

СХВАЛЕНО
розпорядженням Кабінету
Міністрів України
від 24.07.2013 № 1071

Енергетична стратегія України на період до 2030 р.

ЗМІСТ

1. Вступ	4
1.1. Аналіз виконання та причини оновлення Енергетичної стратегії	4
1.2. Цілі та завдання Енергетичної стратегії	5
1.3. Підхід до оновлення Енергостратегії	6
1.4. Основні висновки	6
1.5. Реалізація та актуалізація Енергетичної стратегії	7
1.6. Прогнозні сценарії розвитку економіки та ПЕК	7
2. Прогнозування балансів паливно-енергетичних ресурсів	9
2.1. Прогнозний загальний паливно-енергетичний баланс	9
2.2. Баланс електричної енергії	16
2.3. Баланс вугілля	18
2.4. Баланс нафти	20
2.5. Баланс природного газу	21
3. Стратегія розвитку електроенергетичної галузі	23
3.А. Електрична енергія	23
3.1. Споживання електроенергії	23
3.2. Виробництво, передача та розподіл електроенергії	26
3.3. Державне регулювання та структура власності в електроенергетиці	39
3.4. Загальні екологічні проблеми в галузі електроенергетики	42
3.Б. Теплова енергія	45
3.В. Відновлювані джерела енергії	51
4. Стратегія розвитку атомної енергетики та промисловості	55
4.1. Поточний стан та розвиток атомної енергетики	55
4.2. Напрямки розвитку атомної енергетики України	55
4.3. Розвиток інфраструктури підтримки експлуатації	58
5. Стратегія розвитку вугільної промисловості	64
5.1. Поточний стан вугільної промисловості	64
5.2. Прогноз споживання вугілля	66
5.3. Розвиток і реформування вугільної промисловості	67
6. Стратегія розвитку нафтогазової галузі	75
6.1. Споживання газу	75
6.2. Видобуток газу	81
6.3. Диверсифікація джерел імпорту газу	86
6.4. Газотранспортна система	88
6.5. Споживання нафтопродуктів	95
6.6. Нафтопереробна галузь	100
6.7. Видобуток нафти й газового конденсату	102
6.8. Нафтотранспортна система	104
6.9. Пріоритетні напрямки державного регулювання нафтогазової галузі	108
7. Пріоритетні напрями енергозбереження, потенціал розвитку нетрадиційних і відновлюваних джерел енергії	119
7.1. Основні принципи державної політики в сфері енергоефективності	119
7.2. Потенціал розвитку нетрадиційних і відновлюваних джерел енергії й альтернативних видів палива	125

8. Загальні екологічні проблеми, зумовлені виробничою діяльністю підприємств паливно-енергетичного комплексу, та шляхи їх розв'язання	128
9. Гарантування енергетичної безпеки	133
10. Фінансове забезпечення розвитку паливно-енергетичного комплексу	136
11. Державне управління та регулювання в енергетиці та участь громадськості в прийнятті рішень	141
12. Інтеграція в Європейський Союз у сфері енергетики	146
13. Науково-технічне та кадрове забезпечення	155
14. Програми та документи, необхідні для реалізації Енергетичної стратегії	158

1. Вступ

Розвиток енергетики має вирішальний вплив на стан економіки в державі та рівень життя населення. Метою соціальної держави, якою відповідно до Конституції є Україна, має бути забезпечення умов для зростання добробуту громадян. Однією з найважливіших складових добробуту в цивілізованих державах є забезпечення громадян і компаній необхідними енергоресурсами. Запорукою реалізації цієї мети має стати надійне, економічно обґрунтоване й екологічно безпечне задоволення потреб населення й економіки в енергетичних продуктах.

Замість забезпечення екстенсивного розвитку, яким економіка України рухалась протягом десятиліть, енергетика повинна перейти на ефективне забезпечення сталого розвитку економіки. Забезпечення економіки та соціальної сфери країни основними видами енергоносіїв (електричною й тепловою енергією, моторними й котельно-пічними видами палива, а також природним газом) і сировинними ресурсами для потреб хімічної та металургійної промисловості (коксівним вугіллям, продуктами нафто і газопереробки) покладається на паливно-енергетичний комплекс України (ПЕК)¹.

Енергетична стратегія – це інтегрована модель дій держави, що спрямована на досягнення цілей національної безпеки та задоволення енергетичних потреб суспільства за найменших сукупних витрат, при цьому економічно обґрунтовано. Таким чином, Енергетична стратегія України до 2030 року покликана визначити вектор розвитку галузей енергетики країни відповідно до цілей і завдань ПЕК до 2030 року.

1.1. Аналіз виконання та причини оновлення Енергетичної стратегії

Оновлення Енергетичної стратегії України до 2030 р. (далі - Енергостратегії) зумовлене такими основними чинниками:

- Під час розробки Енергостратегії у 2006 р. не були враховані в повному обсязі наявні на той момент тенденції світового розвитку енергетичної галузі:
 - Акцент на реалізацію заходів щодо енергоефективності та енергозбереження;
 - Розвиток конкурентного середовища і підвищення ефективності та прозорості ринків;
 - Зростаюча орієнтація на охорону навколишнього середовища;
- За останні 5 років відбулися зміни в економіці та енергетиці України, які безпосередньо і суттєво впливають на перспективи розвитку паливно-енергетичного комплексу:
 - Зобов'язання України в рамках приєднання до Енергетичного співтовариства зафіксовано на міжнародному рівні;

¹Паливно-енергетичний комплекс України - сукупність секторів економіки, до якої входять суб'єкти господарювання, діяльність яких пов'язана з розвідкою, видобутком, переробкою, виробництвом, зберіганням, транспортуванням, передачею, розподілом, торгівлею, збутом або продажем і використанням енергетичних продуктів (енергоносіїв).

- Зміни в українській та світовій економіках, викликані фінансово-економічною кризою, призвели до значних коригувань показників розвитку;
- Переважна частина програм модернізації та будівництва генеруючих та мережевих об'єктів, які були передбачені Енергостратегією 2006 року, не реалізовані.

Зважаючи на вищезазначене, Енергостратегія, затверджена у 2006 р., частково втратила актуальність, а задані у ній орієнтири розвитку ПЕК потребують уточнення.

1.2. Цілі та завдання Енергетичної стратегії

Цілями Енергетичної стратегії є:

- Створення умов для надійного та якісного задоволення попиту на енергетичні продукти за найменших сукупних витрат, при цьому економічно обґрунтовано ;
- Підвищення енергетичної безпеки держави;
- Підвищення ефективності споживання та використання енергопродуктів;
- Зменшення техногенного навантаження на навколишнє середовище і забезпечення цивільного захисту у сфері техногенної безпеки ПЕК.

Виходячи із зазначених цілей, основними завданнями й напрямками реалізації Енергетичної стратегії України є:

1. Формування цілісної та дієвої системи управління та регулювання в паливно-енергетичному секторі, розвиток конкурентних відносин на ринках енергоносіїв;
2. Поступова лібералізація та розвиток конкурентних відносин на ринках енергоресурсів і ринках пов'язаних послуг;
3. Створення передумов для істотного зменшення енергоємності економіки за рахунок впровадження нових технологій, прогресивних стандартів, сучасних систем контролю, управління й обліку, транспортування та споживання енергетичних продуктів і розвитку ринкових механізмів стимулювання енергозбереження;
4. Збільшення видобутку та виробництва власних енергоресурсів з урахуванням економіки видобування, а також збільшення обсягів енергії та енергопродуктів, видобутих із нетрадиційних і відновлюваних джерел енергії;
5. Диверсифікація зовнішніх джерел поставок енергетичних продуктів;
6. Досягнення збалансованості економічно обґрунтованої цінової політики щодо енергетичних продуктів, яка повинна забезпечити покриття видатків на їх виробництво й доставку до кінцевого споживача, а також створення відповідних умов для надійного функціонування та сталого розвитку підприємств ПЕК;
7. Створення умов для залучення до ПЕК приватних інвестицій, нових технологій і сучасного досвіду ефективної роботи;
8. Нормативно-правове забезпечення реалізації цілей розвитку ПЕК України з урахуванням наявного внутрішнього законодавчого поля, численних зобов'язань, передбачених міжнародними договорами, а також вимогами європейського енергетичного законодавства.

1.3. Підхід до оновлення Енергостратегії

Оновлення такого важливого для країни документа як Енергостратегія є складним, багатокроковим процесом, який вимагає участі широкого кола експертів. Таким чином, на початку проекту був визначений куратор процесу в особі Фонду «Ефективне Управління» (ФЕУ). На ФЕУ була покладена відповідальність за планування основних кроків проекту, визначення підходів до проведення належного аналізу, залучення необхідних ресурсів, а саме: основних гравців енергетичної галузі, консультантів, експертів, юристів та забезпечення досягнення консенсусу серед енергетичного співтовариства країни, щодо висновків і рекомендацій, покладених у фінальний документ.

ФЕУ координувала роботу команди з оновлення під керівництвом Міністерства енергетики та вугільної промисловості, консультантів міжнародної консалтингової компанії McKinsey&Company та представників Національної академії наук України, провела збір потрібних даних, здійснила аналіз, сформувала гіпотези і первинні висновки, обговорила їх з широким колом експертів і, враховуючи надані коментарі, підготувала першу версію оновленої Енергостратегії.

На заключному етапі оновлення з метою врахування позиції громадськості було проведено ряд громадських слухань та отримано і внесено в документ коментарі. Оновлена Енергетична стратегія України до 2030 року є результатом кропіткої роботи великої кількості фахівців енергетичної галузі. Вона максимально реалістично відображає сьогоденну ситуацію в енергетиці України, потенціал і шляхи її майбутнього розвитку.

1.4. Основні висновки

Реалізація заходів Енергостратегії дозволить досягти таких основних результатів²:

- Повне забезпечення зростаючого попиту на електроенергію за рахунок термінової модернізації ТЕС, продовження терміну експлуатації АЕС, значних інвестицій в модернізацію і розширення електромережевого господарства країни, а після 2018-року – за рахунок введення нових генеруючих потужностей та скорочення питомих витрат;
- Збільшення видобутку газу до 40-45 млрд. куб м на рік і вихід на забезпечення 90% власного споживання газу за умови доопрацювання порядку видачі ліцензій, УРП, оподаткування і активної роботи для залучення інвесторів;
- Повне забезпечення попиту на вугілля шляхом збільшення економічно ефективного видобутку енергетичного вугілля обсягом до 75 млн. тонн на рік (та коксівного до 40 млн. тонн на рік) за умови максимальної приватизації та підвищення ефективності роботи шахт, а також подальшого закриття неприватизованих збиткових шахт;
- Істотне скорочення державних витрат за умови припинення субсидування галузей з одночасним підвищенням ефективності роботи підприємств ПЕК;
- Впровадження комплексних програм підвищення енергоефективності для зниження питомого споживання енергоресурсів в економіці на 30-35% до 2030

² За умови фактичного розвитку макроекономічних показників на горизонті до 2030 р. відповідно до сценарних припущень Енергостратегії

року, що істотно зменшить навантаження на економіку, підвищить енергетичну незалежність держави та конкурентоспроможність її ВВП.

- Залучення необхідних інвестицій (близько 200 млрд. дол. США) в ПЕК потребує розробки програм реформування галузей, створення конкурентних ринків, підвищення цін на енергоресурси з метою створення привабливих умов для приходу в галузь приватних інвесторів, посилення системи контролю над монополіями, а також доопрацювання і довгострокової стабілізації нормативно-правового поля.

1.5. Реалізація та актуалізація Енергетичної стратегії

Для забезпечення реалізації та своєчасної актуалізації Енергостратегії необхідно:

- Уточнення кожних 5 років прогнозного енергетичного балансу України;
- Розробка, затвердження та щорічна актуалізація Плана-графіка реалізації Енергостратегії, Національних планів та Галузевих програм у напрямках, що визначені Енергостратегією (детальний перелік потрібних нормативних документів наведений у Розділах «Державне регулювання та структура власності» та «Програми та документи, необхідні для реалізації Енергостратегії»), а також призначення відповідальних та забезпечення контролю виконання;
- Щорічна підготовка Міністерством енергетики та вугільної промисловості звіту про реалізацію Енергостратегії та завдань, визначених в Національних планах та Галузевих програмах;
- Кожні п'ять років, а в разі потреби – частіше, оновлення Енергостратегії з урахуванням звітів щодо її реалізації.

Відповідальним за реалізацію Енергостратегії в цілому є Міністерство енергетики та вугільної промисловості України. Уряд визначає як співвиконавців всі причетні Міністерства та інші центральні органи виконавчої влади.

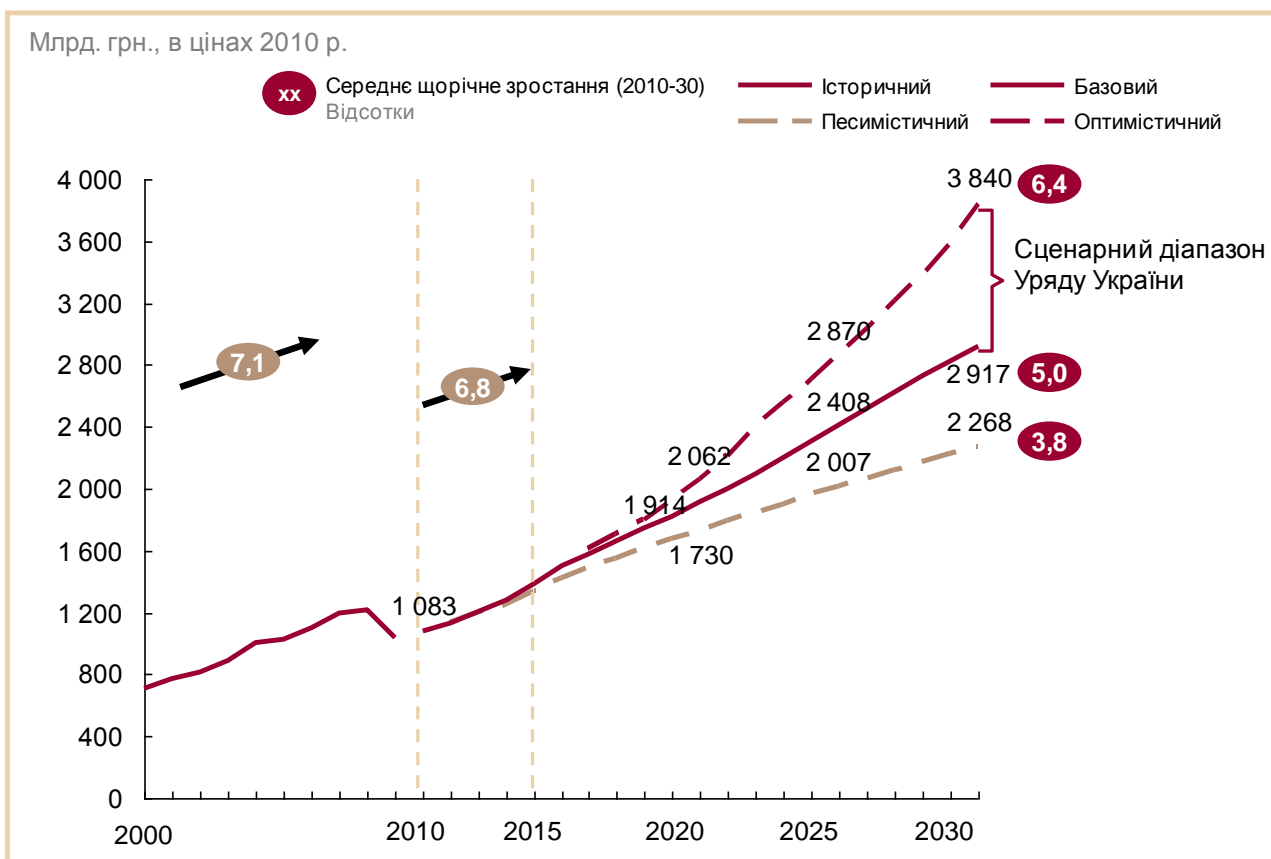
1.6. Прогнозні сценарії розвитку економіки та ПЕК

Подальший розвиток економіки України і відповідна до нього зміна споживання та виробництва енергоресурсів розглядаються з позиції сценаріїв економічного зростання і структури ВВП, розрахованих на основі прогнозів Уряду України. Сценарії лежать у діапазоні від песимістичного, при якому реалізується безліч ризиків, пов'язаних із уповільненням виходу економіки із кризи, зниженням темпів відновлення світового попиту на продукцію металургії й інших галузей (прогнозоване середнє щорічне реальне зростання ВВП до 2030 р. - близько 3,8%) до оптимістичного (аналогічний показник - близько 6,4%). За базовий взято сценарій, при якому середнє зростання ВВП складе 5% на рік до 2030 р. Усі сценарії враховують ефект від детінізації економіки.

У всіх сценаріях економічний розвиток України відбуватиметься двома етапами:

- Високе посткризове економічне зростання і досягнення докризового рівня ВВП;
- Зниження темпів економічного зростання разом з поступовою зміною структури ВВП у бік зростання сектору послуг економіки.

Динаміка зростання ВВП України



За базовий сценарій для розрахунку прогнозів ринків взято сценарій із середнім щорічним реальним зростанням ВВП у 2010-2030 рр. – 5%. Разом з цим при регулярному оновленні Енергостратегії слід відстежувати фактичний розвиток ринків і ВВП і, при більш швидкому зростанні, аніж передбачено в базовому сценарії, потрібно проводити коригування прогнозів.

У базовому сценарії співвідношення ВВП сфери послуг з ВВП промисловості до 2030 р. наблизиться до рівня розвинених країн (сфера послуг складе 70% ВВП, промисловість близько 21%, решту 9% складе сільське господарство). Відповідно до базового сценарію, ВВП України в 2030 р. досягне 2,9 трлн. грн.³ Оптимістичний сценарій передбачає більш інтенсивний індустріальний розвиток, при якому реальний ВВП України зростає щорічно в середньому на 6,4%, до того ж структура ВВП також зміщується у бік сектору послуг. Основними чинниками зростання стануть зростання ВВП промислового сектору (5,2% щорічно), ВВП сектору послуг (6,9% щорічно) і ВВП сільського господарства (7,1%). При такому сценарії в 2030 р. ВВП досягне 3,8 трлн. грн. У песимістичному сценарії зростання ВВП значно нижче, ніж у сценарному діапазоні, через нижчі показники зростання ВВП у секторах: 1,4% - у промисловому секторі, 4,2% - у сфері послуг і 6,1% - у сільськогосподарському секторі. У разі реалізації песимістичного сценарію розвитку ВВП України в 2030 р. він складе 2,3 трлн. грн.

³ Тут і далі всі суми в реальних цінах 2010 р., а дані взяті з офіційних джерел, якщо не зазначено інше.

2. Прогнозування балансів паливно-енергетичних ресурсів

2.1. Прогнозний загальний паливно-енергетичний баланс

Базовим роком для розрахунків потреб у паливі та енергії взято 2010 р., у цінах якого прогноуються показники 2015-2030 рр.

