фахівців є малоприспосованою до сучасних потреб розвитку енергетики України. Без вирішення кадрових питань виконання завдань НЕС 2020 буде значною мірою ускладнене. Пропонується підготувати програму навчання фахівців з енергетики з урахуванням досвіду підготовки фахівців аналогічного профілю в ЄС, США та Канаді. У програмі передбачити:

- приведення у відповідність до нових потреб навчальні програми та навчальні бази університетів технологічного профілю;
- матеріальне і кадрове забезпечення підготовки викладацького і професорського складу;
- оптимізація кількості студентів для задоволення потреб енергетичної галузі;
- заходи з перекваліфікації фахівців;
- навчання студентів за кордоном і стажування їх у провідних енергетичних компаніях ЄС, США та Канади.

НЕС 2020 потребує не тільки підтримки потенціалу вищої освіти, необхідно також створити дієві структури з проведення науково-технічних досліджень, проектування та консультативного сервісу. Пріоритетні галузі наукових досліджень, де потрібні підтримка та зобов'язання Уряду є:

- безпека ядерної енергетики, надійність і довголіття енергетичних установок, конструкторське старіння матеріалів;
- впорядкування, збереження і поховання відпрацьованого ядерного палива та інших радіоактивних матеріалів, поводження з відходами;
- технології використання відновлювальних і місцевих джерел енергії;
- ко- та тригенерація, паливні елементи;
- економія енергії та енергетична ефективність, природоохоронні аспекти енергетики;

-
- енергетична економіка, оптимізація складних систем проектування і управління, оптимізація технологічних процесів та їх контроль, трансформація енергетичних ринків, енергетична безпека;
 - експлуатація обладнання нафтового та газового господарства;
 - захист критичної енергетичної інфраструктури.

Додаток

**До Нової енергетичної стратегії України до 2020 року:
безпека, енергоефективність, конкуренція**

Стан енергетичної галузі України

У Додаток до НЕС 2020 увійшли матеріали загального (довідкового) характеру, які надають можливість більш чіткого уявлення стану енергетичної галузі України. Окремий акцент зроблено на питаннях нафтовидобування та нафтопереробки. У середньостроковій та довгостроковій перспективі ці підгалузі потребують розвитку і повного переобладнання з врахуванням нових технологій.

1. Нафтовидобування та нафтопереробка

Стан нафтовидобувної галузі України

Україна є однією з найстаріших нафтовидобувних держав світу. Від початку промислової експлуатації вітчизняних родовищ в Україні видобуто близько 375 млн. т нафти з газовим конденсатом (за останні 20 років – близько 85 млн. т). Сумарні ресурси нафти та газового конденсату складають 1 041 млн. т (табл. 1).

Таблиця 1

Ресурсна база нафти та газового конденсату в Україні, млн. т*

	Запаси	Ресурси
Нафта	137	705
Газоконденсат	69	336
Всього	206	1 041

*Дані НАК «Нафтогаз України»

В Україні відомі три нафтогазоносні регіони (Східний, Західний і Південний), вуглеводневі ресурси яких розвідано на 41% (у т.ч. нафти – на 33%). *Східний регіон* містить близько 61% запасів нафти України. На його території відкрито 205 родовищ вуглеводнів, 180 з яких внесено до державного балансу. Експлуатують Лесяківське, Гнідинцівське, Глинсько-Розбишевське, Бугроватівське, Качанівське, а також Прилуцьке, Охтирське, Радченківське та інші родовища.

Західний регіон розташований переважно на Прикарпатті. Там експлуатують Бориславське, Долинське, а також Битківське, Орів-Улічнянське, Блажівське, Ріпнянське та інші родовища. Південний регіон – охоплює Західне й Північне Причорномор'я, Північне Приазов'я, Крим, українські зони Чорного та Азовського морів. На території району виявлено 39 родовищ, зокрема десять нафтових.

У Східному регіоні, більшість родовищ якого відкрито після Другої світової війни, видобувають близько 75% української нафти, у Західному – дещо більше 20%. Частина, що залишилася, забезпечує Південний регіон. Нафтові ресурси у кожному регіоні мають свої відмінності за фізико-хімічними властивостями (табл.2).

Таблиця 2

Порівняльна характеристика українських нафтових ресурсів

Вид сировини	Густина, кг/м ³	Масова частка, %		Потенціальна масова частка світлих нафтопродуктів, %		
		парафіну	сірки	бензин	дизпаливо	сума
Нафта						
східноукраїнська	825-892	0,01-5,4	0,03-0,79	9-34	26-39	34-69
західноукраїнська	818-856	6-11	0,23-0,79	21-30	26-32	51-63
Газовий конденсат						
полтавський	732-760	0,04-0,17	0,03-0,10	51-54	40-44	94-95
харківський	726	1,0	0,078	85	10	95
чорноморський	756	1,0	0,036	49-50	25-30	75-80

*Узагальнення за даними Міненерговугілля України

Нафтовидобувна промисловість України представлена ПАТ «Укрнафта», 50% + 1 акція якої належать НАК «Нафтогаз України». На цю компанію, що є монополістом на ринку, припадає близько 85% видобутої в Україні нафти (понад 70% нафти з газовим конденсатом).

На державному балансі перебуває 296 родовищ, у т.ч. 67 нафтових, 10 газонафтових і нафтогазових, 51 нафтогазоконденсатне, 70 газових і 98 газоконденсатних, розвідані запаси яких (категорій А + В + С₁) становлять 3,42 млрд. т у.п. (табл. 3). У промисловій експлуатації перебувають 236 родовищ. Підприємства НАК «Нафтогаз України» мають поточні розвідані запаси в обсязі 924 млрд. куб. м природного газу і 155 млн. т нафти з газовим конденсатом. При цьому у 2007р. НАК «Нафтогаз України» мала 184 ліцензії на промислове розроблення родовищ нафти і газу та 158 – на геологічне вивчення та дослідно-промислове розроблення надр.

Характеристика нафти найбільших українських родовищ*

Родовище	Розташування	Глибина залягання нафти, км	Рік початку промислової експлуатації	Початкові видобувні запаси А+В+С ₁ , млн. т	Густина нафти, кг/м ³	Масова частка сірки, %
Східний нафтогазоносний регіон						
Лесяківське	Чернігівська	1,76	1964	52,4	815	0,23-0,27
Гнідинцівське	Чернігівська	1,78	1959	38,0	803-827	0,32-0,54
Глинсько-Розбишевське	Сумська, Полтавська	3,70	1959	25,3	838-872	0,21-0,66
Бугроватівське	Сумська	3,58	1976	20,9	840-868	0,8-1,0
Качанівське	Сумська	1,47	1960	16,8	811-868	0,2-0,5
Західний нафтогазоносний регіон						
Бориславське	Львівська	...	1881	39,3	837-872	до 0,78
Долинське	Івано-Франківська	1,40	1950	38,3	769-844	0,17-0,32

*Узагальнення за даними ПАТ «Укрнафта»

У період 2007-2013рр. спостерігалися високі темпи падіння видобутку нафти, що пов'язано, насамперед, з недостатніми обсягами інвестицій у геологорозвідку та експлуатаційне буріння (рис. 1).



Рис. 1. Обсяги видобутку нафти та газового конденсату в Україні

Проблеми нафтовидобувної галузі України:

- *суттєве скорочення обсягів пошуково-розвідувальних робіт (з 425 тис. м у 1991р. до 152 у 2010р.) і на 95 тис. м з 2005р. та зменшення обсягів і зниження ефективності експлуатаційного буріння, обсяги якого з 1991р. скоротилися з 343 до 143 тис. м (у 2005-2010рр. – на 108 тис. м). Геологорозвідувальні підприємства НАК «Надра України» не змогли забезпечити нарощування ресурсної бази (приріст запасів зменшився із 43,3 до 6,5 млн. т у. п.). За 20 років відкрито лише одне велике родовище (Суботинське, близько 65 млн. т). Що стосується інших (88% розвіданих), то вони мають незначні запаси й через великі глибини, низькі дебіти й малу кількість бурових свердловин не можуть істотно вплинути на загальні обсяги видобутку. Обсяги розвідувальних робіт, виконаних у 2006-2011рр. за рахунок усіх джерел фінансування, у 5 разів менші за необхідні для стійкого відтворення сировинної бази;*
- *виснаження запасів більшості родовищ, насамперед базових, унаслідок тривалої експлуатації (від 30-40 до 100 і більше років) та списання запасів, наявність яких не була підтверджено під час промислового розроблення. Максимальний рівень видобутку, досягнутий у 1972р. (14,5 млн. т нафти з газовим конденсатом), було забезпечено експлуатацією шести великих родовищ, вичерпаних на 90-98%;*
- *постійне погіршення структури запасів (упродовж багатьох років розроблялися переважно ті з них, доступ до яких був більш легким);*
- *низька надійність сировинної бази. Протягом 20 років у промислове освоєння передавалися нові родовища з запасами найнижчої промислової категорії C₁, надійність прогнозів щодо якої (похибка) може становити 30-50%. З видобутих запасів нафти до цієї категорії належать 71% (близько 105 млн. т);*
- *низький рівень матеріальної бази та брак спеціалістів для проведення геологорозвідувальних робіт на сучасному рівні. Компанії експлуатують переважно імпортне обладнання, тоді як студентів технічних спеціальностей готують на застарілому радянському. Молоді фахівці-геологи є абсолютно не підготовленими для реальної роботи;*
- *немає широкого застосування створених нафтогазовою наукою України новітніх технологій та технічних засобів розвідки й розробки родовищ. Інвестиції в основний капітал на 1 т видобутої нафти в Україну як мінімум є удвічі меншими, ніж у країнах Європи. Для забезпечення стабільної роботи галузі з річним видобутком понад 5 млн. т нафти необхідно від \$0,5 млрд. до \$1,0 млрд. щорічно;*

- *нераціональна державна політика.* По-перше, одноразове вилучення у надрокористувачів великих коштів на аукціонах з надання прав користування надрами фактично скорочує на ту ж суму обсяги інвестицій у геологорозвідку. По-друге, іноді права на найперспективніші площі одержують комерційні структури, які не мають матеріальної бази для видобутку вуглеводнів. По-третє, українські уряди не завжди виконують зобов'язання своїх попередників.

Перспективні напрями інвестицій та інновацій в нафтовидобувній галузі

Сучасний рівень технологій видобутку нафти з нетрадиційних джерел лише наближається до масштабного освоєння, тому в середньостроковій перспективі нетрадиційні вуглеводні не є альтернативою звичайним.

Україна володіє потужним ресурсним потенціалом вуглеводнів, проте його потрібно активно та ефективно використовувати. Якщо, наприклад, збільшити обсяги пошуково-розвідувального буріння до рівня, передбаченого Національною програмою «Нафта і газ України до 2010 року», то до 2030р. можна наростити розвідані запаси до понад ніж 150 млн. т. нафти і газового конденсату. Для цього підприємствам НАК «Нафтогаз України» слід щорічно вводити в пошукове буріння 30 перспективних площ, здійснюючи сейсмічні роботи на 40-45.

Ключовими інноваційними областями, на які орієнтована сучасна нафтовидобувна промисловість, є:

- *«оцифрування» нафтових родовищ (oil field digitizing).* Йдеться про візуалізовану веб-платформу, за допомогою якої компанії можуть вимірювати та відслідковувати всі дані, що надходять з усього родовища.
- *«доступ до раніше недоступного» (Accessing the Previously Inaccessible).* Завдяки новим технологіям інтенсифікації істотно збільшуються обсяги вилучення важкодоступних ресурсів. До таких технологій слід віднести: гідравлічний і газодинамічний (із закачуванням вуглекислого газу) розрив пласта; реагентне, реагентно-гідроімпульсно-віброструмінне, азотно-імпульсне, електрогідравлічне, електричне оброблення свердловин; щілинне розвантаження пласта; об'ємно- і віброхвильовий вплив; зменшення в'язкості нафти;
- *зменшення екологічних наслідків видобутку традиційних вуглеводнів.* Провальні звіти альтернативних енергогенеруючих компаній і падіння *WilderHill Clean Energy Index* до 55% від його початкового значення у

2004р., свідчать, що виробництво і споживання вуглеводнів може виявитися менш шкідливим, аніж спроби зробити альтернативні види палива комерційно вигідними;

- *розробка технологій оптимізації споживання нафти замість збільшення її видобутку.*

Стан нафтопереробної галузі

Загальна проектна потужність шести найбільших НПЗ станом на 2014р. складає близько 52 млн. т /рік, однак реальна – не перевищує 15 млн. т/рік. На сьогодні реально експлуатується лише Кременчуцький НПЗ. Окрім того, виробництвом нафтопродуктів займаються сім газопереробних заводів, з яких найбільшим є Шебелинський ГПЗ. Також існують понад 20 малотоннажних виробництв із переробки нафти і газового конденсату на прямогінний бензин (використовують як сировину для нафтохімії чи як складову товарного бензину), товарні дизельне паливо й мазут (міні-НПЗ). При цьому йдеться лише про підприємства, діяльність яких належним чином сертифікована. Загальна кількість міні-НПЗ становить близько 90 одиниць.

До 2008р. міні-НПЗ закупували щомісяця до 100 тис. т сировини, причому постачання відбувалось як дрібними, так і досить великими партіями (5, 10 тис. т і більше). Окрім того, такі підприємства одержували для переробки до 20-30% загального обсягу видобутку газового конденсату. З урахуванням цього, обсяги сировини, що перероблювалась у 2006-2008рр. на міні-НПЗ, можна було оцінити у 2 млн. т, а обсяг вироблених на них світлих нафтопродуктів – у 1,5 млн. т. на рік. Зазначені обсяги, які становлять 8-10% українського ринку, жодними державними інституціями не враховуються.

Нафтопереробну галузь України не було переорієнтовано на впровадження нових технологій, мінімізацію втрат сировини, досягнення європейських стандартів якості та нарощування експорту нафтопродуктів. Вважалося також, що інвестори забезпечать НПЗ необхідними обсягами сировини, проте й цього не сталося. Україна залишилася другорядним експортним ринком, а вітчизняні заводи одержують нафту за залишковим принципом.

Проблеми нафтопереробної галузі України

Залежність від імпорту та скорочення власного видобутку (у 1991-2014рр. видобуток нафти з газовим конденсатом скоротився з 5,3 до 3,0 млн. т, що становить близько шостої частини потреб внутрішнього ринку). У 2014р. на НПЗ України було перероблено лише 2,6 млн. т сировини, що дозволило забезпечити власними нафтопродуктами внутрішній ринок менше ніж на 15%. Вітчизняна нафтопереробна галузь залежить від

поставок з РФ ще й тому, що НПЗ орієнтовані на переробку «важкої» російської нафти (що є суттєвою перешкодою на шляху диверсифікації). В останні роки поставки російської нафти були мінімальними. Це призвело до призупинення роботи майже усіх НПЗ, за виключенням Кременчуцького, що забезпечується головним чином нафтою з українських родовищ.

Серйозна нестача інвестицій та катастрофічна ситуація з якістю нафтопродуктів, левова частка яких не відповідає європейським стандартам – як через недостатньо жорсткі вимоги до якості палива з боку держави, так і через застарілі технології виробництва.