Показники у даному розділі вказані з точністю до десятих, тому можуть несуттєво відрізнятися від показників, вказаних в інших розділах за рахунок округлення.

Прогнозний паливно-енергетичний баланс України на 2015-2030 рр. (базовий сценарій)

Стаття балансу	Розмірність	2010 (Факт)	Прогноз			
			2015	2020	2025	2030
Прибуткова частина						
I. Ресурси, всього	млн. т. у.п.	231,8	226,8	251,8	264,7	286,6
1 Виробництво енергоресурсів, усього, у т.ч.:	млн. т у.п.	131,9	142,6	165,6	186,3	223,7
1.1 Видобуток органічного палива	млн. т у.п.	71,9	78,5	91,8	104,4	131,5
1.1.1 Вугільна продукція	млн. т	54,8	63,9	76,9	83,8	92,8
	млн. т у.п.	43,0	50,3	60,9	66,4	73,6
1.1.2 Нафта	млн. т	3,6	2,8	2,4	2,4	3,6
	млн. т у.п.	5,1	4,0	3,4	3,4	5,1
1.1.3 Природний газ	млрд. м3	20,5	20,9	23,7	29,8	44,4
	млн. т у.п.	23,8	24,2	27,5	34,6	51,5
1.2 Виробництво електроенергії без витрат органічного палива, у т.ч.:	млрд. кВт*г	102	109,5	128,5	149,0	168,0
	млн. т у.п.	39,0	40,8	46,5	52,8	58,1
1.2.1 АЕС	млрд. кВт*г	89	91	96	115	133
1.2.2 ГЕС та ГАЕС	млрд. кВт*г	13	15	20	21	21
1.2.3 ВЕС, СЕС, малі ГЕС	млрд. кВт*г	0	3,5	12,5	13	14
1.3 Виробництво теплової енергії на АЕС	млн. Гкал	1,5	1,7	1,9	2,1	2,2
	млн. т у.п.	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3
1.4 Теплова енергія довокілля	млн. Гкал	0,6	3,4	10,4	27,6	47,2
	млн. т у.п.	0,1	0,6	1,8	4,7	8

Стаття балансу	Розмірність	2010 (Факт)	Прогноз			
			2015	2020	2025	2030
1.5 Інші джерела палива та енергії	млн. т у.п.	20,7	22,3	25,2	24,1	25,8
2 Імпорт енергоресурсів	млн. т у.п.	70,9	61,5	57,7	51,7	34,1
2.1 Вугілля	млн. т	12,1	7,6	7,6	7,0	6,5
	млн. т у.п.	9,5	6,0	6,0	5,5	5,2
2.2 Нафта	млн. т	7,5	9,0	9,4	10,2	9,8
	млн. т у.п.	10,7	12,9	13,4	14,6	14,0
2.3 Нафтопродукти	млн. т у.п.	7,5	3,5	6,9	8,4	9,1
2.4 Природний газ	млрд. м3	36,6	33,7	27,1	20	5
	млн. т у.п.	42,5	39,1	31,4	23,2	5,8
2.5 Електроенергія	млрд. кВт*г	1,9	0	0	0	0
	млн. т у.п.	0,7	0	0	0	0
3 Залишки палива у сховищах та складах на початок року	млн. т у.п.	29,0	22,8	28,5	26,7	28,8
Витратна частина						
II. Розподіл ресурсів, усього	млн. т у.п.	231,8	226,8	251,8	264,7	286,6
1 Споживання енергоресурсів, усього, у т. ч.:	млн. т у.п.	190,7	200,9	212,8	223,1	238,1
1.1 Органічного палива, всього, у т. ч.:	млн. т у.п.	132,3	139,2	141,0	143,5	148,1
1.1.1 Вугілля	млн. т у.п.	48,3	55,5	58,5	59,3	61,2
1.1.2 Нафтопродукти	млн. т у.п.	17,9	20,4	23,6	26,4	29,6
1.1.3 Природний газ	млн. т у.п.	66,1	63,3	58,9	57,8	57,3
1.2 Електроенергія, вироблена без витрат органічного палива, у т.ч.:	млн. т у.п.	39,0	40,8	46,5	52,8	58,1
1.2.1 АЕС	млн. т у.п.	34,0	33,9	34,9	40,8	46,0
1.2.2 ГЕС та ГАЕС	млн. т у.п.	5,0	5,6	7,3	7,4	7,3
1.2.3 ВЕС, СЕС, малі ГЕС	млн. т у.п.	0	1,2	4,3	4,6	4,8

Стаття балансу	Розмірність	2010 (Факт)	Прогноз			
			2015	2020	2025	2030
1.3 Теплова енергія, вироблена на АЕС	млн. т у.п.	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3
1.4 Теплова енергія довкілля	млн. т у.п.	0,1	0,6	1,8	4,7	8
1.5 Енергія з інших джерел	млн. т у.п.	20,7	22,4	25,2	24,1	25,8
1.6 Сальдо по електроенергії (експорт-імпорт)	млн. т у.п.	1,6	2,4	2,0	2,3	2,2
2 Експорт енергетичних ресурсів, у т.ч.:	млн. т у.п.	13,1	3,6	10,0	13,7	18,5
2.1 Органічне паливо	млн. т у.п.	10,8	1,2	8,0	11,4	16,3
2.1.1 Вугілля	млн. т	6,2	1,5	10,2	14,4	20,5
	млн. т у.п.	4,9	1,2	8,0	11,4	16,3
2.1.2 Нафта	млн. т у.п.	0	0	0	0	0
2.1.3 Нафтопродукти	млн. т у.п.	5,8	0	0	0	0
2.1.4 Природний газ	млрд. м3	0,1	0	0	0	0
	млн. т у.п.	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
2.2 Електроенергія	млрд. кВт*г	6	5,5	5,5	5,5	5,5
	млн. т у.п.	2,3	2,4	2,0	2,3	2,2
3 Залишки у сховищах та складах на кінець року	млн. т у.п.	28,0	22,3	29,0	27,9	30,0

* Результуючі значення можуть відрізнятися від арифметичної суми доданків за рахунок округлення

Прогнозний паливно-енергетичний баланс України на 2015-2030 рр. (песимістичний сценарій)

Стаття балансу	Розмірність	2010 (Факт)	Прогноз			
			2015	2020	2025	2030
Прибуткова частина						
I. Ресурси, всього	млн. т у.п.	231,9	223,1	228,9	233,3	239,0
1 Виробництво енергоресурсів, усього, у т.ч.:	млн. т у.п.	132,0	137,1	151,2	161,4	174,0
1.1 Видобуток органічного палива	млн. т у.п.	72,0	76,4	84,6	87,8	93,6
1.1.1 Вугільна продукція	млн. т	54,8	60,8	68,1	69,4	69,8
	млн. т у.п.	43,0	48,2	54,1	55,2	55,5
1.1.2 Нафта	млн. т	3,6	2,8	2,1	1,8	2,2
	млн. т у.п.	5,1	4,0	3,0	2,6	3,1

Стаття балансу	Розмірність	2010 (Факт)	Прогноз			
			2015	2020	2025	2030
1.1.3 Природний газ	млрд. м3	20,5	20,9	23,7	25,9	30,2
	млн. т у.п.	23,8	24,2	27,5	30,0	35,0
1.2 Виробництво електроенергії без витрат органічного палива, у т.ч.:	млрд. кВт*г	102	104,4	119,3	132,0	146,0
	млн. т у.п.	38,9	38,8	43,0	46,7	50,4
1.2.1 АЕС	млрд. кВт*г	89	87	96	107	115
1.2.2 ГЕС та ГАЕС	млрд. кВт*г	13	15	20	21	21
1.2.3 ВЕС, СЕС, малі ГЕС	млрд. кВт*г	0	3	3	4	10
1.3 Виробництво теплової енергії на АЕС	млн. Гкал	1,5	1,7	1,9	1,9	1,9
	млн. т у.п.	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3
1.4 Теплова енергія доквілля	млн. Гкал	0,6	2,2	9,4	24,8	42,5
	млн. т у.п.	0,1	0,4	1,5	4,2	6,6
1.5 Інші джерела палива та енергії	млн. т у.п.	20,7	21,3	21,9	22,4	23
2 Імпорт енергоресурсів	млн. т у.п.	70,9	61,1	55,7	51,5	45,1
2.1 Вугілля	млн. т	12,1	7,6	6,9	5,6	5,3
	млн. т у.п.	9,5	6,0	5,4	4,4	4,2
2.2 Нафта	млн. т	7,5	0,8	1,3	1,6	0,9
	млн. т у.п.	10,7	1,1	1,9	2,3	1,3
2.3 Нафтопродукти	млн. т у.п.	7,5	14,3	16,3	18,0	20,1
2.4 Природний газ	млрд. м3	36,6	34,2	27,7	23,1	16,9
	млн. т у.п.	42,5	39,7	32,1	26,8	19,6
2.5 Електроенергія	млрд. кВт*г	1,9	0	0	0	0
	млн. т у.п.	0,7	0	0	0	0
3 Залишки палива у сховищах та складах на початок року	млн. т у.п.	29,0	23,0	22,0	20,1	19,9
Витратна частина						
II. Розподіл ресурсів, усього	млн. т у.п.	231,9	223,1	228,9	233,3	239
1 Споживання енергоресурсів, усього, у т.ч.:	млн. т у.п.	190,8	195,5	200,6	208,1	213,3

Стаття балансу	Розмірність	2010 (Факт)	Прогноз			
			2015	2020	2025	2030
1.1 Органічного палива, всього, у т. ч.:	млн. т у.п.	132,3	137,2	136,2	136,7	135,2
1.1.1 Вугілля	млн. т у.п.	48,3	53,9	55,5	57,0	56,1
1.1.2 Нафтопродукти	млн. т у.п.	17,9	19,3	21,1	22,9	24,5
1.1.3 Природний газ	млн. т у.п.	66,1	63,9	59,6	56,8	54,6
1.2 Електроенергія, вироблена без витрат органічного палива, у т.ч.:	млн. т у.п.	38,9	38,8	43,0	46,7	50,4
1.2.1 АЕС	млн. т у.п.	34,0	32,4	34,9	38,0	39,8
1.2.2 ГЕС та ГАЕС	млн. т у.п.	5,0	5,6	7,3	7,4	7,3
1.2.3 ВЕС, СЕС, малі ГЕС	млн. т у.п.	0	1	1	1,4	3,4
1.3 Теплова енергія, вироблена на АЕС	млн. т у.п.	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3
1.4 Теплова енергія довкілля	млн. т у.п.	0,1	0,4	1,5	4,2	6,6
1.5 Енергія з інших джерел	млн. т у.п.	20,7	21,275	21,85	22,43	23
1.6 Сальдо по електроенергії (експорт- імпорт)	млн. т у.п.	1,6	2,4	2,4	2,3	2,2
2 Експорт енергетичних ресурсів, у т.ч.:	млн. т у.п.	13,1	4,6	6,1	5,5	5,8
2.1 Органічне паливо	млн. т у.п.	10,8	2,2	3,7	3,2	3,6
2.1.1 Вугілля	млн. т	6,2	2,8	4,7	4,0	4,5
	млн. т у.п.	4,9	2,2	3,7	3,2	3,6
2.1.2 Нафта	млн. т у.п.	0	0	0	0	0
2.1.3 Нафтопродукти	млн. т у.п.	5,8	0	0	0	0
2.1.4 Природний газ	млрд. м3	0,1	0	0	0	0
	млн. т у.п.	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
2.2 Електроенергія	млрд. кВт*г	6	5,5	5,5	5,5	5,5
	млн. т у.п.	2,3	2,4	2,4	2,3	2,2

3 Залишки у сховищах та складах на кінець року	млн. т у.п.	28	23	22,2	19,7	19,9
--	-------------	----	----	------	------	------

* Результуючі значення можуть відрізнятись від арифметичної суми доданків за рахунок округлення

Прогнозний паливно-енергетичний баланс України на 2015-2030 рр. (оптимістичний сценарій)

Стаття балансу	Розмірність	2010 (Факт)	Прогноз			
			2015	2020	2025	2030
Прибуткова частина						
I. Ресурси, всього	млн. т у.п.	231,9	229,1	252,0	265,0	289,6
1 Виробництво енергоресурсів, усього, у т.ч.:	млн. т у.п.	132,0	143,7	168,5	190,1	236,0
1.1 Видобуток органічного палива	млн. т у.п.	72,0	78,6	90,1	104,7	137,9
1.1.1 Вугільна продукція	млн. т	54,8	63,9	74,9	82,0	92,8
	млн. т у.п.	43,0	50,3	59,2	65,0	73,6
1.1.2 Нафта	млн. т	3,6	2,8	2,4	3,3	7,1
	млн. т у.п.	5,1	4,0	3,4	4,7	10,2
1.1.3 Природний газ	млрд. м ³	20,5	20,9	23,7	30,2	46,7
	млн. т у.п.	23,8	24,2	27,5	35,0	54,2
1.2 Виробництво електроенергії без витрат органічного палива, у т.ч.:	млрд. кВт*г	102,0	109,5	132,5	153,0	177,0
	млн. т у.п.	38,9	40,8	48,1	54,2	61,1
1.2.1 АЕС	млрд. кВт*г	89,0	91,0	96,0	115,0	138,0
1.2.2 ГЕС та ГАЕС	млрд. кВт*г	13,0	15,0	20,0	21,0	21,0
1.2.3 ВЕС, СЕС, малі ГЕС	млрд. кВт*г	0,0	3,5	16,5	17,0	18,0
1.3 Виробництво теплової енергії на АЕС	млн. Гкал	1,5	1,7	1,9	2,1	2,4
	млн. т у.п.	0,2	0,3	0,3	0,3	0,4
1.4 Теплова енергія довокілля	млн. Гкал	0,6	3,7	11,4	30,4	51,9
	млн. т у.п.	0,1	0,6	1,8	4,7	8,0
1.5 Інші джерела палива та енергії	млн. т у.п.	20,7	23,5	28,2	26,1	28,6
2 Імпорт енергоресурсів	млн. т у.п.	70,9	61,6	59,9	55,4	37,2
2.1 Вугілля	млн. т	12,1	7,6	8,2	7,9	7,9
	млн. т у.п.	9,5	6,0	6,5	6,2	6,3
2.2 Нафта	млн. т	7,5	10,7	11	11	9,3
	млн. т у.п.	10,7	15,3	15,7	15,7	13,3
2.3 Нафтопродукти	млн. т у.п.	7,5	0,5	3,9	7,6	10,4
2.4 Природний газ	млрд. м ³	36,6	34,3	29,2	22,3	6,2
	млн. т у.п.	42,5	39,8	33,9	25,9	7,2

Стаття балансу	Розмірність	2010 (Факт)	Прогноз			
			2015	2020	2025	2030
2.5 Електроенергія	млрд. кВт*г	1,9	0	0	0	0
	млн. т у.п.	0,7	0	0	0	0
3. Залишки палива у сховищах та складах на початок року	млн. т у.п.	29,0	23,9	23,6	19,6	16,4
Витратна частина						
II. Розподіл ресурсів, усього	млн. т у.п.	231,9	229,1	252,0	265,0	289,6
1 Споживання енергоресурсів, усього, у т. ч.:	млн. т у.п.	190,8	203,2	221,0	239,5	265,5
1.1 Органічне паливо, усього, у т. ч.:	млн. т у.п.	132,3	140,5	145,3	156,4	169,7
1.1.1 Вугілля	млн. т у.п.	48,3	56,7	60,9	67,4	74,4
1.1.2 Нафтопродукти	млн. т у.п.	17,9	19,8	23,0	28,2	33,9
1.1.3 Природний газ	млн. т у.п.	66,1	64,0	61,4	60,9	61,4
1.2 Електроенергія, вироблена без витрат органічного палива, у т.ч.:	млн. т у.п.	38,9	40,8	48,1	54,2	61,1
1.2.1 АЕС	млн. т у.п.	34,0	33,9	34,9	40,8	47,7
1.2.2 ГЕС та ГАЕС	млн. т у.п.	5,0	5,6	7,3	7,4	7,3
1.2.3 ВЕС, СЕС, малі ГЕС	млн. т у.п.	0	1,3	6,0	6,1	6,2
1.3 Теплова енергія, вироблена на АЕС	млн. т у.п.	0,2	0,3	0,3	0,3	0,4
1.4 Теплова енергія довкілля	млн. т у.п.	0,1	0,6	1,8	4,7	8
1.5 Енергія з інших джерел	млн. т у.п.	20,7	23,5	28,2	26,1	28,6
1.6 Сальдо по електроенергії (експорт-імпорт)	млн. т у.п.	1,6	2,4	2,7	2,3	2,2
2 Експорт енергетичних ресурсів, у т.ч.:	млн. т у.п.	13,1	2,4	6,3	4,9	7,3
2.1 Органічне паливо	млн. т у.п.	10,8	0,0	3,6	2,6	5,1
2.1.1 Вугілля	млн. т	6,2	0	4,5	3,3	6,4
	млн. т у.п.	4,9	0,0	3,6	2,6	5,1
2.1.2 Нафта	млн. т у.п.	0	0	0	0	0

Стаття балансу	Розмірність	2010 (Факт)	Прогноз			
			2015	2020	2025	2030
2.1.3 Нафтопродукти	млн. т у.п.	5,8	0	0	0	0
2.1.4 Природний газ	млрд. м3	0,1	0	0	0	0
	млн. т у.п.	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
2.2 Електроенергія	млрд. кВт*г	4,1	5,5	5,5	5,5	5,5
	млн. т у.п.	1,6	2,4	2,7	2,3	2,2
3. Залишки у сховищах та складах на кінець року	млн. т у.п.	28,0	23,5	24,7	20,6	16,8

* Результуючі значення можуть відрізнятися від арифметичної суми доданків за рахунок округлення

2.2. Баланс електричної енергії

(Млрд. кВт*г)

Стаття балансу	2010 (факт)	Прогноз			
		2015	2020	2025	2030
<i>Базовий сценарій</i>					
Прибуткова частина					
I. Ресурси, всього	191	215	236	259	282
1. Виробництво, всього	188	215	236	259	282
1.1 Виробництво електроенергії на АЕС	89	91	96	115	133
1.2 Виробництво електроенергії на ГЕС	12	12	13	14	14
1.3 Виробництво електроенергії на ГАЕС	1	3	7	7	7
1.4 Виробництво електроенергії на ТЕС – вугілля	68	85	86	87	91
1.5 Виробництво електроенергії на ТЕС - газ	0	2	2	2	2
1.6 Виробництво електроенергії на ТЕЦ і блок-станції	18	19	20	21	21
1.7 Виробництво електроенергії на ВДЕ	0	3	12	13	14
2. Імпорт	2	0	0	0	0
Витратна частина					
II. Розподіл ресурсів – усього	191	214,9	236,0	259,0	282,0
1. Споживання електроенергії нетто, у т.ч.:	164	186,5	208,5	231,4	253,5
1.1 Промисловість та с/г	98	111,0	120,4	131,0	139,0
1.2 Комерційна (сфера послуг та транспорт)	29	35,4	41,4	48,5	57,8