Останнє пояснюється тим, що спочатку нафтопереробну промисловість України орієнтували, головним чином, на виробництво мазуту. Глибина переробки сировини на перших НПЗ країни не перевищувала 50%. Процеси, що підвищують якість базових компонентів моторного палива, впроваджено лише на трьох з шести НПЗ, а установки ізомеризації, необхідні для виробництва високооктанового бензину з низьким вмістом ароматичних вуглеводнів, – на двох (Одеський і Лисичанський НПЗ) (табл. 2 та табл. 4).

У 2008-2009рр. показники роботи нафтопереробної галузі дещо поліпшилися. Зокрема, збільшилися обсяги виробництва нафтопродуктів, у т.ч. з низькою масовою часткою сірки. Проте ці позитивні зміни були тимчасовими: 2012р. став для галузі найгіршим (рис. 2).

Таблиця 4

Оснащення НПЗ України*

Процес	Лисичанський	Кременчуцький	Херсонський	Одеський	Дрогобицький	Надвірнянський
Первинне перероблення	+	+	+	+	+	+
Каталітичний риформінг	+	+	+	+	+	+
Гідроочищення палива	+	+		+		
Каталітичний крекінг	+	+				
Термічний крекінг					+	+
Вторинна перегонка бензину				+	+	+
Ізомеризація	+			+		
Сповільнене коксування						+
Виробництво бітуму	+	+	+	+	+	
Виробництво МТБЕ	+	+				
Виробництво олів		+				

*Узагальнення за даними підприємств

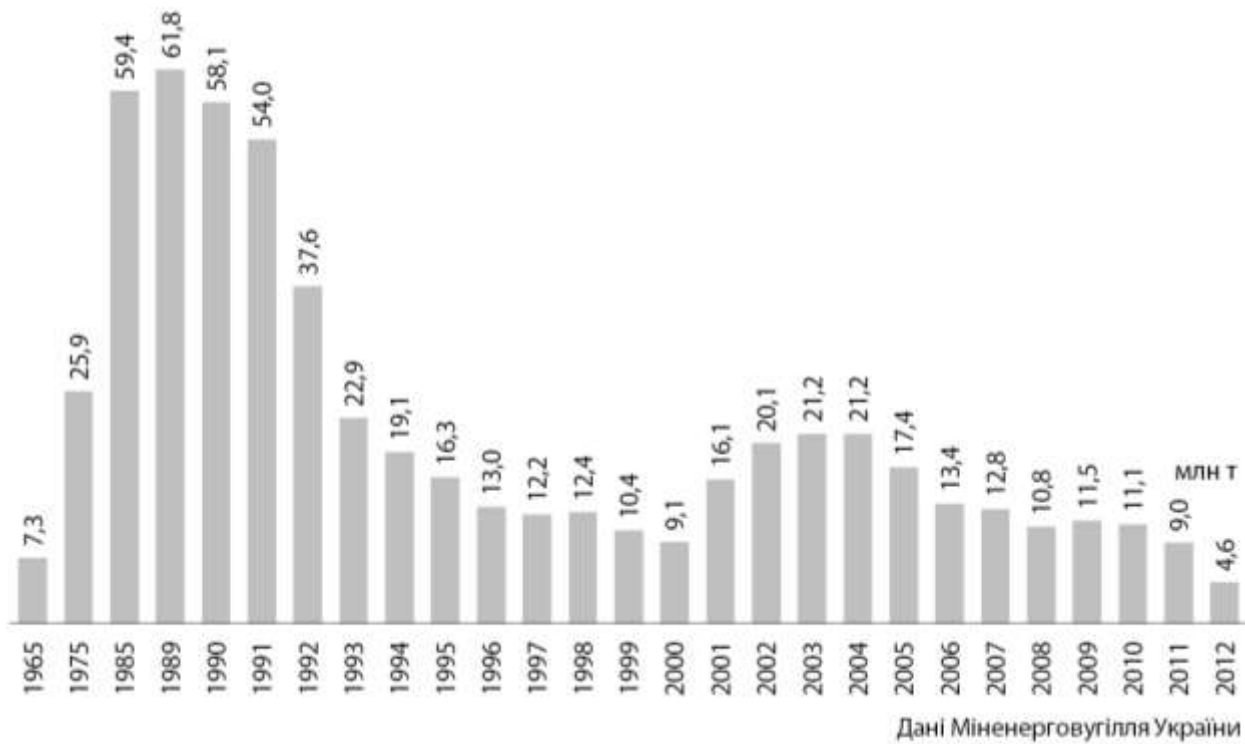


Рис. 2. Первинна переробка нафти в Україні у 1965-2012рр.

Незадовільний технічний стан галузі обумовлює необхідність проведення реконструкції і модернізації нафтопереробних підприємств. Стратегію розвитку слід орієнтувати на поглиблення переробки до 80-85% і випуск палива оптимальної якості, що відповідає технічно, екологічно й економічно обґрунтованим вимогам за мінімальних витрат на його виробництво.

Структурні зміни на споживчому ринку. Скорочення споживання бензинів низькооктанових марок до 5% та зростання попиту на бензин марок А-92 та А-95 до 45%. Дизельне паливо збереже за собою половину ринку світлих нафтопродуктів. Наприклад, у 2009р. його було використано всього на 13% більше, ніж у 2000р. (бензину – на 67% більше), а співвідношення між споживанням дизельного палива й бензину досягло 1,03:1,0 (у 2000р. – 1,7:1,0).

Відсутність державного планування. Єдина програма розвитку нафтопереробної промисловості, розроблена у 1993р., не виконана. З того часу документів стратегічного характеру не було прийнято.

Несприятлива регуляторна, податкова і тарифна політика. Йдеться, насамперед про неприйняття принципу «вища якість – менші податки», незадовільну ситуацію з відшкодуванням ПДВ і необґрунтовані залізничні тарифи на транспортування темних нафтопродуктів.

Непрозорість паливного ринку. Як відомо, одним із завдань держави є проведення ефективної регуляторної політики. Але без достовірної цінової та балансової інформації держава не здатна вчасно та адекватно реагувати на появу кризових тенденцій.

Важкий фінансовий стан галузі. Усі НПЗ в Україні працюють зі збитками чи мінімальним прибутком, не маючи достатніх оборотних коштів для стабільної роботи і власних фінансових джерел для реалізації програм модернізації.

Відсутність у підприємств стимулів до масштабної реконструкції. Виконані роботи полягають у заміні застарілого обладнання для підтримки потужностей у робочому стані. Державний контроль над виконанням власниками їхніх інвестиційних зобов'язань у частині забезпечення виробництва якісного палива не здійснюється. Не застосовуються заохочувальні (податкові, митні) та примусові заходи (штрафи, скасування договорів купівлі-продажу акцій

Перспективні напрямки інвестицій у нафтопереробну галузь

Основними тенденціями розвитку нафтопереробної промисловості у світі є:

- *зростання обсягів переробки важкої нафти та бітумів.* Технологічний виклик полягає в необхідності кваліфікованої та глибокої переробки такої сировини з поєднанням традиційних і принципово нових технологій. Спостерігається тенденція до перенесення окремих процесів підготовки та переробки важкої нафти з НПЗ безпосередньо на родовища, що дозволяє використати весь потенціал діючих НПЗ.
- *гідрокрекінг та гідроочищення* переробки важкої сировини. Прикладами процесів переробки важкої нафти є H-oil, LC-Fining і процеси в сларрі-режимі, які розробляють компанії KBR та Eni;
- *зростання попиту на високоякісні екологічні моторні палива за одночасного скорочення споживання нафтопродуктів в енергетиці та промисловості;*
- *збільшення глибини переробки нафти, що залишається основним пріоритетом розвитку НПЗ.* Сучасні системи гідрокрекінгу дозволяють одержати понад 70% моторних палив на вихідний вакуумний дистилат; при цьому продукти міститимуть мінімальну кількість сірки та інших небажаних компонентів і, зазвичай, не потребуватимуть доочищення;
- *комплексний підхід до переробки нафти та збільшення виходу високотехнологічних продуктів.* Застосування «всеїдних» за сировиною технологій, що дозволяє залучати в переробку побічну продукцію та відходи інших галузей;

- *перетворення вуглеводневих ресурсів у більш цінні або зручні в експлуатації, наприклад, переробка важкої нафти й бітуму, заміна нафти природним газом у виробничих процесах, переробка відходів, зокрема полімерів, у синтетичну нафту та нафтопродукти;*
- *швидкий розвиток нафтохімічного сектору та перехід від «брудних» процесів до технологій, що відповідають принципам «зеленої хімії» та енергозбереження. Запровадження європейського регламенту REACH стимулюватиме перехід компаній на високоефективні екологічні технології.*

2. Стан газової галузі

Станом на 1 січня 2012р. доведені запаси природного газу в Україні, за офіційними даними, склали 1193 млрд. куб. м (категорія C₂+C₃), прогнозні ресурси газу становлять 3491 млрд. куб. м (категорія D₁). Найбільш перспективним є Східний регіон, у якому сконцентровано 43% загального обсягу прогнозних ресурсів природного газу. Понад 50% їх знаходяться на глибині 4000-6000 м. Перспективним регіоном пошуку та освоєння нових родовищ в Україні є шельф Чорного та Азовського морів, де сконцентровано 46% загального обсягу прогнозних ресурсів. Прогнозні обсяги нетрадиційного газу оцінюються: у 1,2 трлн. куб. м сланцевого газу, 8,5 трлн. куб. м газу щільних колекторів та понад 12 трлн. куб. м метану вугільних пластів. Ресурсна база, за умови її ефективного використання, дозволяє не лише забезпечувати упродовж тривалого часу стабільні обсяги видобутку, але й наростити їх у перспективі. Потенційні ресурси традиційного газу в Україні на сьогодні становлять до 6 трлн. куб. м, доведені запаси – 1,1 трлн. куб. м.

Україна є одним з найбільш значних споживачів природного газу в Європі. У 2013р. обсяг споживання газу в Україні склав близько 50,4 млрд. куб. м, що на 8% менше аналогічного показника 2012р. За останнє десятиліття цей показник змінювався залежно від політичної та економічної ситуації в Україні від 76,4 млрд. куб. м у 2005р. до 42,6 млрд. куб. м у 2014р.

Близько половини (27 млрд. куб. м) загального обсягу споживання газу витрачається на задоволення потреб населення та забезпечення системи централізованого тепlopостачання, включаючи бюджетні установи та комунальних споживачів. Понад 2 млрд. куб. м споживає тепло- та електроенергетика країни – вугільні ТЕС (як допоміжне паливо, у т.ч. для «підсвічування» вугілля), ТЕЦ та блок-станції, при цьому газомазутні енергоблоки ТЕС протягом тривалого строку перебувають у резерві та не експлуатуються внаслідок високої ціни на газ.

Галузі промисловості сумарно споживають децю менше 40% загального обсягу споживання природного газу, основними промисловими споживачами природного газу є підприємства металургійної галузі та хімічної промисловості.

Споживання природного газу в Україні забезпечується за рахунок імпорتنних поставок та власного видобутку.

Україна залишається найбільшою у Європі країною-транзитером природного газу – транспортує російський природний газ до 18 країн Європи.

Проектна потужність ГТС України на вході становить 288 млрд. куб. м на рік, на виході з системи – 178,5 млрд. куб. м на рік, у т.ч. у напрямі країн ЄС, інших європейських країн та до Туреччини – 142,1 млрд. куб. м на рік.

У 2013р. транзит природного газу для країн СНД та Європи становив 86,1 млрд. куб. м. Відповідно, наявний потенціал збільшення обсягів транзиту через ГТС України складає близько 50 млрд. куб. м газу на рік. У той же час, з боку РФ спостерігається скорочення транзиту газу через територію України на 27,8% або на 23,9 млрд. куб. м за 2014р. порівняно з 2013р., у першу чергу з політичних причин.

Український комплекс зберігання газу має значний резерв, який вже найближчим часом може бути задіяний для збільшення обсягів зберігання газу зарубіжних компаній. Загальний обсяг ПСГ України дозволяє забезпечити зберігання 31 млрд. куб. м.

Необхідний обсяг газу в ПСГ для забезпечення потреб споживачів України становить до 16 млрд. куб. м. Таким чином, можливість зберігання в ПСГ країни природного газу для європейських компаній оцінюється до 15 млрд. куб. м. Разом з тим, для кожного підземного газосховища доцільно нормативно-правовими актами Уряду України зафіксувати мінімальний обсяг зберігання державного резерву природного газу, а також технологічний мінімально допустимий обсяг газу, нижче якого відбір газу з конкретного ПСГ заборонити.

3. Електроенергетика

Об'єднана енергетична система (ОЕС) України є однією з найбільших енергосистем в Європі, сумарна встановлена потужність електростанцій становить 54,5 ГВт.

Наразі ОЕС України функціонує синхронно з енергосистемами Російської Федерації, Білорусі, Молдови, інших країн СНД та країн Балтії. Західна частина ОЕС України, так званий «острів Бурштинської ТЕС», відокремлена від основної системи та функціонує синхронно з ENTSO-E, що дозволяє здійснювати експорт електричної енергії до країн Європи.

Магістральні електричні мережі України нараховують 23,19 тис. км, з них 4,93 тис. км припадає на мережі з напругою 400-800 кВ, 13,42 тис. км – напругою 330 кВ, 4,14 тис. км – напругою 220 кВ і 0,7 тис. км – напругою 35-110 кВ, а також 136 підстанцій загальною трансформаторною потужністю 78 631,6 МВт.

Розподільчі електричні мережі нараховують близько 1 млн. км повітряних і кабельних ліній електропередачі напругою 0,4-150 кВ і близько 200 тис. трансформаторних підстанцій напругою 6-150 кВ.

Домінуюче положення в секторі виробництва електроенергії за встановленою потужністю та за обсягами виробництва традиційно займають ТЕС та АЕС. АЕС забезпечують близько 48% загального вітчизняного виробництва електричної енергії за рахунок лише 25% загальної встановленої потужності.

Енергогенеруючі компанії, що експлуатують ТЕС, забезпечують близько 40% річного загального виробництва електроенергії і є другим найбільшим виробником електроенергії в Україні. Переважна більшість енергоблоків українських ТЕС, в основному, були введені в експлуатацію у 1960-1975рр.

Станом на 01.01.2014р., 84 енергоблоки ТЕС та ТЕЦ загальною потужністю 20 230 МВт, або 37% загальної встановленої потужності вітчизняних електростанцій відпрацювали більше 200 тис. годин та перевищили межу фізичного зносу, граничного та розрахункового ресурсу роботи. Загалом, 102 енергоблоки відпрацювали розрахунковий ресурс і потребують проведення модернізації або заміни⁷.

В умовах дефіциту регулюючих потужностей в ОЕС України (переважно представлені ГЕС, незначно – ГАЕС, загальна частка яких у балансі потужності становить близько 10%), ТЕС інтенсивно використовуються для регулювання добових коливань навантажень та, відповідно, додатково до забезпечення базового навантаження відіграють важливу роль у регулюванні графіків навантаження.