Стаття балансу	2010 (факт)	Прогноз			
		2015	2020	2025	2030
1.3 Населення	37	40,1	46,7	51,9	56,8
2. Витрати при транспортуванні та розподілі	22	22,9	22,0	22,1	23,0
3. Споживання електроенергії бруто – всього	186	209,4	230,5	253,5	276,5
4. Експорт	6	5,5	5,5	5,5	5,5
<i>Песимістичний сценарій</i>					
Прибуткова частина					
I. Ресурси, всього	191	205	220	234	244
1. Виробництво, всього	188	205	220	234	244
1.1 Виробництво електроенергії на АЕС	89	87	96	107	115
1.2 Виробництво електроенергії на ГЕС	12	12	13	14	14
1.3 Виробництво електроенергії на ГАЕС	1	3	7	7	7
1.4 Виробництво електроенергії на ТЕС – вугілля	68	81	80	81	76
1.5 Виробництво електроенергії на ТЕС - газ	0	2	2	2	2
1.6 Виробництво електроенергії на ТЕЦ і блок-станції	18	18	19	19	20
1.7 Виробництво електроенергії на ВДЕ	0	3	3	4	10
2. Імпорт	2	0	0	0	0
Витратна частина					
II. Розподіл ресурсів – усього	191	205,0	220,0	234,0	244,0
1. Споживання електроенергії бруто – всього	186	199,5	214,5	228,5	238,5
2. Експорт електроенергії	6,0	5,5	5,5	5,5	5,5
<i>Оптимістичний сценарій</i>					
Прибуткова частина					
I. Ресурси, всього	191	215	243	278	315
1. Виробництво, всього	188	215	243	278	315
1.1 Виробництво електроенергії на АЕС	89	91	96	115	138
1.2 Виробництво електроенергії на ГЕС	12	12	13	14	14
1.3 Виробництво електроенергії на ГАЕС	1	3,0	7	7	7
1.4 Виробництво електроенергії на ТЕС – вугілля	68	85	88	102	114
1.5 Виробництво електроенергії на ТЕС – газ	0	2	2	2	2

Стаття балансу	2010 (факт)	Прогноз			
		2015	2020	2025	2030
1.6 Виробництво електроенергії на ТЕЦ і блок-станції	18	19	21	21	22
1.7 Виробництво електроенергії на ВДЕ	0	3	16	17	18
2. Імпорт	2	0	0	0	0
Витратна частина					
П. Розподіл ресурсів – усього	191	215,0	243,0	278,0	315,0
1. Споживання електроенергії бруто – всього	186	209,5	237,5	272,5	309,5
2. Експорт	6	5,5	5,5	5,5	5,5

*Результуючі значення можуть відрізнятися від арифметичної суми доданків за рахунок округлення

2.3. Баланс вугілля

Млн. т

Стаття балансу	2010 (факт)	Прогноз			
		2015	2020	2025	2030
<i>Базовий сценарій</i>					
Прибуткова частина					
I. Ресурси, всього	72,8	77,2	90,0	96,3	104,8
1. Видобуток вугілля рядового, всього, у тому числі:	75	85,1	99,8	106,1	114,5
– для коксування	24	27,3	31	35,2	40
– енергетичного	51	57,8	68,8	70,9	74,5
з нього вугільної продукції:	54,8	63,9	76,9	83,8	92,8
– для коксування	17,5	20,5	23,9	27,8	32,4
– енергетичного	37,2	43,4	53,0	56,0	60,4
2. Імпорт	12,1	7,6	7,6	7,0	6,5
3. Залишки у сховищах на початок періоду	5,9	5,7	5,5	5,5	5,5
Витратна частина					
П. Розподіл ресурсів- усього	72,8	77,2	90,0	96,3	104,8
1. Споживання вугілля нетто, у т.ч.:	59,6	68,3	72,0	73,1	75,6
2. Втрати при транспортуванні, зберіганні та розподілі	1,9	2,1	1,8	1,8	1,6
3. Споживання вугілля бруто, всього	61,5	70,4	73,8	74,9	77,1
4. Експорт вугілля	6,2	1,5	10,2	14,4	20,5
5. Залишки у сховищах на кінець періоду	5,1	5,2	6	7	7,2
<i>Песимістичний сценарій</i>					
Прибуткова частина					
I. Ресурси, всього	72,8	76,3	80,3	80,7	80,1
1. Видобуток вугілля рядового, всього, у тому числі:	75	81,1	88,4	87,8	86,2
– для коксування	24	24,4	24,3	25,6	26,6

Стаття балансу	2010 (факт)	Прогноз			
		2015	2020	2025	2030
– енергетичного	51	56,7	64,1	62,2	59,6
з нього вугільної продукції :	54,8	60,8	68,1	69,4	69,8
– для коксування	17,5	18,3	18,7	20,3	21,5
– енергетичного	37,3	42,5	49,4	49,1	48,3
2. Імпорт	12,1	10,0	6,9	6,0	5,3
3. Залишки у сховищах на початок періоду	5,9	5,5	5,3	5,3	5,0
Витратна частина					
II. Розподіл ресурсів- усього	72,8	76,3	80,3	80,7	80,1
1. Споживання вугілля нетто, у т.ч.:	59,6	66,2	68,2	70,0	68,8
2. Втрати при транспортуванні, зберіганні та розподілі	1,9	1,9	1,8	1,7	1,7
3. Споживання вугілля бруто, всього	61,5	68,2	70,0	71,7	70,5
4. Експорт вугілля	6,2	2,8	4,7	4,0	4,5
5. Залишки у сховищах на кінець періоду	5,1	5,3	5,6	5	5,1
<i>Оптимістичний сценарій</i>					
Прибуткова частина					
I. Ресурси, всього	72,8	77,3	88,8	95,5	106,2
1. Видобуток вугілля рядового, всього, у тому числі:	75	85,1	97,1	103,9	114,5
– для коксування	24	27,3	31	35,2	40
– енергетичного	51	57,8	66,1	68,7	74,5
з нього вугільної продукції :	54,8	63,9	74,9	82,0	92,8
– для коксування	17,5	20,5	23,9	27,8	32,4
– енергетичного	37,2	43,4	51,0	54,2	60,4
2. Імпорт	12,1	7,6	8,2	7,9	7,9
3. Залишки у сховищах на початок періоду	5,9	5,8	5,7	5,6	5,5
Витратна частина					
II. Розподіл ресурсів- усього	72,8	77,3	88,8	95,5	106,2
1. Споживання вугілля нетто, у т.ч.:	59,6	69,7	74,9	83,0	91,9
2. Втрати при транспортуванні, зберіганні та розподілі	1,9	2,1	2,2	2,1	1,9
3. Споживання вугілля бруто, всього	61,5	71,9	77,1	85,1	93,8
4. Експорт вугілля	6,2	0	4,5	3,3	6,4
5. Залишки у сховищах на кінець періоду	5,1	5,3	7,2	7,1	6,0

* Результуючі значення можуть відрізнятися від арифметичної суми доданків за рахунок округлення

Баланс нафти

Млн. тонн

Статті балансу	2010 (факт)	Прогноз			
		2015	2020	2025	2030
<i>Базовий сценарій</i>					
Прибуткова частина					
I. Ресурси, всього	11,3	12	12	12,8	14,6
1. Видобуток нафти і газового конденсату	3,6	2,8	2,4	2,4	4,5
2. Імпорт нафти	7,5	9,0	9,4	10,2	9,8
3. Залишки нафти у сховищах на початок періоду	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3
Витратна частина					
II. Розподіл ресурсів- усього	11,3	12	12	12,8	14,6
1. Споживання нафти нетто, у тому числі:	11	11,7	11,6	12,5	14,3
2. Втрати при зберіганні, розподілі, транспортуванні	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
3. Споживання нафти бруто – всього	11,1	11,8	11,7	12,6	14,4
4. Експорт нафти	0	0	0	0	0
5. Залишки у сховищах на кінець періоду	0,2	0,2	0,3	0,2	0,2
<i>Песимістичний сценарій</i>					
Прибуткова частина					
I. Ресурси, всього	11,3	3,8	3,6	3,6	3,3
1.1 Видобуток нафти і газового конденсату	3,6	2,8	2,1	1,8	2,2
1.2 Імпорт нафти	7,5	0,8	1,3	1,6	0,9
1.3 Залишки нафти у сховищах на початок періоду	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Витратна частина					
II. Розподіл ресурсів- усього	11,3	3,8	3,6	3,6	3,3
1. Споживання нафти нетто, у тому числі:	11	3,5	3,4	3,4	3,1
2. Втрати при транспортуванні, розподілі, зберіганні	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
3. Споживання нафти бруто – всього	11,1	3,5	3,4	3,4	3,1
4. Експорт нафти	0	0	0	0	0
5. Залишки у сховищах на кінець періоду	0,2	0,3	0,2	0,2	0,2

Стаття балансу	2010 (факт)	Прогноз			
		2015	2020	2025	2030
<i>Оптимістичний сценарій</i>					
Прибуткова частина					
I. Ресурси, всього	11,3	13,7	13,6	14,6	16,6
1. Видобуток нафти і газового конденсату	3,6	2,8	2,4	3,3	7,1
2. Імпорт нафти	7,5	10,7	11,0	11,0	9,3
3. Залишки нафти у сховищах на початок періоду	0,2	0,2	0,2	0,3	0,2
Витратна частина					
II. Розподіл ресурсів- усього	11,3	13,7	13,6	14,6	16,6
1. Споживання нафти нетто, у тому числі:	11	13,4	13,3	14,3	16,3
2. Втрати при зберіганні, розподілі, транспортуванні	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
3. Споживання нафти бруто – всього	11,1	13,5	13,4	14,4	16,4
4. Експорт нафти	0	0	0	0	0
5. Залишки у сховищах на кінець періоду	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2

2.5. Баланс природного газу

Млрд. м³

Стаття балансу	2010 (факт)	Прогноз			
		2015	2020	2025	2030
<i>Базовий сценарій</i>					
Прибуткова частина					
I. Ресурси, всього	74,7	70,1	66,1	61,8	59,4
1. Видобуток природного газу	20,5	20,9	23,7	29,8	44,4
2. Імпорт природного газу	36,6	33,7	27,1	20	5
3. Залишки у сховищах на початок періоду	17,6	15,5	15,3	12	10
Витратна частина					
II. Розподіл ресурсів – усього	74,9	70,06	66,2	61,85	59,4
1. Споживання природного газу нетто, у т.ч.:	52	50,6	47,8	46,9	46,6
1.1 Промисловість	21,3	19,6	18,2	18,1	18,3
1.2 Сфера послуг, енергетика та бюджетна сфера	13,1	14,3	14,8	15,4	16
1.3 Населення	17,6	16,7	14,8	13,4	12,3
2. Технічне споживання	5,3	3,96	3,1	2,95	2,8
3. Споживання природного газу бруто, всього	57,3	54,56	50,9	49,85	49,4
4. Експорт природного газу	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0

Стаття балансу	2010 (факт)	Прогноз			
		2015	2020	2025	2030
5. Залишки у сховищах на кінець періоду	17,6	15,5	15,3	12	10
<i>Песимістичний сценарій</i>					
Прибуткова частина					
I. Ресурси, всього	74,7	70,8	66,8	62,3	59,8
1. Видобуток природного газу	20,5	20,9	23,7	25,9	30,2
2. Імпорт природного газу	36,6	34,2	27,7	23,1	16,9
3. Залишки у сховищах на початок періоду	17,6	15,7	15,4	13,3	12,7
Витратна частина					
II. Розподіл ресурсів – усього	74,6	70,8	66,8	62,3	59,8
1. Споживання природного газу нетто	51,7	51,2	48,37	46,1	44,4
2. Технічне споживання	5,3	3,97	3,074	2,87	2,73
3. Споживання природного газу бруто, всього	57,0	55,1	51,44	49	47,1
4. Експорт природного газу	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
5. Залишки у сховищах на кінець періоду	17,6	15,7	15,4	13,3	12,7
<i>Оптимістичний сценарій</i>					
Прибуткова частина					
I. Ресурси, всього	74,7	71,6	68,1	64,9	61,9
1. Видобуток природного газу	20,5	20,9	23,7	30,2	46,7
2. Імпорт природного газу	36,6	34,3	29,2	22,3	6,2
3. Залишки у сховищах на початок періоду	17,6	16,4	15,2	12,4	9
Витратна частина					
II. Розподіл ресурсів – усього	74,9	71,6	68,1	64,9	61,9
1. Споживання природного газу нетто	56,1	51,2	49,8	49,4	50
2. Технічне споживання	5,3	3,99	3,17	3,02	2,92
3. Споживання природного газу бруто, всього	57,3	55,2	52,9	52,5	52,9
4. Експорт природного газу	0,1	0	0	0	0
5. Залишки у сховищах на кінець періоду	17,6	16,4	15,2	12,4	9

3. Стратегія розвитку електроенергетичної галузі

3.А. Електрична енергія

3.1. Споживання електроенергії

Попит на електроенергію в Україні в 2030 р. складе від 244 (песимістичний сценарій) до 315 (оптимістичний сценарій) ТВт•год. У базовому сценарії попит на електроенергію досягне 282 ТВт•год, що на 50% вище рівня 2010 р. (191 ТВт•год). Переважно це буде зумовлено зростанням споживання в промисловості (на 40%) та в сфері послуг (на 100%).

Прогноз зростання споживання електроенергії ґрунтується на:

- Аналізі історичної динаміки ВВП, прогнозі його зростання та зміні його структури;
- Прогнозі електроємності ВВП України з урахуванням ефекту від впровадження заходів зі збереження електроенергії.

У період значного економічного зростання, коли щорічне реальне зростання ВВП становило 7% (2000–2007 рр.) споживання електроенергії зростало в середньому на 2,7% на рік. Світова фінансова криза спричинила падіння ВВП в 2009 р. майже на 15% (у реальному відображенні) і зниження споживання електроенергії на 10%.

Сьогодні електроємність ВВП України в декілька разів перевищує аналогічний показник європейських країн. Однією з причин цього є структура української економіки, яка здебільшого складається з електроємних галузей, а також надмірно високі витрати електроенергії на виробництво одиниці продукції. Висока електроємність також викликана істотним технологічним відставанням багатьох галузей промисловості та житлово-комунального господарства та високим зношенням основних фондів.

Виходячи з історичних коефіцієнтів еластичності зростання енергоспоживання за зростанням ВВП за трьома категоріями споживачів (промисловість, сектор послуг і населення), прогноз споживання електроенергії у 2030 р. у базовому сценарії складе 331 ТВт•год. Але з урахуванням впровадження ініціатив щодо енергозбереження⁴ прогноз споживання електроенергії у 2030 р. у базовому сценарії знижується до 282 ТВт•год (включаючи експорт, втрати і власне споживання електростанцій) при середньому щорічному зростанні на рівні 2,0%. Таке співвідношення зростання ВВП і динаміки споживання електроенергії відповідає показникам, характерним для ринків, які проходять етап інтенсивного розвитку.

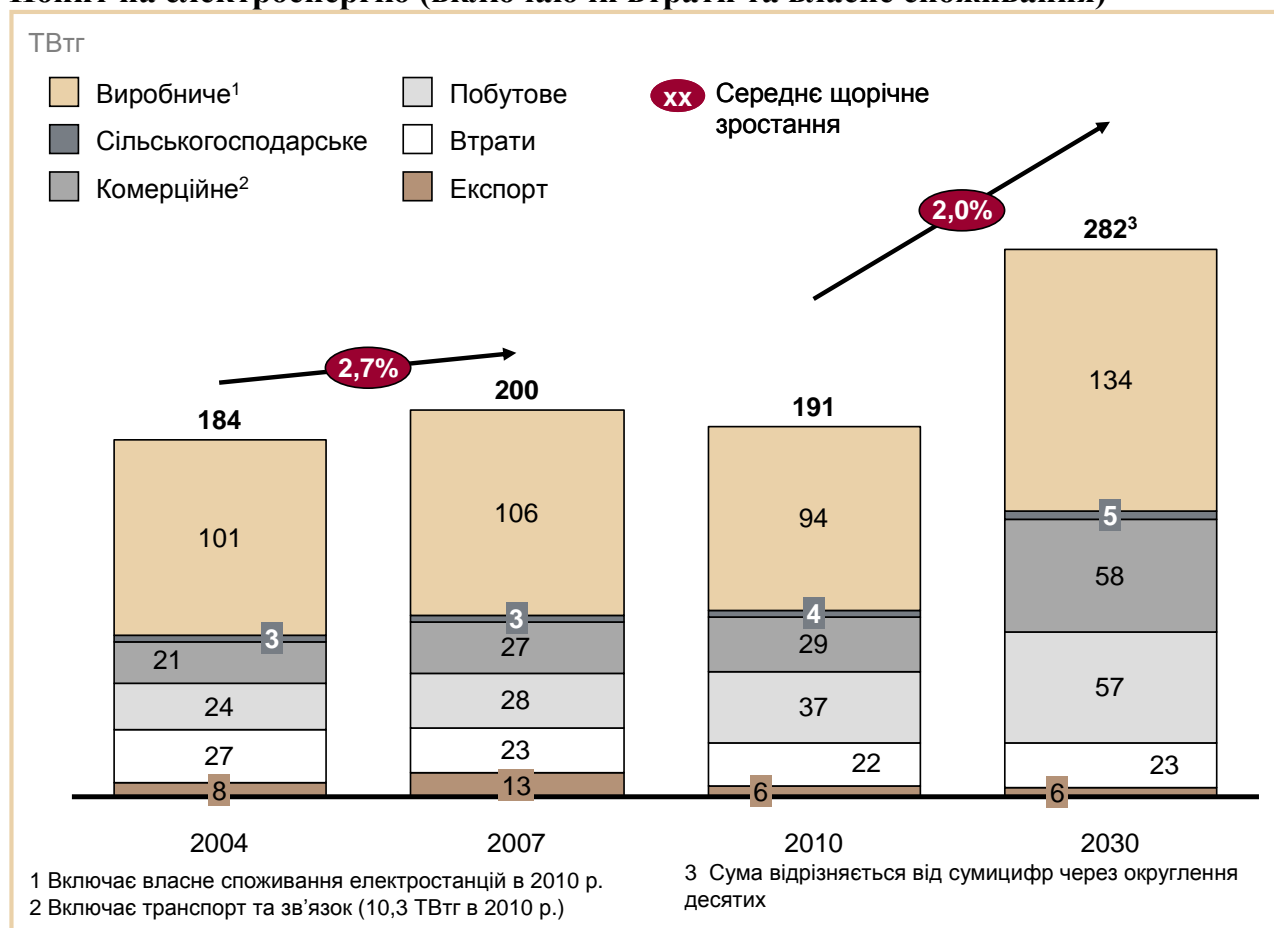
При прогнозуванні споживання електроенергії враховуються структурні зміни, очікувані в кожному сегменті споживачів (наприклад, перехід від мартенівського методу виробництва сталі на конверторний та електродуговий).

⁴ Більш детально описано в Розділі 7.1

Попит на електроенергію⁵ (ТВт•год) за реалізації базового сценарію розвитку ВВП

	2010	2015	2020	2025	2030
Промисловість ⁶	94	107	116	127	134
Сільське господарство	4	4	4	5	5
Комерційне та побутове споживання	65	76	88	101	115
Втрати ⁷	22	22	22	22	23
Експорт	6	6	6	6	6
Разом	191	215	236	259	282

Попит на електроенергію (включаючи втрати та власне споживання)



⁵ Результуючі значення можуть відрізнятися від арифметичної суми доданків за рахунок округлення

⁶ Включає власне споживання електростанцій (24 ТВт•год у 2030 р.) та споживання ГАЕС

⁷ Включаючи втрати в магістральних і розподільчих мережах

Промисловість буде найбільшим споживачем електроенергії (134 ТВт•год в 2030р., або близько 50% загального обсягу). При цьому щорічне зростання споживання становитиме 1,8%. Цей показник враховує реалізацію заходів щодо енергозбереження та підвищення енергоефективності відповідно до галузевих програм, які дозволяють наблизити рівень споживання електроенергії при виробництві продукції до середньосвітових значень (щорічне зменшення на одиницю продукції на 0,1–5% проти рівня 2010 р. залежно від галузі; докладніше викладено в Розділі «Пріоритетні напрямки діяльності із забезпечення енергозбереження»).

Основним чинником впливу на зростання споживання електроенергії у промисловому секторі є збільшення обсягів виробництва металургійної продукції (на 1,4% щорічно) і суміжних галузей: видобувної (видобуток залізної руди та вугілля), хімічної (найбільш енергоємної її частини - виробництва кисню й інших промислових газів) і виробництва коксу. Зростання металургії спричинене збільшенням світового попиту на метал (близько 3% на рік) і зміною структури виробництва сталі в Україні (заміна застарілих мартенівських печей на конвертерні й електродугові). Сумарно ці галузі сформують більше 50% промислового споживання електроенергії (близько 71 ТВт•год 2030 р.).

Іншим важливим чинником впливу на промислове споживання електроенергії буде зростання добробуту населення України (щорічне зростання ВВП на душу населення складатиме близько 5%), що стимулюватиме зростання таких галузей як житлове та комерційне будівництво, харчова промисловість, виробництво електроенергії, тепла і води та автомобілебудування. Зазначені галузі сумарно споживатимуть більше 60 ТВт•год 2030 р.

Споживання електроенергії сільським господарством зростатиме в середньому на 1,6% на рік і до 2030 р. сягне 4,8 ТВт•год.

Споживання сферою послуг зростатиме майже вдвічі швидше за промислове (близько 4,2% на рік у середньому) і до 2030 р. складе близько 45 ТВт•год. Основним чинником зростання є збільшення комерційних площ (торгівельні та офісні приміщення, заклади освіти та охорони здоров'я тощо) у 3,2 рази.

Споживання електроенергії підприємствами транспортної галузі зросте внаслідок збільшення обсягів вантажних і пасажирських перевезень, викликаних зростанням промислового та сільськогосподарського виробництва, і реального підвищення ВВП на душу населення. До 2030 р. споживання електроенергії у транспортній галузі зросте на 50% і складе 14 ТВт•год.

Зростання побутового споживання електроенергії населенням до 2030 р. у порівнянні з 2010 р. складе більше 55% (середньорічний темп зростання – 2,2%), у результаті побутове споживання складе близько 57 ТВт•год. Головним чинником такого зростання буде поліпшення добробуту населення України, яке зумовить покращення житлових умов до рівня, близького до розвинених країн 2010 р. (збільшення житлової площі з розрахунку на людину приблизно у 1,5 рази), і збільшення оснащеності домогосподарств побутовими приладами. Зниження чисельності населення не матиме значного впливу на обсяг споживання електроенергії. Значне зростання використання теплових насосів та термонакопичувачів для потреб опалення також суттєво вплине на потребу населення в електроенергії, це буде спричинене розвитком цих технологій та суттєвим зростанням ціни на газ для побутового вжитку. Значним буде збільшення

енергоефективності (у цілому приблизно на 1,2% щорічно) за рахунок раціональнішого використання електроенергії для опалення, кондиціонування, вентиляції та освітлення приміщень, а також для живлення побутових електроприладів. Аналогічне зниження енергоспоживання спостерігається наразі у розвинених країнах, що викликане високими тарифами та переведенням різних приладів на нові стандарти енергоспоживання.

Витрати при передачі та розподілі електроенергії у відносних величинах скоротяться з 13% до 9% її споживання, що значно зменшить розрив з аналогічними показниками європейських країн. При цьому в абсолютних цифрах витрати дещо збільшаться за рахунок зростання споживання: з 22 ТВт•год у 2010 р. до 23 ТВт•год у 2030 р. Зниження втрат у відносному виразі буде досягнуте завдяки модернізації розподільчих і магістральних мереж.

Таким чином, сумарна потреба в електроенергії до 2030 р. складе близько 282 ТВт•год (на 91 ТВт•год більше, ніж у 2010 р.), що потребуватиме значного збільшення генеруючих потужностей.

3.2. Виробництво, передача та розподіл електроенергії

3.2.1. Поточний стан галузі

Основою електроенергетики країни є Об'єднана енергетична система (ОЕС) України, яка здійснює централізоване забезпечення електроенергією внутрішніх споживачів, взаємодіє з енергосистемами суміжних країн, забезпечує експорт і імпорт електроенергії. Вона поєднує енергогенеруючі потужності, розподільчі мережі регіонів України, пов'язані між собою системоутворюючими лініями електропередач напругою 220–750 кВ. Оперативно-технологічне керування ОЕС і керування режимами енергосистеми здійснюється централізовано державним підприємством НЕК «Укренерго».

Загальна встановлена потужність електрогенеруючих станцій України на кінець 2012 р. склала 53,8 ГВт, з яких 51% припадає на теплові електростанції (ТЕС), 25,7% - на атомні електростанції (АЕС), 10,2% - на гідроелектростанції (ГЕС) і гідроакумулюючі електростанції (ГАЕС), 13,1% - на теплоелектроцентралі (ТЕЦ), блок-станції й інші об'єкти. При цьому без урахування законсервованих блоків і блоків, які перебувають на реконструкції встановлена потужність готових до експлуатації блоків становить 49 ГВт (47 ГВт з урахуванням обмежень електромереж на видачу потужності АЕС).

Магістральні електричні мережі України нараховують 22,9 тис. км, з них 4,9 тис. км припадає на мережі з напругою 400–800 кВ, 13,3 тис. км – напругою 330 кВ, 4,1 тис. км – напругою 220 кВ і 0,7 тис. км – напругою 35–110 кВ, а також 136 підстанцій загальною трансформаторною потужністю 78 631,6 МВА.

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

ОЕС України працює в паралельному режимі з ЄЕС/ОЕС, окрім так званого «Бурштинського острова» (включає Бурштинську ТЕС, Калуську ТЕЦ та Терембле-Рікську ГЕС), який синхронізовано з Європейською мережею системних операторів з передачі електроенергії (ENTSO-E).

На сьогоднішній день більша частина генеруючих активів та електромереж зношена та неефективна:

- Станом на кінець 2012 р. 81% блоків теплових електростанцій і теплоелектроцентралей перевищили межу фізичного зношення у 200 тис. годин наробітку й потребують модернізації або заміни. Зношеність устаткування призводить до перевитрат палива, зменшення робочої потужності та погіршення екологічних показників;
- Атомні блоки наближаються до закінчення строку проектної експлуатації: понад 70% атомних блоків потребуватимуть подовження строку експлуатації у найближчі 10 років;
- Баланс потужності енергосистеми України характеризується дефіцитом як маневрених, так і регулюючих потужностей; частка гідроелектростанцій, які забезпечують основний обсяг маневрених потужностей, у загальному балансі потужностей не перевищує 9% за оптимального рівня у 15%. В результаті блоки ТЕС і ТЕЦ, спроектовані для роботи в базовому режимі, використовуються для підтримки змінної частини графіка навантаження енергосистеми;
- На сьогодні 42,2% повітряних ліній електропередач (ЛЕП) напругою 220-330 кВ експлуатуються понад 40 років, 64,4% основного устаткування трансформаторних підстанцій випрацювали свій розрахунковий технічний ресурс;
- Значні проблеми виникають у зв'язку з недостатністю пропускної спроможності ліній електропередач для видачі потужності АЕС (Рівненська, Хмельницька, Запорізька) і передачі надлишкової енергії Західного регіону до центру й на схід країни; з недостатнім рівнем надійності енергопостачання АР Крим, Одеської та Київської областей; з некомпенсованістю електромережі ОЕС України з реактивної потужності і складністю забезпечення необхідного рівня напруги (Кримська, Центральна, Південна енергосистеми, східна і південна частини Донбаської енергосистеми);
- У розподільчих мережах значна кількість об'єктів також відпрацювала свій ресурс: 40,5% електричних мереж і 37,6% трансформаторних підстанцій потребують реконструкції або заміни. Недостатнє оснащення низьковольтних мереж компенсаторами реактивної потужності, а також неефективна система реконструювання потужності призводить до істотних відхилень напруги від нормативних значень.

Для підтримки надійності енергосистеми потрібна повномасштабна програма модернізації цих активів.

Без реалізації програм модернізації наявних і будівництва нових потужностей дефіцит пікової потужності спостерігатиметься вже в 2017-2020 рр.

3.2.2. Перспективи розвитку галузі

Виходячи з поточного стану галузі, для підтримання надійності ОЕС і забезпечення зростання економіки країни першочерговими завданнями електроенергетики України за будь-якого сценарію зростання попиту є:

- Модернізація наявних генеруючих потужностей (ТЕС і ТЕЦ зі встановленням пілогазоочисного обладнання (ПГО) на найновіші блоки, АЕС, ГЕС) з

забезпеченням вирішення проблеми поставок сорбенту та утилізації відходів від його використання;

- Модернізація та розвиток магістральних і розподільчих мереж;
- Реалізація проектів будівництва ГЕС і ГАЕС (загальною потужністю 5 ГВт);
- Продовження строку експлуатації діючих енергоблоків АЕС до 20 років за умов позитивних підсумків періодичної переоцінки безпеки;
- Будівництво третього і четвертого блоків Хмельницької АЕС (мінімальна потужність - 2 ГВт);
- Розвиток відновлюваних джерел енергії (ВДЕ);
- Будівництво 4 ГВт вугільних станцій для заміщення потужностей, які виводяться з експлуатації;
- У 2017 р. початок передпроектних робіт, у 2022 р. – початок будівництва атомних блоків для заміни наявних блоків, які будуть виведені з експлуатації після 2030 р.

При песимістичному сценарії розвитку попиту на електроенергію (244 ТВт•год у 2030 р.) реалізація лише перерахованих заходів дозволить задовольнити попит на електроенергію. При базовому (282 ТВт•год) і оптимістичному сценарії (315 ТВт•год) необхідне також здійснення таких проектів:

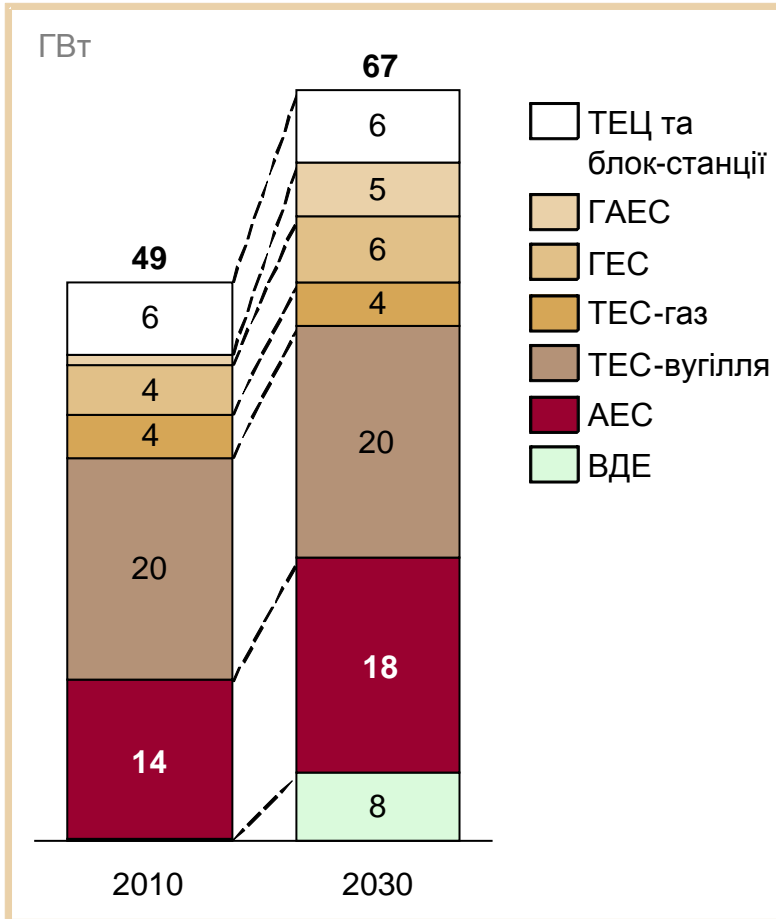
- Будівництво атомних блоків на нових майданчиках (мінімальною потужністю 3 ГВт при базовому сценарії та 5 ГВт за максимального попиту, що прогнозується в оптимістичному сценарії);
- Додаткове будівництво вугільних станцій (потужністю 9 ГВт при базовому сценарії та 11 ГВт при оптимістичному сценарії).

Для зниження потреби в будівництві генеруючих потужностей необхідно стимулювати не тільки збереження електроенергії, але й вирівнювання графіка навантаження. Для цього потрібне посилення диференційованості тарифів на електроенергію для кінцевого споживача за часом доби й стимулювання зниження споживання електроенергії в піковий час за рахунок перенесення споживання на інший час доби.

З урахуванням значних строків розробки, затвердження проектної та одержання дозвільної документації, а також безпосередньо будівництва, рішення про необхідність будівництва додаткових атомних блоків має прийматися вже у 2013-2015 рр. на основі оновленого прогнозу динаміки попиту на електроенергію. Починаючи з 2014 р., потрібно щорічно на основі оновленого прогнозу попиту коригувати програму будівництва нових генеруючих потужностей з урахуванням прогнозованого дефіциту потужностей і строків будівництва. Для забезпечення надійності постачання за умови прогнозованого дефіциту генеруючих потужностей в енергосистемі України, орган, що проводить державну політику в галузі електроенергетики повинен проводити відкритий тендер на будівництво нових потужностей.

Цільова структура потужностей сформована з урахуванням таких чинників як мінімізація обсягу інвестицій, зниження повної собівартості електроенергії (з урахуванням зростання цін на паливо), підвищення енергобезпеки України та поліпшення екологічної ситуації у країні.

Баланс встановлених потужностей у базовому сценарії



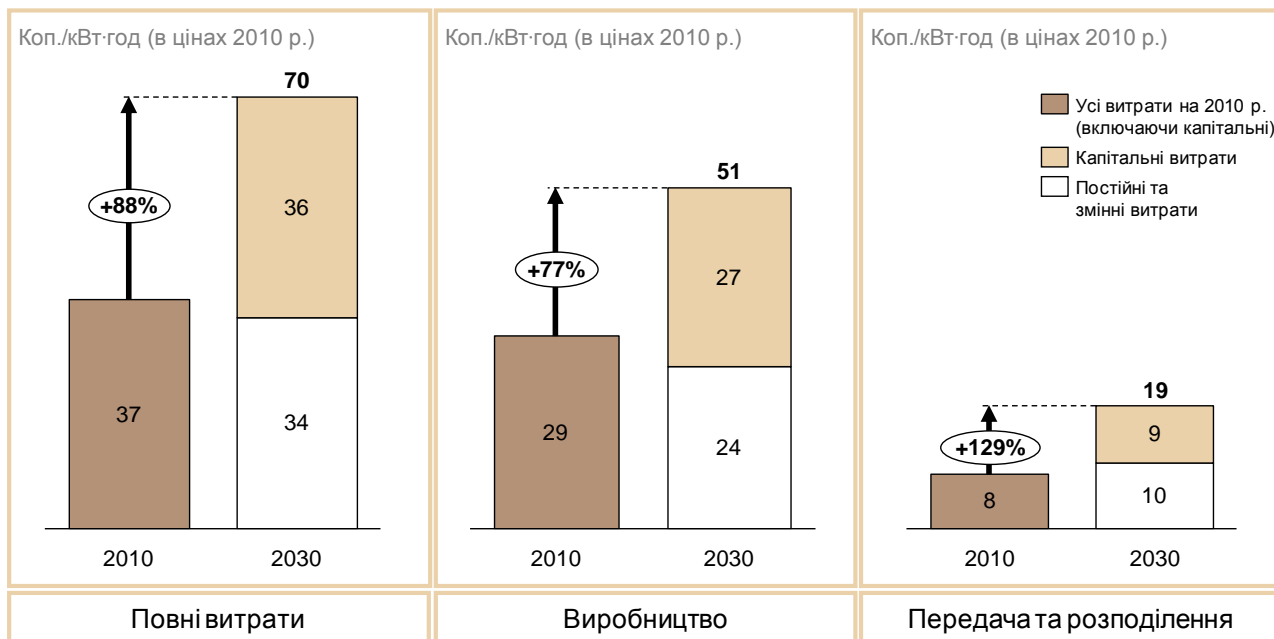
Інвестиції в модернізацію та будівництво генеруючих потужностей та об'єктів електромереж у 2013-2030 рр. за базовим сценарієм розвитку попиту складуть більше 1 трлн. грн.; забезпечення повернення на вкладений капітал на рівні, необхідному для залучення інвесторів, призведе до зростання середніх повних витрат на виробництво, передачу та розподіл електроенергії більш ніж на 80% (що відповідає середньому щорічному зростанню близько 3%) у цінах 2010 р.

Для залучення інвесторів і забезпечення окупності інвестицій у модернізацію та нове будівництво в електроенергетиці потрібно:

- Здійснити перехід на нову модель ринку електроенергії, яка передбачає відшкодування виробникам електричної енергії економічно обґрунтованих витрат, включаючи повернення на інвестований капітал;
- Запровадити систему тарифоутворення, яка гарантує ринкове повернення на капітал з інвестицій в об'єкти природних монополій.

Щодо будівництва нових генеруючих потужностей передбачити необхідність запровадження прозорих та чітких процедур і критеріїв видачі дозволів на будівництво генеруючих потужностей, а також застосування тендерних підходів щодо будівництва нових генеруючих потужностей у разі його ініціювання з боку держави (за умови недостатніх стимулів щодо здійснення такого будівництва інвесторами).