Прискорення темпів будівництва електростанцій, що використовують ВДЕ, зокрема, ВЕС та СЕС, які працюють виключно в базовому режимі потребують значних обсягів резервування потужностей, що, відповідно, має бути забезпечено маневреними енергогенеруючими потужностями (ГЕС, ГАЕС та ТЕС). Важливо мати на увазі, що існуюча система балансування не розвинена на ринкових принципах і не заснована на чіткому розподілу відповідальності, тому і не забезпечує економічні стимули для точного обліку взаєморозрахунків, скорочення дисбалансів, встановлення і підтримання цін державними заходами (так званої валоризації) на

⁷ Без урахування втрат, які зазнала Слов'янська ТЕС.

енергоринку з метою балансування послуг, що надаються відповідними потужностями.

Упродовж останніх років в Україні зафіксовано зростання споживання електричної енергії із досягненням у 2011р. рівня споживання докризового 2007р. та подальшим незначним коливанням. Так, у 2013р. споживання електричної енергії зменшилося на 2,1%, порівняно з 2012р.

За результатами 2013р. втрати електричної енергії в мережах ОЕС України становили 20,1 млрд. кВт*год., або 10,94% обсягу електроспоживання (брутто).

Рівень втрат електричної енергії в мережах ОЕС України зумовлений значним строком експлуатації, обмеженими обсягами фінансування проектів реконструкції, модернізацією та новим будівництвом магістральних і розподільчих електричних мереж. Станом на 01.01.2013р., 42,2% повітряних ліній електропередачі напругою 220-330 кВ експлуатуються понад 40 років, 64,4% основного устаткування трансформаторних підстанцій відпрацювали свій розрахунковий технічний ресурс. У розподільчих електричних мережах значна кількість об'єктів також відпрацювала свій ресурс: 40,5% електричних мереж і 37,4% трансформаторних підстанцій потребують капітального ремонту, реконструкції або заміни.

Результатами реалізації інвестиційних програм є поступове скорочення нормативних і понаднормативних втрат електричної енергії в мережах. За результатами 2013р., енергопостачальними компаніями на технічний розвиток місцевих електричних мереж та заходи зі зниження та/або недопущення понаднормативних витрат електроенергії спрямовано 3 280 млн. грн., або 87% загальної вартості інвестиційних програм. Слід зазначити, що регульовані ціни на постачання електроенергії все ще знаходяться на порівняно низькому рівні через соціальні фактори і, в результаті, не покривають повністю затрати на утримання та розвиток електромереж, незважаючи навіть на вживані заходи щодо регулювання з боку НКРЕКП. Програми підтримки вразливих категорій споживачів не були розроблені на належному рівні та ефективно застосовані.

Оптовий ринок електричної енергії (ОРЕ), який функціонує як обов'язковий пул – ДП «Енергоринок», є основною частиною ринку електричної енергії країни та єдиним інституційно-організованим ринком електричної енергії в Україні. Через ОРЕ здійснюється купівля-продаж понад 90% електричної енергії.

Діюча модель ОРЕ не передбачає існування сегменту прямих двосторонніх договорів зі споживачами, сегменти балансуючого ринку та ринку допоміжних послуг. Енергопостачальники купують електроенергію в ОРЕ за оптово-роздрібними цінами, яка формується по годинно на основі

пропозицій поточного дня вугільних ТЕС, та є однаковою для кожної години та для всіх постачальників.

Магістральні та міждержавні мережі

Станом на 01.01.2013р., 47,5% усіх ліній електропередачі перебувають у експлуатації понад 40 років, а 68,5% силових трансформаторів і 66,4% вимикачів напругою 35-750 кВ – понад 25 років, що зумовлюють збільшення експлуатаційних витрат на ремонти та технічне обслуговування обладнання. Старіння обладнання трансформаторних підстанцій, елементів ліній електропередачі та погіршення кліматичних умов в Україні призводять до зростання аварійності та технологічних витрат електроенергії на її транспортування, зумовлює підвищену кількість відключень обладнання та його пошкодження.

З метою швидкого фізичного з'єднання з мережею ENTSO-E і негайної фізичної поставки чи обміну електроенергії з сусідніми державами-членами ЄС (Румунією, Угорщиною, Словаччиною, Польщею) до повної синхронізації з мережею ENTSO-E, високий пріоритет має бути приділено будівництву суміжних потужностей типу HVDC. У доповнення до їх позитивного комерційного ефекту та покращення інвестиційного клімату, спорудження таких об'єктів, сприятиме стабільності системи, безпеки поставок, ліквідності оптового ринку і урізноманітнить джерела постачання енергії.

Після того, як відбувається синхронізація з ENTSO-E, такі ж потужності конвертування енергії можуть бути використані для аналогічних цілей взаємозв'язку з енергосистемами РФ, Білорусі. Ще одним пріоритетним напрямом є впровадження поєднаного ринку електроенергії з Молдовою. Перевагами тут є схожість технології, близькість та синхронність систем, а також загальна політика двох країн щодо інтеграції до ЄС з потенційно когерентними заходами такої інтеграції, які дозволяють здійснити негайні кроки (без виконання умов попередньої синхронізації з ENTSO-E).

Взаємними вигодами розвитку ринку є: диверсифікація учасників ринку, підвищення ліквідності і конкуренції, апробація практики з координації правил та транскордонних механізмів, співпраці в галузі регулювання і використання кращих практик, простіше врегулювання спорів. Взаємні вигоди від такої співпраці знаходяться також і в площині безпеки з врахуванням геополітичного фактору (Придністров'я), і в можливості

впровадження спільних проектів та взаємних інвестицій, використанні взаємодоповнюваності та ефекту синергії. Умовою є отримання згоди Молдови взяти участь в такій інтеграції енергосистем.

Пріоритетні напрямки розвитку магістральних і міждержавних мереж України, які дозволять суттєво покращити передачу електричної енергії:

- зняття мережевих обмежень на видачу встановленої потужності Хмельницької, Рівненської, Запорізької АЕС і регулюючих потужностей Дністровської ГАЕС;
- підвищення надійності електропостачання окремих регіонів України, зокрема Київського, Одеського та східного Донбасу з дотриманням критеріїв надійності роботи електричної мережі (N-1);
- реконструкція підстанцій і ліній електропередачі;
- впровадження засобів компенсації реактивної потужності на об'єктах магістральних електричних мереж з метою забезпечення нормованих показників якості електричних мереж у контрольних точках мережі, насамперед на шинах ПС 220 кВ і вище;
- реконструкція системи зв'язку на базі волоконно-оптичних мереж, систем релейного захисту і протиаварійної автоматики з метою приведення характеристик магістральних електричних мереж до вимог ENTSO-E.
- приєднання об'єктів альтернативної енергетики.

Створення умов для початку інтеграції ОЕС України з ENTSO-E
4 червня 2014р. Міністерством енергетики та вугільної промисловості України був затверджений наказ №409 «Про забезпечення реалізації проекту інтеграції Об'єднаної енергетичної системи України до об'єднання енергетичних систем країн ЄС». Наказом визначений термін створення умов для синхронної роботи з енергосистемами країн ЄС та інтеграції ринків – четвертий квартал 2016р.

Інтеграція ОЕС України з європейською енергосистемою дозволить:

- посилити енергетичну безпеку держави, що набуває особливої актуальності з урахуванням змін, що відбулися у взаємовідносинах з Російською Федерацією;
- створити можливості для інтеграції ринків електроенергії та потужності України та країн ЄС;
- створити диверсифікацію джерел енергії та різних видів енергоресурсів на базі європейського континенту;

- розширити базу для обміну передовими технологіями, створити сприятливий клімат для розвитку ділового співробітництва та залучення інвестицій;
- поліпшити технологічний рівень експлуатації за рахунок більш ефективного використання наявних виробничих потужностей.