Середні повні витрати на виробництво, передачу та розподіл електроенергії (витрати для базового 2010 р. зазначені без розбивки на капітальні і постійні та змінні)



Для розв'язання першочергових завдань електроенергетики Міністерству енергетики та вугільної промисловості необхідно розробити та виконати програми розвитку генеруючих потужностей та об'єктів електромереж з урахуванням експортного потенціалу, що включає:

- Програми модернізації наявних (з урахуванням технічного стану та можливості встановлення ПГО на найновіші блоки) і будівництва нових генеруючих об'єктів (з описом технологій генерації, що використовуватимуться, розміщення майданчиків, строків будівництва тощо) для уникнення дефіциту потужностей;
- Актуалізовану програму розвитку магістральних мереж, що узгоджується з програмою будівництва та модернізації генеруючих потужностей;
- Детальну програму розвитку розподільчих мереж, що також узгоджується з програмою будівництва та модернізації генеруючих потужностей і пріоритетного розвитку магістральних мереж;
- Одним з найважливіших завдань електроенергетики також є вирівнювання добового графіку споживання електричної потужності. Для цього разом із тарифними методами регулювання (посилення різниці між ціною на електроенергію в різні періоди доби) необхідно застосовувати нетарифні методи – проведення роз'яснювальної роботи серед споживачів, поширення використання теплових насосів, термонакопичувачів для потреб теплозабезпечення, використання так званих «інтелектуальних мереж» (Smart grids), тощо.

Структура потужностей і виробітку за сценаріями (I - песимістичний, II - базовий, III - оптимістичний)

	2012	2015			2020			2025			2030		
		I	II	III	I	II	III	I	II	III	I	II	III
Встановлена потужність, ГВт, у тому числі	53,8	51,0	51,5	51,5	53,9	59,4	61,5	54,7	63,8	72,6	56,8	66,5	77,6
АЕС	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	15,8	15,8	18,8	15,8	17,8	20,8
ГЕС ⁸	4,5	4,8	4,8	4,8	5,2	5,2	5,2	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8
ГАЕС	0,9	2,2	2,2	2,2	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7
ТЕС ⁹ – вугілля	22,0	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7	16,0	19,8	23,3	14,4	19,7	25,5
ТЕС – газ	5,4	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8
ТЕЦ і блок-станції	6,6	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3
ВДЕ	0,6	1,4	1,9	1,9	1,4	6,9	9,0	2,3	7,3	9,9	6,0	8,4	10,7
Виробіток, ТВт•год, у тому числі	198	205	215	215	220	236	243	234	259	278	244	282	315
АЕС	90	87	91	91	96	96	96	107	115	115	115	133	138
ГЕС ⁸	10	12	12	12	13	13	13	14	14	14	14	14	14
ГАЕС	1	3	3	3	7	7	7	7	7	7	7	7	7
ТЕС – вугілля ¹⁰	79	81	85	85	80	86	88	81	87	102	76	91	114
ТЕС – газ	-	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
ТЕЦ і блок-станції	18	18	19	19	19	20	20	19	21	21	20	21	22
ВДЕ	1	3	3	3	3	12	16	4	13	17	10	14	18

* Результуючі значення можуть відрізнятися від арифметичної суми доданків за рахунок округлення

8 Без урахування малих ГЕС (малі ГЕС враховано у ВДЕ)

9 Потужність ТЕС зазначено без урахування законсервованих блоків і блоків, які перебувають на реконструкції

3.2.3. Розвиток магістральних мереж

До 2030 р. розвиток магістральних мереж має здійснюватися на базі ліній електропередач напругою 330 і 750 кВ.

Основними завданнями розвитку магістральних мереж є:

- Створення нових і посилення чинних системоутворюючих зв'язків як усередині окремих енергетичних регіонів країни, так і між регіонами та з енергосистемами інших країн;
- Забезпечення видачі потужності діючих і споруджуваних електростанцій;
- Забезпечення надійного електропостачання потужних вузлів електроспоживання;
- Підвищення якості та надійності передачі електроенергії (зокрема згідно з нормами ENTSO-E).

Пріоритетними проектами є:

- Завершення формування двох транзитних магістралей напругою 750 кВ – південної (Хмельницька АЕС – Дністровська ГАЕС – ПС Приморська – ПС Каховська – Запорізька АЕС) і північної (Рівненська АЕС – ПС Київська – ПС Північноукраїнська – ПС Харківська – ПС Донбаська), які дозволяють зняти обмеження мережі на видачу потужності Хмельницької, Рівненської, Запорізької атомних електростанцій і регулюючих потужностей Дністровської ГАЕС;
- Підвищення надійності електропостачання Кримського та Київського регіонів та Одеської області;
- Повномасштабна програма модернізації високовольтних ліній та підстанцій, спрямована у тому числі на зниження втрат електроенергії;
- Розвиток та розширення мереж напругою 330 кВ для підвищення надійності електропостачання.

Будівництво магістральних мереж має узгоджуватись з розвитком генеруючих потужностей (включаючи ВДЕ).

Для підвищення надійності енергозабезпечення та відповідності вимогам ENTSO-E проводитиметься реконструкція пристроїв релейного захисту і протиаварійної автоматики із заміною їх на сучасні, побудовані на мікропроцесорній основі, розвиток телекомунікацій на базі оптико-волоконних мереж, що дозволить впровадити сучасні функціональні системи АСУ ТП, АСДУ й АСУП та системи регулювання частоти і потужності.

Загальний обсяг необхідних капітальних вкладень для поетапної реалізації програми розвитку магістральних електричних мереж до 2030 р. складе 53 млрд. грн (докладніше описано у Розділі 10 «Фінансове забезпечення розвитку ПЕК»).

3.2.4. Міждержавні електричні мережі

ОЕС України за допомогою ліній електропередач міждержавного значення з'єднана з енергосистемами Російської Федерації, Молдови, Білорусі, Польщі, Словаччини, Угорщини, Румунії. У 2010 р. обсяг чистого експорту електроенергії склав 4,2 млрд. кВт•год.

Міждержавні лінії електропередачі України та можливості експорту електроенергії до сусідніх країн

Країна	Кількість повітряних ліній за класами напруги					Пропускна здатність ЛЕП, млрд. кВт•год на рік	Експорт у 2010 р., млрд. кВт•год
	750 кВ	400 - 500 кВ	220 - 330 кВ	110 - 0,4 кВ	Усього		
Угорщина	1	1	2		4	511/49 ¹²	1,17
Румунія	1	1			2		
Словаччина		1		1	2		
Польща	1		1		2		
Молдова			7	18	25	1,5	0,02
Білорусь			2	6	8	6,1	2,94
Російська Федерація	1	3 ¹³	10	18	32	26,3	0,08

Нині ОЕС України працює в паралельному режимі з ЄЕС/ОЕС, за винятком «Бурштинського острова», який синхронізовано з Європейською мережею системних операторів передачі електроенергії (ENTSO-E).

Пропускна спроможність міждержавних мереж, що зв'язують Україну з РФ, Білоруссю та Молдовою, дозволяє значно підвищити обсяги експорту в даних напрямках. Збільшення експортного потенціалу до країн ENTSO-E потребує реконструкції наявних (але відключених станом на кінець 2010 р.) міждержавних високовольтних ліній (ВЛ) 750 кВ Хмельницька АЕС-Жешув (Польща) і Южно-Українська АЕС-Ісакча (Румунія) та реконструкції діючої ВЛ 750 кВ Західноукраїнська-Альберштина (Угорщина) або будівництва нових високовольтних ліній, або підвищення технічного рівня електростанцій, систем електропередачі та систем регулювання частоти й потужності до європейських стандартів, або збільшення генеруючих потужностей на «Бурштинському острові».

Рішення про збільшення експорту має прийматися учасниками ринку електроенергії за відповідної оцінки його економічної доцільності та з урахуванням першочергового забезпечення внутрішнього попиту на електроенергію. При цьому держава, орган державного регулювання в енергетиці та оператор енергосистеми дають можливість реалізації проектів з розширення експортно-орієнтованої інфраструктури за рахунок:

- Розробки механізмів повернення вкладених інвестором коштів в об'єкти загального користування (міждержавні лінії електропередач, вставки постійного струму тощо);
- Спрощення процедур видачі дозволів, землевідведення тощо.

При цьому всі проекти повинні відповідати вимогам енергосистеми та не порушувати її надійності.

11 При роботі тільки через «Бурштинський острів»

12 При роботі у паралельному режимі з ENTSO-E

13 Одна лінія електропередачі постійного струму 400 кВ

3.2.5. Розвиток розподільчих електромереж

Для якісного та надійного електропостачання споживачів потрібно:

- 2011–2020 рр. збільшувати щорічне введення в експлуатацію нових розподільчих мереж з тим, щоб до кінця зазначеного періоду вводити не менше 15 тис. км у рік нових і реконструйованих ліній електропередач напругою 0,4–150 кВ;
- Наступними роками щорічно здійснювати будівництво нових ліній електропередач відповідно до зростання потреб електропостачання, особливо у зв'язку зі збільшенням частки ВДЕ, і проводити реконструкцію діючих ЛЕП.

Розвиток мереж повинен бути скерований на зниження ступенів трансформації та наближення високовольтних мереж до споживача. Будівництво, реконструкція, технічне переоснащення та модернізація електричних мереж напругою 6–150 кВ повинні здійснюватися випереджальними темпами відносно зростання електричного навантаження промислових, сільськогосподарських і комунально-побутових споживачів.

Технічне переоснащення, реконструкція електричних мереж та їх розвиток повинні проводитися на базі національного нормативно-правового регулювання з урахуванням рекомендацій Міжнародної електротехнічної комісії та регіональних особливостей, які стосуються умов надійності, екологічної безпеки та зниження втрат у мережах.

У розвиток розподільчих мереж до 2030 р. необхідно інвестувати 134 млрд. грн., що потребує збільшення щорічних інвестицій до 7 млрд. грн. і потребуватиме значних будівельно-монтажних потужностей та дозволить наблизитися до європейського рівня питомих інвестицій у розподільчі мережі (докладніше описано у Розділі 10 «Фінансове забезпечення розвитку ПЕК»).

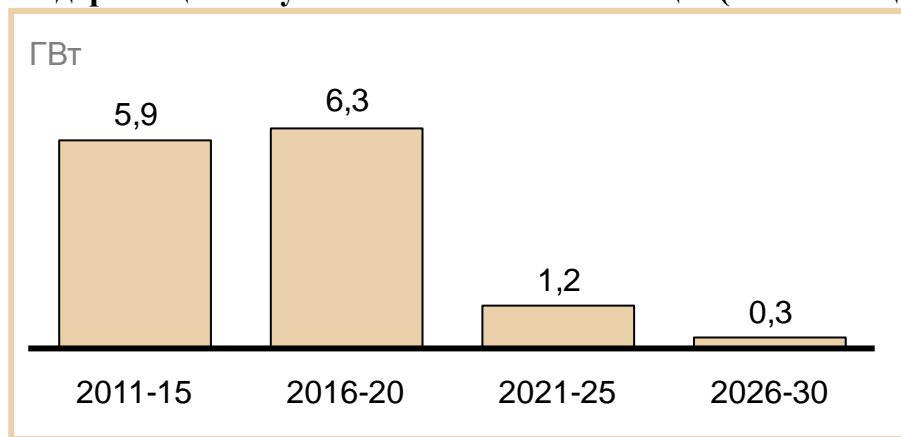
3.2.6. Розвиток теплової генерації

Першочергове завдання у сфері розвитку теплової генерації – модернізація та реконструкція наявних потужностей ТЕС та ТЕЦ із метою подовження строку служби устаткування на 15–20 років, збільшення встановлених потужностей, зниження питомих витрат палива та приведення обладнання у відповідність до стандартів ENTSO-E з регулювання частоти, активної та реактивної потужності. Також у рамках модернізації необхідно проводити оснащення станцій системами пилогазоочищення для зниження викидів пилю, оксиду сірки й азоту до норм ЄС.

Збільшення власного споживання енергії блоками ТЕС після встановлення систем пилогазоочищення буде компенсовано за рахунок збільшення виробітку електроенергії блоками після модернізації через підвищення їх ККД.

З урахуванням обмежень, які стосуються одночасного виведення блоків в реконструкцію, технічного стану станцій і планів нового будівництва, до 2030 р. необхідно провести модернізацію пилувугільних енергоблоків загальною потужністю близько 14 ГВт. За потреби, в разі економічної доцільності та за умови збереження темпів реконструкції кількість модернізованих теплових блоків може бути збільшена. Таке збільшення відповідним чином зменшить потребу в будівництві нових блоків. Сумарний розмір інвестицій з урахуванням встановлення пилогазоочисного устаткування (ПГО) складе близько 170 млрд. грн (докладніше описано у Розділі 10 «Фінансове забезпечення розвитку ПЕК»).

Модернізація потужностей теплових станцій (базовий сценарій)



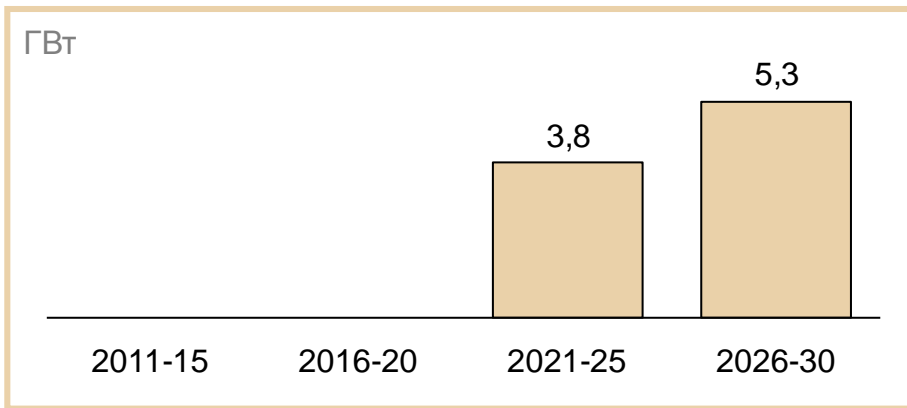
На сьогоднішній день вітчизняні ТЕЦ знаходяться у важкому становищі. У зв'язку з цим потрібно провести модернізацію теплоенергоустановок та перейти на новий розвиток виробництва теплової та електричної енергії – когенерацію. Сумарні інвестиції складуть близько 22 млрд. грн (докладніше описано у Розділі 10 «Фінансове забезпечення розвитку ПЕК»). Виріток ТЕЦ визначатиметься потребами у теплозабезпеченні та за базовим сценарієм збільшиться майже на 20% у порівнянні з 2010 роком для задоволення збільшених потреб у теплі 2030 року.

Впровадження зазначених заходів буде сприяти розвитку когенераційних технологій в Україні на базі існуючих ТЕЦ, що в свою чергу:

- Зменшить залежність держави від імпорту енергоносіїв (за рахунок зменшення споживання газу та переходу на інші види палива);
- Підвищить рівень енергетичної безпеки держави;
- Підвищить ефективність використання палива в процесах виробництва теплової та електричної енергії або в інших технологічних процесах;
- Підвищить надійність та безпеку енерго- та теплопостачання на регіональному рівні.

За базовим сценарієм розвитку споживання електроенергії у 2018–2030 рр. необхідно ввести 9 ГВт нових потужностей вугільних ТЕС і здійснити заміну обладнання, яке виробило фізичний ресурс існуючих ТЕЦ шляхом заміни основного устаткування діючих енергоблоків і будівництва нових, у тому числі на місці виведених з експлуатації, відповідно до плану реконструкції теплових електростанцій. Усі нові (модернізовані) блоки повинні бути оснащені системами пилогазоочищення, які відповідають європейським нормам викидів або використовувати технології генерації, що дозволяють досягати європейських стандартів без будівництва виділених систем ПГО (наприклад технологія циркулюючого киплячого шару – ЦКШ). А також потрібно розглянути можливість використання відходів збагачення вугілля як палива для електростанцій, що використовують технологію ЦКШ. Сумарні інвестиції в будівництво нових блоків складуть 132 млрд. грн. (докладніше описано у Розділі 10 «Фінансове забезпечення розвитку ПЕК»).

Введення нових потужностей пилувугільних ТЕС по роках (базовий сценарій)



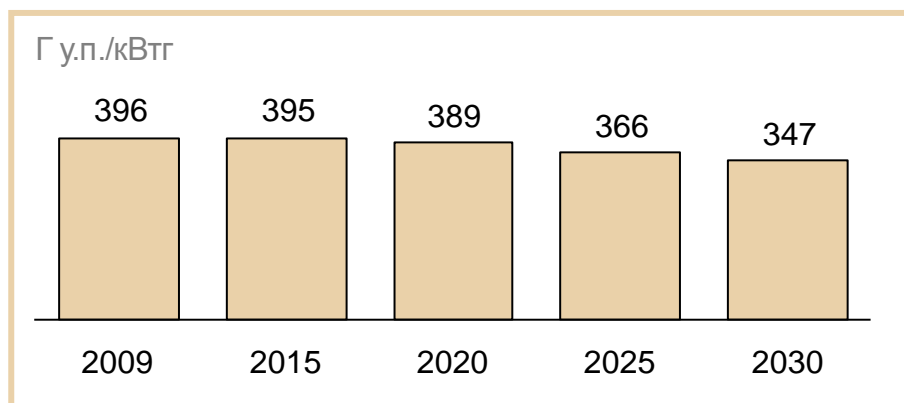
Рішення про вибір технології для нових блоків або заміни обладнання на існуючих блоках має прийматися на підставі вартості будівництва, планованої собівартості виробництва електроенергії, вимог із маневреності, екологічних показників, можливого ступеня локалізації виробництва устаткування в Україні і можливості використання національних паливних ресурсів. При виборі палива для нових або модернізованих блоків потрібно максимально орієнтуватися на використання вітчизняного вугілля. Можливий розгляд проектів будівництва блоків з використанням бурого вугілля та повного або часткового спалювання альтернативного палива (у тому числі твердих побутових відходів) за відповідних техніко-економічних обґрунтувань. Всі наведені аспекти нового будівництва або модернізації повинні бути відображені в комплексній програмі розвитку електромереж та генерації, котра повинна бути розроблена та згодом регулярно оновлюватися Міністерством енергетики та вугільної промисловості.