Етапи впровадження проекту

- **Стадія А – Вироблення пропозицій для Угоди, яку мають підписати ДП «НЕК «Укренерго», Молделектрика та ENTSO-E.** Повинні бути виконані дослідження щодо технічних, регуляторних та оперативних умов роботи, та за результатами досліджень розроблені вимоги, які необхідно виконати для приєднання української та молдовської енергосистем до ENTSO-E.
- **Стадія В – Впровадження положень Угоди.** З метою виконання вимог і стандартів ENTSO-E в українській і молдовській енергосистемах мають бути впроваджені всі технічні та організаційні заходи, викладені в Угоді.
- **Стадія С – Підготовка і проведення випробувань у режимах роздільної роботи та об'єднання енергосистем. Оцінка результатів випробувань.** Мають бути проведені випробування роздільної роботи та випробування в режимі об'єднання енергосистем з синхронною зоною.

Керуючий комітет UCTE⁸ розглянув та акцептував заявку на вступ енергосистем України та Молдови, як єдиного блоку регулювання, до синхронної зони UCTE у 2006р., технічне завдання на розробку «Каталогу Заходів» було затверджено у 2008р., а у 2011р. ЄС виділив кошти на виконання цього дослідження. До сьогодні це дослідження не започатковано.

Імплементация техніко-технологічних стандартів Європейської мережі системних операторів передачі електричної енергії ENTSO-E стосовно функціонування ОЕС України потребує суттєвої модернізації енергогенеруючих об'єктів та інфраструктури передачі електричної енергії, яка може бути проведена на основі залучення значних сум інвестицій у галузь.

Існують два підходи до забезпечення інтеграції ОЕС України до об'єднання енергосистем країн ЄС:

- через повну синхронізацію роботи енергосистем (потребує масштабної модернізації і відповідних інвестицій);

⁸ UCTE ліквідовано 1 липня 2009р. З зазначеної дати правонаступником UCTE є ENTSO-E.

-
- через будівництво вставок постійного струму на міждержавних (магістральних) лініях електропередачі та/або ліній постійного струму, які забезпечують потрібні перетворення електричної енергії в не синхронно працюючих енергетичних системах (потребує побудови саме визначених вище об'єктів інфраструктури передачі електричної енергії та на порядок менших інвестицій порівняно з першим варіантом).

Для забезпечення надійного електропостачання споживачів України і можливості імпорту електроенергії та подальшого розвитку ОЕС України в контексті збільшення експорту електроенергії. Перший підхід є пріоритетним завданням. Згодом, доцільно здійснити повне об'єднання і синхронізацію мереж.

Реформування ДП «НЕК «Укренерго»

Метою реформування Компанії є підвищення прозорості тендерних процедур і надання звітності, підвищення якості роботи персоналу, поділ видів діяльності на передачу та оперативно-диспетчерське управління, залучення висококваліфікованих кадрів, приведення всіх процедур Компанії у відповідності до кращих світових практик, отримання повної операційної незалежності й інвестиційної політики, а також приведення функцій діяльності у відповідність вимогам Директив 3-го енергопакета ЄС і Мережевих Єврокодів ЄС.

Зміна організаційної структури ДП «НЕК «Укренерго» потребує ухвалення нової законодавчої бази (нової редакції Закону про ринок електроенергії), яка повинна транспонувати в себе 3-й енергопакет ЄС у повній мірі, і рішення про вибір моделі структурного поділу Компанії, має кореспондуватися також з 3-м енергопакетом ЄС. Як тільки новий Закон про ринок електроенергії буде прийнято, послідовно крок за кроком потрібно здійснити всі заходи щодо його імплементації, які мають бути завершені не пізніше 2017р. Комплекс заходів має забезпечити створення умов для процесів оперативного управління та прийняття рішень як всередині так і навколо Компанії за процедурами, як це визначено Законом і, поступово, досягти відповідності з Мережевими Єврокодами ЄС по мірі їх прийняття та впровадження до застосування. Для того, щоб бути визнаними ENTSO-E, ДП «НЕК «Укренерго» має бути сертифіковано в якості системного оператора енергомереж як своїм національним регулятором – НКРЕКП так і Секретаріатом Енергетичного Співтовариства відповідно до обов'язкової юридичної процедури.

У доповнення, трансформація ДП «НЕК «Укренерго» потребує наступних кроків:

-
- розділення підприємства за видами діяльності: оператора магістральних мереж і системного оператора;
 - організація оператора телекомунікацій, підприємства з ремонту та обслуговування;
 - виокремлення інспекцій, галузевих наукових підприємств та організацій в окремі підприємства (організації);
 - зміни структури підприємств шляхом скорочення рівнів управління, централізації бек-офісу, побудови вертикально інтегрованих управлінських структур;
 - забезпечення адекватного рівня оплати праці (за рахунок впровадження сучасної системи управління ресурсами, автоматизації об'єктів, оптимізації процесів і скорочення персоналу).

Створення та затвердження технічної політики компанії:

- зниження витрат на проектування об'єктів за рахунок розробки та застосування типових проектів (особливо в частині автоматизації об'єктів);
- виконання модернізації «під ключ» з побудовою об'єктів без обслуговуючого персоналу;
- тотальна автоматизація підприємства;
- забезпечення ефективної, надійної та безпечної експлуатації обладнання.

Розвиток розподільчих електромереж

Єдиним джерелом фінансування та забезпечення окупності інвестиційних програм енергопостачальних компаній є кошти від тарифів на передачу та постачання електричної енергії, тому обсяги фінансування інвестиційних програм визначаються і обмежуються НКРЕКП з урахуванням необхідності недопущення підвищення цін на електричну енергію для кінцевих споживачів.

При відсутності конкурентного роздрібного ринку, кращою є цінова політика, яка реалізує повну окупність затрат в цінах на енергію, у тому числі вартості необхідного обслуговування та розвитку без спроб подальшого застосування так званого перехресного субсидування. Також, однією з ключових умов для розвитку розподільчих електромереж є запровадження методології «стимулюючого ціноутворення», яке забезпечило б стимули для підвищення енергоефективності, залучення інвестицій та оновлення основних фондів. Під час формування тарифної політики потрібно відмовитися від принципу «витрати плюс» перейшовши на принцип «конкурентних ринків».

У 2013р. НКРЕКП були прийняті нормативні акти для впровадження з 2014р. стимулюючого тарифоутворення, однак запропоновані НКРЕКП параметри тарифної реформи – нульова прибутковість на «стару» базу активів на 2014р., фактично зупинило впровадження реформи.

Враховуючи сучасний стан необхідно прискорити модернізацію та розвиток розподільчих електромереж. У загальному рейтингу Світового банку *Doing Business-100* у частині отримання дозволу на підключення до мереж для малого та середнього бізнесу Україна у 2014р. посідає 112 місце, в компоненті отримання електричної енергії – 172 місце. Порівняння України з країнами СНД та Польщею наведено у таблиці №5.

Таблиця №5

Порівняння України з країнами СНД та Польщею у рейтингу в компоненті отримання електричної енергії споживачами

Показник	Україна DB2014	Україна DB2013	Білорусь DB2014	Казахстан DB2014	Киргизія DB2014	Молдова DB2014	Польща DB2014	Росія DB2014
Отримання електрики (місце)	172	170	168	87	180	165	137	117
Процедури (кількість)	10	11	7	6	7	7	6	5
Час (дні)	277	284	161	88	159	140	161	162
Вартість (% доходу на душу населення)	178,0	192,3	431,7	65,3	2 256,4	542,1	205,2	293,8

Теплова генерація

Енергоблоки українських ТЕС, в основному, були введені в експлуатацію у 1960-1975рр. Устаткування ТЕС характеризується низькими показниками надійності та ефективності, а також високим рівнем викидів забруднюючих речовин. Нові потужності ТЕС упродовж останніх 20 років не вводилися в експлуатацію.

Таблиця 6

Технічний стан блочного енергогенеруючого обладнання ТЕС і ТЕЦ, станом на 01.01.2014р.

Технічний стан обладнання	Кількість енергоблоків	Загальна потужність, МВт	Кількість годин напрацювання
---------------------------	------------------------	--------------------------	------------------------------

Технічний стан обладнання	Кількість енергоблоків	Загальна потужність, МВт	Кількість годин напрацювання
Перевищення межі фізичного зносу, граничного та розрахункового ресурсу роботи	84	20 230	понад 200 тис.
Перевищення межі граничного та розрахункового ресурсу	9	2 516	170 тис.
Перевищення розрахункового ресурсу	9	5 675	понад 100 тис.

Починаючи з 2007р. здійснюється поступова реконструкція та модернізація енергоблоків окремих ТЕС, в результаті яких покращуються їх техніко-економічні показники та в більшості випадках відбувається збільшення встановленої потужності на 15-20 МВт. Характеристика стану енергогенеруючого обладнання ТЕС і ТЕЦ наведена у табл.6.

В умовах обмежених інвестиційних ресурсів такий стан обладнання об'єктів електроенергетики призводить до незадовільних техніко-економічних показників діяльності енергогенеруючих компаній та, як наслідок, до високої собівартості виробництва електричної енергії.

У зв'язку з тим, що фактично всі ТЕС в Україні перебувають у приватній власності, активно беруть участь у регулюванні графіка завантаження, то під час створення механізму інвестицій в теплову генерацію (ТЕС) необхідно забезпечити подолання наступних негативних наслідків і перешкод:

- Наявність приватної компанії-монополіста в секторі теплової генерації та ринку вугілля;
- Монопольне становище теплової генерації в ряді сегментів нової моделі ринку;
- Можливість впливу теплової генерації на формування граничної (маржинальної) ціни на ринку на добу вперед.

Найбільш прийнятним ринковим механізмом для забезпечення залучення інвестицій в теплову генерацію може бути ринок потужності або ринок двосторонніх договорів (на потужність або на електроенергію з урахуванням потужності) і у поєднанні з ефективним ринково-орієнтованим механізмом балансування. У всякому разі, дерегулювання електрогенерації і відміна в усій електроенергетичній галузі субсидій у будь-якій формі, є одними з перших заходів, необхідних для здійснення ринкових реформ в Україні.

Законом України «Про ратифікацію Протоколу про приєднання України до Договору про заснування Енергетичного Співтовариства» передбачені

заходи запровадження європейських екологічних норм в електроенергетиці до 1 січня 2018р., виконання вимог щодо досягнення на енергогенеруючих установках європейських гранично допустимих норм емісії золи, оксидів сірки та азоту у відповідності до Директиви ЄС 2001/80/ЄС стосовно встановлення граничного рівня викидів певних забруднювачів до атмосфери великими спалювальними установками.

Закон України «Про ратифікацію Протоколу про приєднання України до Договору про заснування Енергетичного Співтовариства» передбачає заходи з реалізації деяких європейських екологічних стандартів для сектору виробництва енергії до 1 січня 2018р. Зокрема ця дата є терміном реалізації Директиви 2001/80/ЄС про обмеження викидів деяких забруднюючих речовин в повітря з великих установок спалювання. Найголовніше, що у зазначеній Директиві містяться граничні значення викидів діоксиду сірки, оксидів азоту та пилу для установок зі спалювання теплової потужності котрих дорівнює або більше, ніж 50 МВт.

Радою Міністрів Енергетичного Співтовариства 24 жовтня 2013р. було прийнято два рішення, які містять правила для проектування і експлуатації великих установок спалювання. Згідно свого першого рішення, Рада Міністрів, надає можливість для договірних сторін використовувати до 31 грудня 2027р. варіант національних планів скорочення викидів як альтернативний варіант по відношенню до варіанту граничних значень викидів, встановлених Директивою 2001/80/ЄС. На практиці ж це означає, що відповідність рівнів викидів не перевіряється на конкретному енергоблоці чи установці індивідуально, а встановлюється загальний їх максимально допустимий рівень для країни в цілому (який розраховується на основі граничних значень викидів згідно Директиви 2001/80/ЄС). Отже, договірні сторони будуть мати більше гнучкості в ухваленні рішення про послідовність інвестицій, які необхідно буде зробити у відповідних секторах енергетики. Згідно свого другого рішення, Рада Міністрів ухвалила, що у випадках будівництва нових установок (повністю нове будівництво або блоки, що передбачають повну їх модернізацію), договірні сторони повинні виконувати положення Директиви 2010/75/ЄС, що регулює промислові викиди на 1 січня 2018р. Тому, при прийнятті рішення про перспективу «нового блоку», то ті установки для спалювання, стосовно яких були надані дозволи до 1 січня 2018р., або оператори яких представили повну заявку на отримання дозволу до цієї дати (за умови, що такі блоки будуть введені в експлуатацію не пізніше, ніж 1 січня 2019р.), слід розглядати як вже існуючі блоки. Решта блоків слід розглядати в якості нових блоків.

За екологічним напрямом на рівні національного законодавства імплементовані деякі норми відповідних Директив ЄС, але загалом не прийняті механізми їх реалізації.

До цього часу не розроблена та, відповідно, не прийнята Кабінетом Міністрів України Державна цільова програма обмеження викидів деяких забруднюючих речовин в атмосферу з великих спалювальних установок електроенергетичного сектору (ТЕС, ТЕЦ) України. У той же час, в Україні робота ведеться з розроблення плану зі скорочення викидів (за аналогією з національними планами скорочення викидів країн ЄС), і підготовка цього документа близька до завершення.

Слід також відзначити, що екологічна модернізація в електроенергетиці потребує залучення масштабних інвестицій до енергогенеруючих компаній (Енергетична стратегія України на період до 2030 року передбачає необхідність залучення 170 млрд. грн. на модернізацію діючих енергоблоків ТЕС, у тому числі 100-110 млрд. грн. на встановлення обладнання для скорочення викидів забруднюючих речовин, які не мають у поточному часі реальних джерел для її проведення).

З урахуванням останнього, існує нагальна потреба впровадження на законодавчому рівні механізму, за яким кошти екологічного збору, що сплачують енергогенеруючі компанії ТЕС та ТЕЦ, направляти на екологічну модернізацію останніх.

Гідроенергетика

Гідроенергетика відіграє важливу роль у забезпеченні 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.

Введення тільки Дністровської ГАЕС в експлуатацію дозволить покрити наявний попит на пікову потужність в ОЕС України в перспективі до 2015-2020рр. Системний ефект від запуску першої черги Дністровської ГАЕС становить приблизно 700 млн. грн./рік за рахунок зниження кількості пусків блоків ТЕС (економія газу, мазуту), стабілізації їх навантаження та ККД (економія вугілля).

У період до 2020р. в умовах початку інтеграції ОЕС України з ENTSO-E, для забезпечення достатнього рівня резервів і надійного електропостачання споживачам «дешевої» електроенергії, необхідна реалізація наступних інвестиційних проектів стосовно «великих» ГЕС і ГАЕС:

- завершення будівництва та введення в експлуатацію ПАТ «Укргідроенерго» I черги Дністровської ГАЕС у складі 3 гідроагрегатів загальною потужністю 972 МВт.;
- добудова та введення в експлуатацію ДП «НАЕК «Енергоатом» Ташлицької ГАЕС у складі 6 гідроагрегатів загальною потужністю 900 МВт.;
- розробка проекту та початок будівництва II черги Дністровської ГАЕС, загальною потужністю 1296 МВт у складі 4 гідроагрегатів (ГА4–ГА7) по 324 МВт.;
- завершення підготовчих фінансових і технічних робіт для початку проекту розширення Каховської ГЕС загальною потужністю 270 МВт у складі 6 гідроагрегатів потужністю 45 МВт кожний та переведення існуючих 335 МВт потужностей ГЕС з базової зони в пікову та напівпікову.