В умовах зростання частки споживання комерційним та побутовим секторами та збільшення прогнозованої частки генерації на ВДЕ виникає потреба в розвитку маневрених потужностей. За щорічного прогнозування балансу потужностей повинні розглядатися попит та пропозиція на базову та пікову потужність та прийматися рішення щодо порядку покриття пікового попиту та виконання вимог з маневреності системи. Окрім традиційних ГЕС та ГАЕС, регулювання можуть здійснювати як маневрені вугільні блоки, так і нові маневрені атомні блоки. За умови високих цін на газ, підвищення вимог щодо безпеки АЕС в Україні покриття пікового попиту в прогнозованому періоді будуть забезпечувати ГЕС, ГАЕС та вугільні ТЕС. Наявні газові блоки будуть підтримуватися у робочому стані як резерв потужності для підтримки надійності системи та будуть використовуватись для регулювання в разі потреби. Разом із завданням вирівнювання добового графіку навантаження для вирішення проблеми регулювання потужностей ВДЕ необхідно розглянути можливість широкого впровадження проектів теплових насосів-регуляторів. Впровадження таких проектів залежатиме від розвитку даних технологій і буде виконуватись в разі їх високої технологічної та фінансової ефективності.

На виробництво електричної і теплової енергії ТЕС енергогенеруючих компаній у 2012 році використано 37,5 млн. т вугілля, 42,0 тис. т мазуту та 0,5 млрд. м³ газу; питома витрата умовного палива на відпуск електроенергії склала 395,6 г у.п./кВт.год.

За рахунок модернізації наявних ТЕС (покращення на 20-30 г у.п./кВт•год (без встановлення ПГО) та на 10-20 г у.п./кВт•год (за встановлення ПГО)) і будівництва нових, більш ефективних блоків із використанням сучасних технологій (наприклад, на супернадкритичних параметрах – СНКП, ЦКШ та ін. з умовними витратами палива 290-320 г у.п./кВт•год), питома витрата палива на відпуск електроенергії до 2030 р. знизиться до 340-350 г у.п./кВт•год. Сумарне споживання умовного палива зросте за рахунок збільшення виробітку теплових станцій до 29 млн. т у.п.; структура паливного балансу залишиться незмінною.

Питомі витрати умовного палива на відпуск електроенергії вугільних ТЕС



Передбачається зростання коефіцієнта використання встановленої потужності вугільних станцій із 40% у 2010 р. до 53% у 2030 р.

3.2.7. Розвиток гідрогенерації

Станом на початок 2010 р. проведено реконструкцію ГЕС першої черги Дніпровського каскаду і 19 (із 70) гідроагрегатів другої черги. Одним із пріоритетів розвитку гідроенергетики є завершення реконструкції ГЕС Дніпровського каскаду, що дозволить подовжити термін служби станцій на 30–40 років і підвищити сумарну встановлену потужність каскаду на 245 МВт. Плановані інвестиції становлять 5 млрд. грн.

Для розв'язання проблеми із нестачею маневрених і регулюючих потужностей за будь-якого сценарію розвитку попиту потрібне будівництво гідро- і гідроакумулюючих потужностей. Пріоритетними проектами є:

- 2011-2015 рр. – завершення першої черги Дністровської ГАЕС, першої черги Ташлицької ГАЕС;
- 2015-2020 рр. – будівництво другої черги Ташлицької ГАЕС;
- 2015-2020 рр. – будівництво другої черги Дністровської ГАЕС;
- Продовження будівництва Канівської ГАЕС потужністю 1000 МВт з пуском першого гідроагрегата в 2015 році;
- Завершення проектування до 2014 року та розширення Каховської ГЕС потужністю 270 МВт до 2020 року;
- Реконструкції та розширення Теремле-Рікської ГЕС зі збільшенням потужності на 30 МВт до 2020 р.

Реалізація перерахованих проектів дозволить до 2030 р. довести частку маневрених потужностей ГЕС і ГАЕС у загальному балансі галузі до 16%. Сумарні інвестиції з цих проектів складуть 55 млрд. грн. (докладніше описано у Розділі 10 «Фінансове забезпечення розвитку ПЕК»).

При нестачі маневрених потужностей потрібно розглянути доцільність будівництва у 2020-2025 рр. додатково ГЕС у західних регіонах України потужністю до 600 МВт.

У рамках розробки комплексної програми розвитку електромереж та генерації потрібно уточнити строки реалізації даних проектів та доцільний рівень збільшення встановленої потужності.

Виконання програми розвитку гідроенергетики дозволить підвищити сталість, надійність та ефективність роботи ОЕС України, підвищити економію органічного палива за рахунок збільшення частки гідроенергії в енергетичному виробництві, створити сприятливі умови для інтеграції ОЕС України в європейську енергосистему та паралельної роботи з енергосистемою Росії і збільшити експорт електроенергії.

3.2.8. Розвиток атомної генерації

Пріоритетними проектами розвитку атомної генерації, необхідними за будь-якого сценарію зростання попиту на електричну енергію, є:

- Виконання заходів для підвищення безпеки АЕС;
- Реалізація програми продовження строку експлуатації діючих енергоблоків АЕС до 20 років за умов позитивних підсумків періодичної переоцінки безпеки;
- Будівництво третього і четвертого блоків Хмельницької АЕС;
- Початок передпроектних робіт (з 2017 р.), початок будівництва (з 2022 р.) енергоблоків АЕС на заміну блоків, які будуть виведені з експлуатації у 2031–2037 рр.
- Реалізація проектів щодо забезпечення АЕС паливом власного виробництва (в т.ч. розвиток уранового та цирконієвого виробництва);

За базовим та оптимістичним сценарієм зростання попиту до 2023–2029 рр. потрібне також додаткове будівництво енергоблоків АЕС потужністю 3 ГВт і 5 ГВт відповідно, вартість яких оцінюється в 96 млрд. грн. та 160 млрд. грн. відповідно (докладніше описано у Розділі 10 «Фінансове забезпечення розвитку ПЕК»).

Рішення про будівництво цих енергоблоків АЕС потрібно ухвалити в 2015-2018 рр..

Внаслідок планованого зняття обмежень на видачу потужності та реалізації відповідних заходів в період до 2030 р. очікується зростання КВВП АЕС.

Більш докладно розвиток атомної енергетики розкрито у Розділі «Стратегія розвитку атомної генерації».

3.2.9. Розвиток відновлюваних джерел енергії

Розвиток енергетики на основі відновлюваних джерел енергії є важливим напрямком, який підвищує рівень енергетичної безпеки і знижує антропогенний вплив на навколишнє середовище. Передбачається збільшення частки відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) у загальному балансі встановлених потужностей до рівня 12,6 % до 2030 р., що за базовим сценарієм становить близько 8 ГВт. Співвідношення частки генерації на електростанціях з використанням вітру, сонця, біомаси та малих річок буде визначене, виходячи із тенденцій зниження питомих капітальних витрат на будівництво зазначених електростанцій.

Інвестиції в будівництво генерації на базі ВДЕ за базовим сценарієм становлять 130 млрд. грн.

Докладніше розвиток енергетики на основі ВДЕ розкрито у Розділі 3В.

3.3. Державне регулювання та структура власності в електроенергетиці

3.3.1. Структура власності

Цільова структура власності в галузі повинна сприяти підвищенню ефективності та залученню приватних інвестицій за умови дотримання національних інтересів і забезпечення стратегічних завдань розвитку галузі.

Гідро- та атомні електростанції й магістральні мережі

Наявні гідро- та атомні електростанції, а також магістральні та міждержавні мережі, у середньостроковій перспективі залишатимуться у власності держави. Водночас однією з умов підвищення ефективності та прозорості роботи державних енергетичних компаній та впровадження світових стандартів корпоративного управління є корпоратизація НЕК «Укренерго» (до кінця 2013 р.) і НАЕК «Енергоатом» (до кінця 2013 р.). При цьому, незалежно від форми власності енергетичних активів, диспетчерське управління ОЕС України повинне бути надійним та ефективним, а оператор ОЕС України залишатиметься у державній власності.

Будівництво нових гідро- та атомних електростанцій можливе або за рахунок держави, або за участі приватних інвесторів на умовах державно-приватного партнерства. Для цього потрібно вдосконалити механізми залучення інвестицій у державно-приватне партнерство у сфері енергетики. При цьому контроль над підтримкою надійності на об'єктах атомної та гідрогенерації залишається у держави.

Будівництво магістральних та міждержавних мереж їх оператором можливе в тому числі із залученням приватних інвесторів з обов'язковим наданням доступу постачальникам і виробникам електроенергії. Механізм залучення приватних інвестицій та розподілу прав власності на нові мережі повинен бути розроблений додатково.

Теплові електростанції, теплоелектроцентралі та розподільчі мережі

Теплові електростанції, теплоелектроцентралі та розподільчі мережі підлягають повній приватизації до кінця 2014 р. Метою приватизації зазначених об'єктів електроенергетики є залучення власників для підвищення ефективності функціонування підприємств, а також отримання недержавних інвестицій на розвиток галузі. Приватизація спрямована на залучення стратегічних інвесторів. Приватизація теплової генерації повинна супроводжуватися включенням інвестиційних зобов'язань нового власника з проведення модернізації й установа ПГО на наявні станції, що приватизуються. Приватизація повинна бути проведена прозоро, згідно з чинним законодавством та з наданням рівних можливостей всім учасникам. Перед проведенням приватизації потрібно протягом 2013 провести переоцінку вартості всіх активів, що будуть приватизовані.

Залучення приватних інвесторів на ринок генерації тепла буде можливим тільки за умови реформування системи регулювання ринку тепла (яке повинне бути завершено до кінця 2013 р.), скерованого на створення ефективного органу державного регулювання, зміну системи тарифоутворення для виробництва,

передачі та постачання тепла, з урахуванням реформування системи соціальної підтримки та посилення її адресності. Питання фінансування модернізації та розвитку системи теплозабезпечення потрібно розглянути в рамках Національної Стратегії теплозабезпечення України, що повинна бути розроблена до кінця 2012 р..

Будівництво нових ТЕС, ТЕЦ і розподільчих мереж буде здійснюватися приватними інвесторами (у разі її приватизації) за умови створення відповідних стимулів, зокрема шляхом зазначеного вище реформування ринку електричної енергії.

3.3.2. Система ціноутворення й тарифоутворення

Ринкове ціноутворення на ринку електроенергії та система тарифоутворення для природних монополій повинні забезпечувати відшкодування економічно обґрунтованих витрат підприємствам галузі (включаючи повернення на інвестований капітал) і спрямовуватися на:

- Стимулювання підвищення ефективності генеруючих об'єктів та об'єктів електромереж;
- Залучення інвестицій у галузь для забезпечення її сталого розвитку;
- Збалансування інтересів споживачів електричної енергії та підприємств електроенергетичної галузі;
- Формування цін для кінцевих споживачів відповідно до повних витрат, пов'язаних з виробництвом, передачею, розподілом та постачанням електроенергії з урахуванням категорії споживачів та періодів доби.

Одним із перших кроків для реалізації цих принципів буде зниження, а надалі, до 2014 р., ліквідація перехресного субсидування між групами споживачів. Ліквідація перехресного субсидування потрібна для збереження конкурентоспроможності української промисловості, оскільки в іншому разі, за очікуваного зростання повної собівартості електроенергії, тарифи для промисловості будуть вищими за європейські.

У регулюванні діяльності магістральних і розподільчих мереж потрібний перехід на тарифоутворення, що стимулює інвестування та підвищення ефективності (регулювання за нормою прибутку на інвестований капітал з урахуванням коефіцієнта підвищення ефективності). Відповідно до Програми економічних реформ України на 2010-2014 рр., стимулююче ціноутворення в розподілі електроенергії має бути введено у 2013 р.

При переході на нову модель ринку електроенергії ціни на електричну енергію будуть формуватися за ринковими механізмами та покриватимуть економічно обґрунтовані витрати підприємств галузі (включаючи повернення на інвестований капітал).

Середньо- та довгострокові тенденції в динаміці цін на електроенергію визначатимуться співвідношенням таких чинників:

- Зміна (зростання) ринкових цін на вугілля, газ, нафту та уран на світових ринках;
- Зростання вартості робочої сили, що пов'язане зі світовими тенденціями та з рівнем заробітної плати в Україні, який зараз нижчий, ніж на розвинених ринках;
- Зростання капітальних витрат у структурі ціни електроенергії, оскільки устаткування генеруючих об'єктів і об'єктів електромереж України на сьогодні є застарілим, фізично зношеним і потребує значних капіталовкладень;

- Скорочення видатків на виробництво кіловат-години за рахунок підвищення ефективності роботи компаній, включаючи зростання продуктивності праці, заміну застарілих технологій тощо;
- Зміна попиту і пропозиції на електричну енергію.

При цьому доцільно очікувати, що протягом наступних 5-10 років в Україні відбуватиметься послідовне наближення ціни електроенергії до рівня ринкових цін на лібералізованих ринках ЄС.

3.3.3. Розвиток ринку електричної енергії

Модель оптового ринку електроенергії має сприяти забезпеченню надійного та якісного електропостачання споживачів України за конкурентними цінами внаслідок розвитку конкуренції у секторах виробництва та постачання електричної енергії, а також фінансовій стабільності, прибутковості галузі та підвищенню інтересу до неї з боку потенційних інвесторів.

Подальший розвиток Оптового ринку електроенергії (ОРЕ) передбачає поступовий перехід до моделі, яка включатиме: ринок двосторонніх договорів, ринок на добу вперед, балансуєчий ринок, ринок допоміжних послуг.

Основні елементи нової моделі ринку електроенергії



У рамках двосторонніх договорів купівлі-продажу електроенергії учасники ринку самі визначають контрагентів, ціни й обсяги поставки, що сприяє конкуренції, і, як наслідок, стимулює підвищення ефективності всіма учасниками ринку.

У рамках ринку на добу вперед укладатимуться короткострокові договори купівлі-продажу електроенергії на добу вперед, що дозволить учасникам ринку ефективно регулювати свої позиції ближче до реального часу. Завданням ринку на добу вперед є також надання учасникам ринку представницької індикативної ціни. Надалі, за налагодженої роботи ринку в рамках ринку на добу вперед, також планується введення внутрішньодобового ринку та ринку деривативів.

Відхилення від запланованих на добу вперед обсягів поставки врегулюються на балансуєчому ринку, що дозволяє Системному оператору забезпечувати функціонування енергосистеми в реальному часі з мінімальними витратами. Введення балансуєчого ринку стимулюватиме також учасників ринку до якіснішого прогнозування й оптимізації графіків споживання.

Ринок допоміжних послуг створить стимули для підтримки та покращення поточного рівня можливостей для надання допоміжних послуг, які включають послуги для регулювання частоти та активної потужності, підтримання балансу потужності та енергії в ОЕС України (зокрема, резерви потужності) та послуги для підтримання параметрів надійності та якості електричної енергії в ОЕС України.

Для забезпечення функціонування ринку електричної енергії за нової моделі ринку потрібне створення технічної інфраструктури: інформаційних систем, систем комерційного обліку електричної енергії та телекомунікаційної системи.

Потрібно ухвалити рішення щодо способу переходу на нову модель оптового ринку, а також розробити програму переходу до нової моделі ринку. Повномасштабний перехід на нову модель ринку має бути завершений до кінця 2015 р.

Впровадження нової моделі ринку потребуватиме детального опрацювання технічних деталей, таких як: механізми забезпечення конкуренції різних видів генерації з урахуванням значної різниці в їх собівартості (наприклад, атомної й теплової генерації), прийняття підзаконних актів, які будуть регламентувати роботу учасників ринку, стимулювання енергоефективності тощо. До Податкового кодексу та законодавства, що регулює державні закупівлі, мають бути внесені зміни, що враховують особливості реалізації механізмів нового ринку.

Крім того, для підвищення конкурентоспроможності та прозорості роздрібного ринку електроенергії потрібно провести реформування, спрямоване на:

- Забезпечення кінцевим споживачам права вільно вибирати постачальників;
- Введення ефективної процедури зміни споживачем постачальника електроенергії;
- Розмежування видів діяльності за розподіленням електричної енергії місцевими (локальними) електричними мережами і за постачанням електричної енергії;
- Забезпечення прозорого та недискримінаційного доступу до електричних мереж;
- Впровадження механізмів мотивації до ефективнішого використання енергетичних ресурсів кінцевими споживачами.

Удосконалення конкурентного ринку електроенергії в Україні створить додаткові можливості для його поетапної інтеграції в єдиний європейський ринок електроенергії.

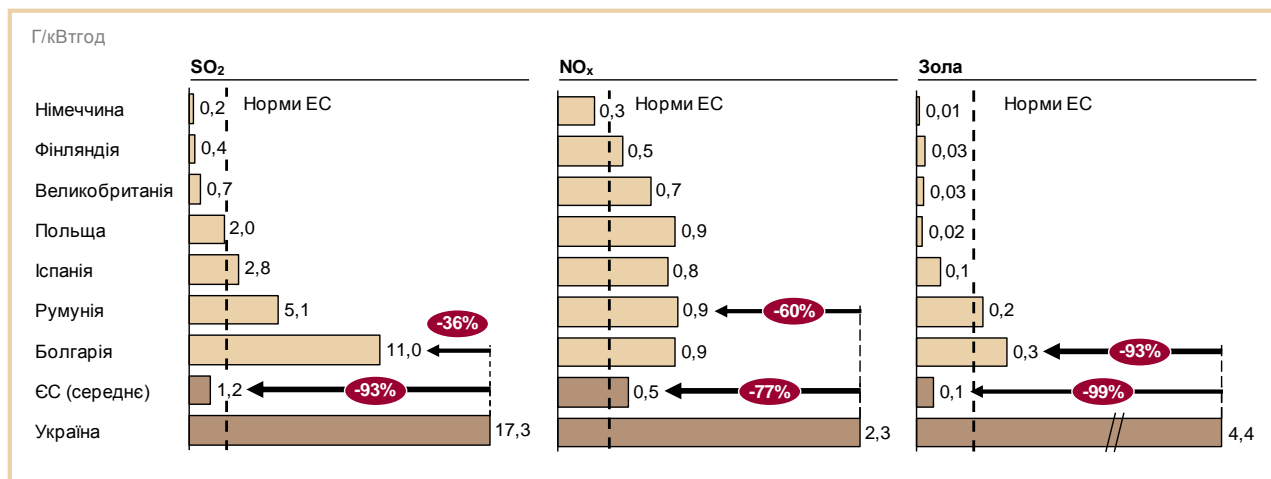
3.4. Загальні екологічні проблеми в галузі електроенергетики

Окрім розвитку генерації з ВДЕ та реалізації заходів із енергоефективності, які стали в усьому світі пріоритетними заходами для зниження негативного впливу на навколишнє середовище, Україні потрібно зробити наступні важливі кроки щодо поліпшення екології на наявних електрогенеруючих об'єктах: зниження викидів забруднюючих речовин і парникових газів та стимулювання утилізації золошлакових відходів.

Викиди пилу, оксидів сірки й азоту

Зношеність генеруючих потужностей, яка призводить до підвищення питомих витрат палива, низька якість вугілля, відсутність достатніх інвестицій в устаткування - всі ці чинники обумовили істотне відставання України від сусідніх держав Європи за екологічними стандартами. Станом на 2010 р. викиди пилу, оксидів сірки й азоту тепловими станціями України в кілька разів перевищували відповідні норми розвинених країн.

Викиди шкідливих речовин великих теплових станцій (ЄС – 2006 р., Україна – 2009 р.)



У 2010 р. Україна ратифікувала Протокол про приєднання до Договору про створення Енергетичного співтовариства, у рамках якого взяла на себе зобов'язання відповідати нормам Директиви 2001/80/ЄС зі зниження викидів забруднюючих речовин (пилу, оксидів сірки й азоту) великими паливоспалювальними установками до 31.12.2017 р. Чинні норми України із викидів представлені наказом Міністерства охорони навколишнього середовища №309 від 27.06.2006 р. «Про затвердження нормативів ГДВ забруднюючих речовин зі стаціонарних джерел», який визначає нормативи ГДВ для діючих, нових, проєктованих, споруджуваних і модернізованих стаціонарних джерел, і наказом №541 від 22.10.2008 р. «Про затвердження технологічних нормативів допустимих викидів забруднюючих речовин із теплосилових установок номінальною тепловою потужністю від 50 МВт», який передбачає оснащення енергогенеруючих об'єктів газоочисним устаткуванням з метою доведення питомих викидів до рівня європейських нормативів у період до 31 грудня 2015 р. з пилу й оксидів азоту і до 31 грудня 2017 р. з оксидів сірки.

Для встановлення пилогазоочисного устаткування потрібні значні інвестиції, при цьому блок має бути виведено з експлуатації на кілька місяців. У зв'язку з цим економічно й технічно доцільно встановлювати зазначене устаткування тільки у процесі реконструкції станції й не встановлювати його на об'єктах, які в найближчій перспективі планується вивести з експлуатації через відпрацювання їх ресурсу. Обов'язкове встановлення пилогазоочисного устаткування на нові й модернізовані станції з одночасною мінімізацією завантаження станцій, які не мають пилогазоочислення, дозволить вийти на рівень, який відповідає Директиві 2001/80/ЄС. Обсяг інвестицій для встановлення пилогазоочисного устаткування на наявні блоки ТЕС і ТЕЦ під час реконструкції складе 98 млрд. грн.

Для виконання Україною своїх зобов'язань зі скорочення викидів забруднюючих речовин від великих паливоспалювальних установок на державному рівні в рамках комплексної програми з поліпшення екології потрібно розробити план для зниження викидів діоксиду сірки, оксидів азоту й пилу, який визначає цілі, завдання, заходи та строки досягнення цих цілей і завдань усіма галузями економіки України, джерела фінансування, а також механізм моніторингу його виконання відповідно до вимог Директиви 2001/80/ЄС.

Як складову частину комплексної програми для поліпшення екології доцільно розробити державну цільову програму для досягнення вимог Директиви 2001/80/ЄС

на підприємствах ПЕК України. Також мають бути розроблені та запроваджені заходи щодо сумісного спалювання вугілля і біомаси з метою скорочення викидів вуглецю, сірки та азоту.

Утилізація золошлакових відходів

Спалювання на підприємствах ПЕК твердого органічного палива супроводжується нагромадженням золошлакових відходів. Наповненість золовідвалів багатьох ТЕС сягає граничних показників місткості, подальше розміщення золошлаків потребує виділення великих площ цінних сільськогосподарських земель. Для розв'язання цих проблем потрібно:

- Змінити нормативну базу для класифікації золошлаків як побічного продукту спалювання вугілля;
- Розробити комплекс організаційно-управлінських, нормативно-методичних і техніко-технологічних заходів для подальшого поводження з побічними продуктами спалювання вугілля;
- Стимулювати використання золи та шлаків, а також інших відходів газоочищення, як вторинної сировини для різних секторів економіки.

Викиди парникових газів

Обсяг викидів парникових газів в Україні становить більше 400 млн. т CO₂-екв на рік, основними компонентами є CO₂ (близько 80%) і метан (більше 15%). Найбільшими джерелами викидів є підприємства енергетичної галузі¹⁴ (70%), при цьому ТЕС виробляють менше 30% від цього обсягу.

Україна входить до числа країн, які підписали й ратифікували Рамкову конвенцію ООН про зміну клімату та Кіотський протокол. У рамках цих договорів Україна взяла на себе зобов'язання не перевищувати рівень викидів 1990 р., який становить 920 млн. т у CO₂-екв, що більш ніж у 2 рази вище за поточний рівень викидів, таким чином Україна має значний потенціал із торгівлі квотами та роботи в рамках механізму спільного здійснення. У довгостроковій перспективі даний потенціал не буде значно зменшуватись, завдяки розвитку електричної генерації на базі гідро- та атомних станцій, що сприятиме зниженню викидів парникових газів не зважаючи на додаткове будівництво теплових станцій.

У рамках реалізації Національного плану заходів для реалізації положень Кіотського протоколу до Рамкової конвенції ООН про зміну клімату було розпочато процес розробки проекту створення національної системи торгівлі викидами парникових газів для стимулювання підприємств до зниження викидів. Відповідно до проекту, підприємства промисловості й енергетики повинні одержувати дозволи на викиди парникових газів. При перевищенні викидів, зазначених у дозволі, підприємство буде зобов'язане сплатити штраф або придбати обсяг викидів, не використаний іншим підприємством. Для правильного функціонування системи торгівлі викидами парникових газів потрібно створити прозору систему розподілу дозволів на викиди, яка враховуватиме заходи з енергозбереження, реалізовані підприємствами останніми роками.

¹⁴ Відповідно до класифікації МГЕЗК, енергетична галузь включає видобуток первинних джерел енергії та їх перетворення на інші види енергії, тому, окрім ПЕК, енергетична галузь включає транспорт і частину промислових процесів

3.Б. Теплова енергія

Поточний стан систем теплопостачання

Системи теплопостачання в Україні є досить потужними. Станом на 2010 р. загальний обсяг виробленої та спожитої теплової енергії склав 232 млн. Гкал. Упродовж останніх 5 років споживання теплової енергії скоротилось майже на 10%, що зумовлено, перш за все, змінами у структурі товарного виробництва і фінансово-економічною кризою, що розпочалася у 2008 році.

Основними споживачами теплової енергії є ЖКГ та населення (біля 70% у 2010р.) та промисловість (20%), інші галузі економіки разом споживають трохи більше ніж 10% тепла.

Динаміка та укрупнена структура споживання теплової енергії в Україні у 2005-2010 рр., млн. Гкал

Сектори споживання	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Промисловість	71	66	58	56	38	47
Населення та ЖКГ	160	164	149	147	146	156
Інші галузі	27	27	27	27	28	29
Всього	259	256	234	231	212	232

Виробництво теплової енергії для забезпечення потреб секторів економічної діяльності та населення України здійснюється системами централізованого теплопостачання (СЦТ), що охоплюють близько 60% споживачів, і системами індивідуального теплопостачання (СІТ). Останні включають власні (поквартирні) генератори теплової енергії – газові і електричні котли, конвектори, водонагрівачі, теплові насоси. До мереж СЦТ підключено близько 11 млн. квартир, головним чином, у містах і селищах міського типу.

СІТ користуються близько 7 млн. домогосподарств, переважно низькоповерхової забудови. Функціонування СІТ забезпечується централізованим постачанням паливно-енергетичних ресурсів різних видів відповідними спеціалізованими структурами ПЕК та децентралізованими комерційними постачальниками ПЕР.

Постачання теплової енергії від СЦТ, згідно з офіційною статистикою, характеризується в останні роки певним зниженням, яке зумовлюється дією фінансово-економічної кризи та довготривалою тенденцією децентралізації теплопостачання шляхом заміщення або доповнення послуг СЦТ на базі потужних котельних і ТЕЦ блоковими котельнями малої і середньої потужності та СІТ.

Зазначена тенденція пояснюється незадовільним рівнем якості послуг СЦТ та їх вартістю. В результаті чинної практики постачання населенню газу власного видобутку, ціна на який є значно нижчою за ціну на природний газ імпортного походження, підтримки соціально низьких цін на електричну енергію та інші види ПЕР, виникає ситуація, коли вартість централізованого постачання для споживача стає вищою за вартість індивідуального опалення. Загострює становище і те, що СЦТ мають значні втрати виробленої теплової енергії на стадії транспортування і розподілу тепла, часті поточні і аварійні ремонти тепломереж. З іншого боку, чинна

практика обчислення тарифів на теплову енергію на стадії її відпуску у мережі призводить до відсутності фінансових стимулів до реконструкції тепломереж, що зумовлює низькі темпи їх відновлення. Що стосується інвестицій в основне обладнання ТЕЦ і котелень, то чинний порядок затвердження тарифів на теплову енергію за принципом «від витрат», суттєво знижує зацікавленість у реальному підвищенні ефективності СЦТ.

У системах централізованого теплопостачання діють 544 ТЕЦ і районних котелень різних типів та потужності з сумарною теплопродуктивністю 30 тис. Гкал/год. Крім того, до системи теплопостачання входять 33312 одиниць опалювальних котелень загальною теплопродуктивністю 127 тис. Гкал/год. та 645 утилізаційних установок з використання теплових вторинних енергоресурсів.

Встановлена кількість і теплова потужність джерел теплової енергії систем централізованого теплопостачання у 2010 р.

Теплоджерела СЦТ	Кількість, одиниць	Встановлена теплова потужність, тис.Гкал/год.
1. Конденсаційні ТЕС	15	5,4
2. Опалювальні ТЕЦ	30	8,5
3. Промислові ТЕС	495	16,1
4. Атомні електростанції	4	2,6
6. Промислові та опалювальні котельні	33312	127
7. Теплоутилізаційні установки	645	2,5
Всього за теплоджерелами		162,1

Основним теплоджерелом СЦТ були і залишаються промислові та опалювальні котельні. За станом на 2010 р. загальна кількість опалювальних котелень в системі теплопостачання країни складає 33312 одиниць з таким розподілом за їх теплопродуктивністю:

- до 3 тис. Гкал/год. – 28563 котельні (85,7% від загальної кількості);
- від 3 до 20 – 3839 (11,5%);
- від 20 до 100 – 708 (2,1%);
- і більше 100 – 202 (0,7%).

Отже, потенціал сумарного виробництва теплової енергії наявних СЦТ перевищує 750 млн. Гкал на рік, що набагато більше за наявний та навіть прогнозований рівень потреб у тепловій енергії в країні на період до 2030 р. Фактичний відпуск теплової енергії всіма джерелами СЦТ в останні роки складає близько 140 млн. Гкал на рік з тенденцією до подальшого зниження.

Система централізованого теплозабезпечення країни має розвинуті магістральні теплові мережі, протяжність яких за станом 2010 р. становить 37,3 тис. км у двотрубному обчисленні, з них в системі опалювальних котелень цей показник дорівнює 33,8, у тому числі за міськими поселеннями – 30,9, а сільською місцевістю –

2,9. Більшість мереж та джерел тепла не мають засобів інструментального контролю теплових витрат, тому точна інформація про витрати відсутня. Оціночно, вони складають не менше 30%, а в дійсності можуть бути і більшими. Великі обсяги втрат тепла в теплових мережах пов'язані з їх незадовільним фізичним станом, на сьогодні зношеність магістральних і розподільчих мереж досягає 70% їх загальної протяжності.

Більшість систем СЦТ використовують морально застарілі групові і центральні тепlopункти, мають недосконалі системи регулювання відпуску теплової енергії за температурою повітря. Це спричиняє додаткові витрати теплової енергії, які оцінюються у 10-15%.

Переважає більшість теплогерел СЦТ країни використовують природний газ і мазут, що визначає високу залежність їх економіки від кон'юнктурних коливань зовнішніх ринків нафти і газу. Разом з тим, починаючи з 2005 року спостерігається поступове зниження цієї частки палив на користь вугілля та інших видів палива, головним чином – відходів деревини та сільгоспкультур, але цей процес розвивається повільно і непевно.

СІТ використовуються переважно у житловому фонді та оцінюються приблизно у 90 млн. Гкал на рік. Структура паливно-енергетичних ресурсів, що використані у СІТ, характеризується прогресуючим зростанням ролі електричної енергії та певним зростанням обсягів виробництва теплової енергії на базі природного газу. Природний газ залишається основним видом палива для СІТ. При цьому роль джерел енергії на основі біопалив – торфу та дров - у СІТ поступово знижується.

Основну роль у виробництві теплової енергії на базі електричної енергії відіграють у СІТ електричні нагрівачі води накопичувального і проточного типів, а також електричні конвектори, які встановлюються населенням, як не приєднаним, так і приєднаним до СЦТ. Обсяги використання накопичувальних систем у режимах нічного акумулювання теплової енергії з року в рік зростають, але їх можливості для згладжування нічних провалів навантажень енергетичної системи використовуються не повністю через труднощі встановлення зонних лічильників електричної енергії і необізнаність населення та сьогоденний стан розподільчих мереж.

В останні роки зростала оснащеність населення повітряними кондиціонерами реверсивної дії, які можуть використовуватись для потреб опалення у режимі теплового насосу, однак роль таких систем у тепlopостачанні поки що є ледь помітною. Популярності набувають також побутові теплові насоси геотермального типу, які встановлюються у нових котеджах з житловою площею від 150 м², однак через значну вартість вони залишаються недосяжними для пересічних громадян. Стан справ у секторі індивідуального тепlopостачання характеризується у цілому низьким ступенем теплового комфорту через нестачу ПЕР за помірною ціною.

Розвиток систем тепlopостачання

Зовнішні умови майбутнього розвитку систем тепlopостачання України, як й інших країн світу на сучасному етапі є досить непевними. З одного боку, продовжується різке зростання цін на природний газ, нафту та нафтопродукти, яке викликає паритетне зростання цін на інші види традиційних ПЕР. Але існує й висока ймовірність майбутнього їх падіння внаслідок зниження світової економічної активності.

У зв'язку з цим, при визначенні шляхів розвитку енергетики країни і, зокрема, систем теплозабезпечення, слід орієнтуватися не на короткострокові зміни зовнішніх цін на енергоносії, а на установлений тренд до їх підвищення, закономірно зумовлений зростаючими складнощами їх видобутку і транспортування. Очікуваний тренд на підвищення диктує необхідність активного освоєння й ощадливого використання, перш за все, власних енергетичних ресурсів і, в тому числі, відновлюваних джерел при збереженні і модернізації системи централізованого тепlopостачання.

Наявні в цей час економічні передумови, зумовлені високими цінами на вуглеводні, слід використати для прискорення процесів заміщення дорогих вуглеводневих палив ПЕР місцевого походження, альтернативними і відновлюваними джерелами енергії, всебічного впровадження значних наявних резервів енергозбереження у сфері тепlopостачання.

Реалізація енергозберігаючих заходів у секторі споживання передбачає зниження його питомого споживання приблизно на 30% за рахунок проведення енергетичних аудитів з подальшим підвищенням термoeфективності будинків із застосуванням сучасних норм та стандартів у будівництві, в першу чергу, у сфері будівництва та реконструкції житлового та промислового будівельного фонду. Пріоритет повинен надаватися впровадженню енергозберігаючих технологій у державному секторі, об'єкти якого мають найбільший потенціал з підвищення енергоефективності та знаходяться у державній власності, що шляхом централізованої координації дозволить досягти значного ефекту у короткий термін.

Значну увагу слід приділити удосконаленню інженерного обладнання житлових і громадських споруд, ширшому використанню міжнародного досвіду впровадження енергозберігаючих систем кондиціонування та вентиляції приміщень з рекуперацією та утилізацією вентиляційних викидів, низькотемпературних систем опалення на основі сучасних водогрійних котлів та теплових насосів. Для забезпечення необхідних для реалізації таких проектів передумов, необхідно здійснити перехід на економічно обґрунтоване тарифоутворення, яке також стане вагомим фактором підвищення ефективності використання тепла шляхом зміни поведінки споживачів. Підхід до зміни поведінки споживачів теплової енергії має бути комплексним і включати разом із зазначеними тарифними методами також нетарифні стимули (інформування населення, пільгові кредити на енергозберігаюче обладнання тощо).

За зростання цін і тарифів на традиційні ПЕР ширше використання у СЦТ повинні знайти прогресивні технології генерації теплової енергії на базі ВДЕ, побутових відходів, утилізації теплових ВЕР промислових підприємств, міських ТЕЦ. На особливу увагу заслуговують при цьому проекти впровадження теплових насосів-регуляторів, призначених для регулювання небалансів електроенергетичної системи із повноцінним виконанням функцій економічного і екологічно чистого джерела теплової енергії, що утилізує теплові втрати енергетичного обладнання або теплову енергію доквілля.

При реконструкції наявного житлового фонду на особливу увагу заслуговує переобладнання внутрішньобудинкових теплових мереж за двотрубною схемою із впровадженням термoклапанів, систем обліку споживання теплової енергії.

Як показують численні техніко-економічні дослідження, варіанти реконструкції систем централізованого тепlopостачання з використанням сучасної ізоляції теплових мереж, індивідуальних тепlopунктів з досконалыми системами погодного

регулювання, модернізацією котелень, в умовах економічно обґрунтованих цін на енергоносії і обладнання має незаперечні економічні та екологічні переваги перед варіантами впровадження індивідуального опалення у житловій забудові підвищеної поверховості (3 поверхи і більше).

Реалізація таких проектів потребує найскорішої відмови від практики перехресного субсидування з боку промисловості у сферах газопостачання, електропостачання, а також субсидування виробництва тепла із впровадженням механізмів адресних субсидій соціально незахищеним верствам населення.

Іншою важливою умовою впровадження політики енергозбереження в системах централізованого теплопостачання має бути налагодження всеохоплюючого автоматичного контролю та комерційного обліку теплових потоків шляхом встановлення лічильників на всіх стадіях виробництва, транспортування, розподілу та використання теплової енергії. Це створить необхідні економічні передумови для впровадження енергоефективних проектів у сфері реконструкції зношених сьогодні теплових мереж із підвищенням їх економічності і надійності.

Згідно з прогнозом за базовим сценарієм загальне споживання теплової енергії до 2030р. зросте до 366 млн. Гкал, але з урахуванням заходів для енергозбереження¹⁵ попит складе 271 млн. Гкал, або трохи більше 15% порівняно з базовим роком. При цьому найбільше зростання відбуватиметься у комерційному та бюджетному секторах за рахунок очікуваного зростання питомої площі на одну людину більш ніж у 3 рази. Враховуючи підвищення ефективності використання тепла на 30%, споживання цими секторами зросте з 29 до 53 млн. Гкал на рік. Споживання тепла промисловістю зросте з 47 млн. Гкал до 57 млн. Гкал за рахунок загального зростання промисловості (зростання частки у ВВП удвічі). Найбільший сектор споживання - населення - зросте зі 156 до 161 млн. Гкал за рахунок зростання питомої площі на одну людину з 23 до 38 м², при цьому за рахунок підвищення ефективності використання тепла, яка буде різною для наявних та нових будівель, можна буде досягти середньозваженої енергоефективності у споживанні населенням не менше ніж на 20%.