Ядерна галузь, АЕС, безпека та ядерне паливо

Станом на 2014р. в експлуатації знаходяться 15 енергоблоків (13 енергоблоків ВВЕР-1000 та 2 енергоблоки ВВЕР-440) загальною встановленою потужністю 13 835 МВт, які відпрацювали, в середньому, близько половини передбаченого проектами терміну експлуатації. Упродовж 2010-2013рр. продовжено терміни експлуатації енергоблоків Рівненської АЕС №№ 1 та 2 на 20 років на період до грудня 2030р. та грудня 2031р., відповідно. У 2013р. подовжено термін експлуатації енергоблоку №1 Южно-Української АЕС на 10 років – до 02.12.2023р. Проводяться планові заходи з продовження термінів експлуатації на енергоблоці №2 Южно-Української АЕС та енергоблоках №№ 1 та 2 Запорізької АЕС. У більш віддаленій перспективі (до 2025р.) подовження термінів експлуатації потребуватиме значна кількість атомних енергоблоків.

Питання добудови енергоблоків №3 та №4 Хмельницької АЕС на базі існуючих на Хмельницькій АЕС майданчиків, що мало б дати додаткові 2000 МВт потужностей необхідно проводити із врахуванням можливості впровадження нових технологій та співпраці з провідними міжнародними компаніями.

Відповідно до постанови КМУ від 07.12.2011 №1270 «Про затвердження Комплексної (зведеної) програми підвищення рівня безпеки енергоблоків атомних електростанцій» ДП «НАЕК «Енергоатом» реалізує відповідні заходи. Загальна вартість заходів складає 20,101 млрд. грн. (з ПДВ), у т.ч. на 2014р. – 4,072 млрд. грн.

Необхідна диверсифікація джерел постачання ядерного палива

для зниження ризиків повної залежності від російського монополіста. Згідно з угодою між Урядом України та Урядом США продовжується Проект кваліфікації ядерного палива для України від 05.06.2000р. та контракт між ДП «НАЕК «Енергоатом» та компанією «Westinghouse». Контрактом передбачено виготовлення та постачання протягом 2011-2015рр. ядерного палива для щорічного перевантаження 3-х енергоблоків ВВЕР-1000 (тобто 15 партій палива).

Залишається актуальним створення централізованого сховища відпрацьованого ядерного палива (ЦСВЯП), що дозволило б уникати монопольної залежності від послуг російських підприємств з переробки та тимчасового зберігання відпрацьованого ядерного палива українських АЕС та економити щорічно майже \$100 млн.

Рішення щодо будівництва ЦСВЯП затверджено Законом України «Про поводження з відпрацьованим ядерним паливом щодо розміщення, проектування та будівництва централізованого сховища відпрацьованого ядерного палива реакторів типу ВВЕР вітчизняних атомних електростанцій» від 9 лютого 2012р. Розпорядженням КМУ № 399-р від 23 квітня 2014р. було дано дозвіл ДП «НАЕК «Енергоатом» для будівництва централізованого сховища відпрацьованого ядерного палива реакторів типу ВВЕР у зоні відчуження ЧАЕС. Функції експлуатуючої організації ЦСВЯП покладені на ДП «НАЕК «Енергоатом».

Для підготовки до майбутнього зняття з експлуатації атомних енергоблоків АЕС необхідно відновити передбачений Законом України «Закон України «Про впорядкування питань, пов'язаних із забезпеченням ядерної безпеки» механізм акумулювання коштів фінансового резерву.

Уранова сировина, ядерне паливо

За розвіданими запасами урану Україна посідає перше місце в Європі та шосте місце у світі. Україна володіє 1,8% світових розвіданих запасів урану, має 12 детально розвіданих уранових родовищ, володіє унікальними родовищами цирконію, що є найбільшими в Європі. Має підприємства з переробки уранової і цирконієвої руди, має дослідно-промислову базу та технології виробництва ядерно чистих цирконію і гафнію та цирконієвого прокату, є третьою у світі країною, після США і Франції, що виробляє чистий гафній. Незважаючи на це, власний видобуток уранової сировини задовольняє потреби АЕС України лише на 30%.

Подальше зростання обсягів видобутку передбачається за рахунок освоєння нових родовищ. Зокрема, освоєння Новокостянтинівського родовища уранових руд (проектна потужність – 1500 тис. т/рік) дозволить поетапно збільшити випуск продукції до рівня потреби України в

природному урані та створити базу для подальшого розвитку урано-видобувної промисловості України. За покладами урану Новокосятинівське родовище є одним із найбільших у Європі.

Починаючи з 2011р. на Новокосятинівській шахті здійснюється дослідно-експлуатаційне видобування руди. Джерелами фінансування заходів, спрямованих на збільшення обсягу виробництва концентрату природного урану, є державний бюджет і власні кошти ДП «Східний гірничо-збагачувальний комбінат». За 2013р. обсяг капітальних інвестицій за рахунок власних коштів становив 83,5 млн. грн.

Питання забезпечення фінансування програми збільшення виробничих потужностей та виробництва уранового концентрату, а також диверсифікація джерел постачання хімічних реагентів для уранового виробництва є основними проблемними питаннями розвитку підприємства.

Враховуючи значну питому вагу АЕС у балансі електричної енергії України, значні природні сировинні запаси, наявний промисловий та науково-технічний потенціал, з метою зменшення залежності від імпорту енергоносіїв реалізується програма власного виробництва ядерного палива для АЕС.

У 2013р. розпочалося будівництво заводу з виробництва в Україні ядерного палива для реакторних установок типу ВВЕР-1000. Наказом Міненерговугілля від 27.05.2013р. № 279 на ПрАТ «Завод з виробництва ядерного палива» покладено функції експлуатуючої організації (оператора) ядерної установки щодо підприємства з виробництва ядерного палива для реакторів типу ВВЕР-1000 для здійснення діяльності, пов'язаної з проектуванням, будівництвом, введенням в експлуатацію, експлуатацією та зняттям з експлуатації заводу з виробництва ядерного палива.

4. Стан вугільної галузі

Прогнозні запаси вугілля Україні становлять 117,5 млрд. т, у т.ч. розвідані запаси – 56 млрд. т. Упродовж останніх 15 років рівень видобутку залишався практично незмінним у діапазоні 72-83 млн. т рядового вугілля на рік.

Вугільна промисловість до початку терористичних і військових дій на території Донецької та Луганської областей 2014р. повністю задовольняла наявний попит у вугільній продукції ТЕС і теплоцентралей, населення та інших споживачів. Лише в коксохімічному виробництві є потреба в імпорті окремих марок за якісними показниками.

Складними є умови видобування – глибоке залягання пластів, їх мала товщина, висока вибухонебезпечність (високий вміст метану – близько 90% шахт, інші несприятливі геологічні умови). В середньому на тону видобутого вугілля *викиди метану становлять від 20 до 30 куб. м.* Серед розвіданих запасів 80% складають пласти з *товщиною менше 1,2 м.* Глибина пластів, які розробляються сьогодні, в середньому, розташовані на глибині близько 700 м. *Кожна шоста шахта має глибину понад 1000 м.* Ці умови роблять український видобуток одним з найбільш складним і небезпечним у світі. Видобуток вугілля за таких умов у світі практично не здійснюється.

Структура шахтного фонду державних вугледобувних підприємств свідчить про старіння основних фондів (40% всіх шахт експлуатуються понад 70 років), а також слід відзначити низькі темпи реконструкції і технічного переозброєння шахт, наявність застарілих технологій та скорочення наукового потенціалу галузі.