Для задоволення прогнозованого попиту, виходячи із сучасних реалій за будь-яким сценарієм, головним напрямом розвитку систем генерації, транспортування та розподілу тепла має стати зниження рівнів споживання природного газу за рахунок підвищення ефективності його використання, розвитку систем теплопостачання на базі електричної енергії, вугілля, ядерної енергії, позабалансових, нетрадиційних та відновлюваних джерел енергії, вторинних енергетичних ресурсів, природних теплових ресурсів тощо. При цьому структура виробництва теплової енергії у 2030 році головною мірою залежатиме від відносної вартості її виробництва на базі кожного з джерел.

У зв'язку з цим потрібно створити стимулюючі механізми для залучення та повернення інвестицій для розвитку ТЕЦ та котелень, що працюють на власному вугіллі та за умови повного або часткового використання альтернативних джерел палива (торф, тверде біопаливо), які повинні замінювати менш економічні існуючі ТЕЦ на газі, а також використовувати АЕС, що здатні виробляти найдешевшу теплову енергію.

¹⁵ Більш детально описано у Розділі 7.1

Поряд з цим слід розробити програму використання у системах теплопостачання теплових потужностей конденсаційних енергоблоків ТЕС і АЕС України, що перебувають у економічній досяжності до крупних споживачів теплової енергії. Одночасно слід розглянути варіанти теплозабезпечення від таких ТЕС і АЕС з використанням теплових насосів у споживачів, що дозволяє позбавитися від прокладання потужних і протяжних теплотрас.

Для покриття теплових навантажень СЦТ в період до 2020 р. будуть використані потужності наявних ТЕЦ, для частини з яких слід розглянути можливість переходу на спалювання твердого палива (вугілля). Переведення наявних ТЕЦ на вугілля повинно супроводжуватися адекватними заходами для екологічного захисту населення від викидів пилу, оксидів сірки і азоту, а також заходами із знешкодження і утилізації золошлакових відходів. Після 2020 року швидше за все в роботі залишаться тільки найбільш ефективні газові ТЕЦ, заміщати які буде недоцільно. Наявні котельні СЦТ залишаться у роботі на весь прогнозний період, при цьому потрібно здійснити їх глибоку реконструкцію.

Варто також визначити можливість використання котелень СЦТ для спалювання водовугільного палива та інших видів нетрадиційних палив.

Теплопродуктивність індивідуальних (поквартирних) генераторів тепла буде зростати із зростанням добробуту населення. Структура виробництва тепла буде залежати від наявних технологій та їх відносної вартості.

Із дорозчанням ПЕР у зв'язку з масштабною реконструкцією обладнання електроенергетики все ширше використовуватимуться нетрадиційні джерела теплової енергії на основі сонячних колекторів, відходів промисловості і побуту, біопалива.

Для задоволення потреби у тепловій енергії та розвитку системи теплозабезпечення країни потрібно розробити та затвердити Національну стратегію теплозабезпечення України з детальним прогнозом потреби в теплі, структури генерації, основами регулювання ринку теплової енергії, графіком модернізації системи теплової генерації та мереж, графіком приведення тарифів до економічно обґрунтованих тощо. А також в даній Стратегії потрібно вказати терміни виконання зазначених кроків, відповідальних за їх виконання та механізми моніторингу та контролю.

3.В. Відновлювані джерела енергії

Розвиток нетрадиційних відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) є важливим фактором:

- Зниження використання викопних паливних ресурсів (у тому числі імпортованих) для генерації електричної та теплової енергії та підвищення ступеня енергетичної безпеки;
- Покращення екологічної обстановки в Україні;
- Розвитку української промисловості та нарощування власних будівельних потужностей.

Розвиток відновлюваних джерел енергії країни у довгостроковій перспективі повинен відбуватися на основі економічної конкуренції з традиційними джерелами, а також з урахуванням потенційних вигід від розвитку ВДЕ. Сьогодні нормована вартість генерації електроенергії (LCOE) на базі ВДЕ значно вища, ніж вартість традиційної генерації. Тому освоєння і розвиток ВДЕ передбачає необхідність використання механізмів підтримки та стимулювання («зелений тариф»). Разом з тим очікується, що витрати на будівництво об'єктів для генерації з ВДЕ будуть знижуватися, а їхній КВВП підвищуватись. Таким чином за умови якісного стрибка в розвитку технологій повна собівартість генерації з ВДЕ (з урахуванням амортизації та повернення на інвестований капітал) може зрівнятися із собівартістю традиційної генерації або досягти нижчого рівня.

Розрахунок об'єктивно досяжного показника сукупної потужності ВДЕ до 2030 р. виконувався з урахуванням технічних обмежень ОЕС України (наявність регулюючих потужностей, стан мереж тощо) та нормованої вартості виробництва електроенергії з ВДЕ. З іншого боку була врахована можливість та вартість майбутнього зняття технічних обмежень ОЕС України, прогнозоване зниження витрат на будівництво об'єктів для генерації з ВДЕ та потенційні вигоди для України від розвитку цієї галузі. Виходячи із сьогоденного стану цих факторів, прогноз доцільної сукупної потужності ВДЕ у 2030р. складає 12,6 % від загальної встановленої потужності або 8 ГВт (14 ГВт включаючи великі ГЕС), а обсяг виробітку – 14 ТВт•год (28 ТВт•год включаючи великі ГЕС). Однак вказані прогнозні показники можуть збільшитися за рахунок зміни факторів, зазначених вище.

У той самий час можливе прийняття рішення про розвиток генерації з ВДЕ понад вказані прогнозні показники без зміни зазначених факторів, але слід враховувати, що наслідком цього рішення буде відчутне підвищення ціни на електроенергію для кінцевих споживачів. Основною причиною такого зростання будуть витрати на будівництво нових регулюючих потужностей (з коефіцієнтом резервування не менше ніж 0,85 на базі вугільних або газових блоків ТЕС), модернізації мережевої інфраструктури та пошук рішень забезпечення стабільної роботи ОЕС України (система точного прогнозування погодних умов, засоби протиаварійної автоматики тощо).

Співвідношення частки кожного виду поновлюваної генерації в їхньому загальному об'ємі може змінюватися через зміни у траєкторії зниження питомих капітальних витрат на їхнє будівництво.

Сьогодні розвиток генерації на базі ВДЕ в Україні стимулюється «зеленим тарифом», який забезпечує рентабельність виробництва електроенергії з нетрадиційних та

поновлюваних джерел. Стимулювання розвитку ВДЕ має у подальшому враховувати зниження вартості їх будівництва за рахунок напрацювання відповідного досвіду, розвитку новітніх технологій, а також зменшення витрат за рахунок збільшення їх потужності. На сьогодні ставки «зеленого тарифу» в Україні достатні для забезпечення необхідного повернення на інвестиції в об'єкти генерації з ВДЕ. Передбачене законом зниження коефіцієнтів «зеленого тарифу» відповідає поточним прогнозам зі зниження собівартості будівництва об'єктів, призначених для генерації з ВДЕ. При переході на нову модель ринку потрібно врахувати механізми відшкодування «зеленого тарифу».

За активного розвитку генерації на базі ВДЕ потрібно передбачити механізми забезпечення зростання ВДЕ зростанням маневрових потужностей. При цьому зростання встановленої потужності ВДЕ повинне здійснюватись у межах, які технологічно допустимі задля збереження надійної роботи енергосистеми України. В разі невідповідності планів із розвитку маневрових потужностей та генерації на базі ВДЕ потрібно розробити правила вибору проектів будівництва нових об'єктів на базі ВДЕ.

Також за значного зростання генерації на базі ВДЕ може знадобитися перегляд механізму розподілення (між суб'єктами – виробниками з ВДЕ та компаніями-власниками електромереж) витрат на реконструкцію та будівництво магістральних та розподільчих мереж, необхідних для підключення електростанцій на ВДЕ до енергосистеми. При цьому при зростанні обсягів електроенергії, що виробляється на базі ВДЕ, потрібно здійснити модернізацію мереж для переходу до так званих “smart grids”, або «розумних мереж». За сценарієм зростання обсягів виробництва електроенергії на базі ВДЕ системний оператор ОЕС повинен забезпечити проходження добового графіку навантаження з урахуванням найбільш ефективного та безпечного використання всіх видів генерації. Дієвим механізмом регулювання потужностей ВДЕ (а саме ВЕС та СЕС) при такому сценарії може слугувати використання споживачів-регуляторів на базі теплових насосів, теплонакопичувачів та подібних технологій.

Для розвитку ВДЕ потрібно на законодавчому рівні забезпечувати сприятливі умови для інвестування. Держава також повинна підтримувати розробку та впровадження конкурентоспроможних технологій і локалізацію виробництва потрібного устаткування. Подібні заходи створять основу для подальшого зниження витрат на будівництво станцій і розширення масштабів використання відновлюваних джерел енергії.

Зазначені заходи щодо стимулювання розвитку ВДЕ та суміжних галузей (сфер діяльності) найбільш ефективно можуть бути реалізовані шляхом прийняття довгострокової Національної стратегії розвитку відновлюваної енергетики, яка б включила в себе правові, економічні, наукові, управлінські та інші аспекти забезпечення збільшення частки ВДЕ в енергетичному балансі України.

Прогноз розвитку вітрогенерації

Україна має істотний потенціал розвитку вітроенергетики. Найбільш перспективними для її розвитку є південні та південно-східні регіони країни, де середня швидкість вітру вища, ніж на іншій території. Проте цей потенціал нині не використовується. Україна істотно відстає від світових тенденцій. У 2009 р. в Україні діяли 12 державних вітряних електростанцій (ВЕС) із сумарною встановленою потужністю 94

МВт, що становить лише 0,2% від загального обсягу генеруючих потужностей в Україні. Устаткування ВЕС не відповідає сучасним нормам ефективності, оскільки більша його частина вироблена з використанням технологій 80-х років. Ще одна причина такого низького рівня встановлених потужностей полягає в тому, що до 2009 р., коли було введено «зелений тариф», були відсутні стимули для потенційних інвесторів.

Потенціал для розвитку вітрогенерації в Україні, за різними оцінками, може досягати 10-15 ГВт. Однак для будівництва такої кількості вітряних станцій потрібні значні інвестиції – понад 200 млрд. грн., які не можуть бути залучені в нинішній ситуації. На основі досвіду більшості європейських країн з впровадження ВЕС, цільовий рівень встановленої потужності ВЕС в Україні до 2030 р. складе 3–4 ГВт. Істотніше зростання цих показників за аналогічний період демонстрували тільки ті країни, де стратегічним пріоритетом розвитку енергетики був активний розвиток ВДЕ і рівень субсидування галузі був надзвичайно високим. Забезпечити аналогічні обсяги державних субсидій в Україні у найближчій перспективі не видається можливим, тому необхідно впроваджувати ефективні та сталі механізми, які б стимулювали інвестування у розвиток вітроенергетики в Україні.

Прогноз розвитку сонячної генерації

Енергія сонячного випромінювання, яка надходить щорічно на територію України, становить близько 1,2 МВт•год/кв. м, причому тільки менше 1% цієї енергії належить до ресурсів, які економічно доцільно використовувати. Відповідно до досліджень, можливий економічний потенціал розвитку сонячної генерації в Україні становить близько 4 ГВт. Беручи до уваги досвід з впровадження СЕС європейських країн зі схожим рівнем сонячного випромінювання, а також з огляду на зниження собівартості будівництва сонячних електростанцій (СЕС) внаслідок розвитку технологій, цільовий рівень встановленої потужності СЕС в Україні до 2030 р. зможе зростати за значного падіння вартості будівництва даного виду генерації.

Прогноз розвитку малих ГЕС

Природний потенціал розвитку малих ГЕС (а також міні та мікро ГЕС) в Україні нині не реалізовано. Поточна потужність малих гідроелектростанцій становить близько 90 МВт. Через незначну питому вагу в загальному енергобалансі (0,2%) мала гідроенергетика нині не може істотно впливати на структуру енергозабезпечення країни. Проте Україна має значний потенціал використання ресурсів малих рік, головним чином у західних регіонах. За різними оцінками, економічно доцільний потенціал малих ГЕС в Україні становить до 4 ГВт. Сьогодні вартість будівництва малих ГЕС значно перевищує аналогічний показник для традиційних видів генерації, і за відсутності якісних змін у технологіях будівництва потенціал зниження собівартості буде залишатися вкрай незначним.

Прогноз розвитку біоенергетики

Україна має значний потенціал розвитку біоенергетики. Це зумовлено особливостями клімату, потенціалом аграрного сектору і наявністю робочої сили. Для широкого комерційного використання найближчими роками доцільно використовувати технології спалювання біомаси в котлах і технології збору й утилізації біогазу на полігонах твердих побутових відходів, оскільки ці технології поки що найкраще розроблені. Найбільший енергетичний потенціал в Україні мають такі види біомаси як сільськогосподарські культури, дрова та відходи деревини, торф, рідкі види палива

з біомаси, тверді побутові відходи, біогаз. За різними оцінками, потенційна встановлена потужність у сегменті біоенергетики може становити 10-15 ГВт тепла і 1-1,5 ГВт електроенергії.

Реалізація наявного потенціалу ускладнюється нерозвиненістю інфраструктури та сировинної бази, необхідних для забезпечення безперебійного постачання сировини, низьким рівнем розвитку галузей-постачальників устаткування, а також малим обсягом генерації кожного окремого об'єкта. Внаслідок зазначених причин динаміка вироблення біоенергетики відставатиме від генерації на базі інших ВДЕ, однак може стати важливою складовою у балансі виробництва теплової енергії.

4. Стратегія розвитку атомної енергетики та промисловості

4.1. Поточний стан та розвиток атомної енергетики

Станом на кінець 2010 р. на чотирьох діючих АЕС (Запорізька, Рівненська, Хмельницька та Южно-Українська АЕС) експлуатувалися 15 ядерних енергоблоків загальною потужністю 13,835 ГВт. Протягом останніх 5 років частка АЕС складала 47-48% від загального обсягу виробництва електроенергії в Україні, середній коефіцієнт використання встановленої потужності енергоблоків АЕС за результатами 2010 року становив 73,6%.

У 2010 р. строки експлуатації енергоблоків №1,2 Рівненської АЕС загальною потужністю 0,835 ГВт були подовжені на 20 років понад 30-річний термін, передбачений вихідним проектом. У період 2012-2019 рр. спливають проектні терміни експлуатації 10 енергоблоків загальною потужністю 10 ГВт, у 2025 р. – ще одного енергоблоку потужністю 1 ГВт.

4.2. Напрямки розвитку атомної енергетики України

Протягом періоду до 2030 року планується збереження частки генерації електроенергії АЕС на досягнутому рівні – близько половини загального обсягу вітчизняного виробництва. Розмір частки ядерної енергетики в загальному балансі електроенергії підлягає перегляду в залежності від макроекономічних показників економіки України, кон'юнктури світових ринків енергетичних ресурсів та ступеню розвитку та впровадження прогресивних технологічних рішень в енергетиці.

Розвиток атомної генерації в період до 2030 р. передбачає:

- Підвищення безпеки діючих АЕС;
 - Підвищення надійності та ефективності експлуатації діючих АЕС;
 - Продовження експлуатації АЕС в понадпроектний термін;
 - Спорудження та введення в експлуатацію у період до 2030 р. нових ядерних енергоблоків мінімальною сукупною потужністю (може бути збільшена в залежності від проекту):
 - 2 ГВт за песимістичним сценарієм;
 - 5 ГВт за базовим сценарієм;
 - 7 ГВт за оптимістичним сценарієм;
- в тому числі:
- затвердження у встановленому порядку Кадастру майданчиків для будівництва енергоблоків нових АЕС;
 - прийняття рішень щодо будівництва енергоблоків нових АЕС та енергоблоків, що заміщують потужності діючих АЕС;
 - будівництво енергоблоків №3, 4 Хмельницької АЕС;
 - будівництво енергоблоків на нових майданчиках;

- будівництво нових енергоблоків на майданчиках діючих АЕС (в т.ч. на заміну енергоблоків, які будуть виведені з експлуатації);
- виконання робіт з підготовки енергоблоків до зняття з експлуатації після завершення додаткового періоду їх експлуатації.

Крім того, безумовними складовими розвитку ядерної енергетики є удосконалення інфраструктури підтримки та забезпечення розвитку атомної генерації.

4.2.1. Підвищення ядерної, радіаційної та екологічної безпеки експлуатації

Починаючи з 80х років на діючих АЕС України реалізовувався ряд програм з підвищення рівня їх експлуатаційної безпеки. Згідно з висновками Держатомрегулювання та міжнародних експертів, на сьогодні він відповідає світовому рівню безпеки АЕС того ж покоління. Однак потенціал подальшого підвищення рівня безпеки на вітчизняних АЕС не вичерпано. Подальша діяльність за цим напрямком у період до 2017 року буде здійснюватись у рамках Комплексної (зведеної) програми підвищення безпеки АЕС України, затвердженої постановою Кабінету Міністрів України від 7 грудня 2011 року №1270, та додатковими заходами, що рекомендовані за висновками Національного звіту України щодо результатів проведення цільової переоцінки безпеки ядерних установок, розміщених на майданчиках АЕС («стрес-тестів»), з урахуванням уроків аварії на АЕС «Фукусіма-Даїчі» в Японії, яка сталася в березні 2011 року для АЕС України. Комплекс заходів визначений виходячи з необхідності:

- Забезпечення повної відповідності вимогам та положенням нормативно-правової бази національного законодавства;
- Дотримання національних вимог безпеки;
- Урахування рекомендацій міжнародних експертних організацій для досягнення відповідності міжнародним стандартам безпеки;
- Впровадження заходів, рекомендованих Звітами з аналізу безпеки;
- Забезпечення функціонування системи фізичного захисту ядерних установок та ядерних матеріалів;
- Урахування власного та міжнародного досвіду експлуатації.

Прийнятність рівня екологічної безпеки об'єктів ядерної енергетики та його відповідність вимогам законодавства і найкращій міжнародній практиці доведена як результатами оцінок впливів на навколишнє середовище, виконаних до спорудження нових об'єктів (енергоблоки №4 Рівненської АЕС та №2,3,4 Хмельницької АЕС, централізованого сховища відпрацьованого ядерного палива, заводу з виробництва ядерного палива), так і результатами моніторингу екологічного стану навколишнього середовища в зонах спостереження АЕС. Реальні величини викидів та скидів радіоактивних речовин діючих АЕС призводять до додаткової дози опромінення населення, що не перевищує 10% від припустимої для АЕС квоти або 0,8% від ліміту дози для населення.

Обсяг фінансування на заходи для підвищення безпеки експлуатації та екологічної безпеки АЕС на період до 2030 року складає близько 25 млрд. грн., в т.ч. 15 млрд. грн. на реалізацію Комплексної (зведеної) програми підвищення безпеки діючих АЕС України та 10 млрд. грн. на інші заходи підвищення безпеки, що потребуватимуть виконання відповідно до національної нормативно-правової бази.

4.2.2. Підвищення надійності та ефективності експлуатації діючих АЕС

Підвищення надійності та ефективності експлуатації АЕС заплановано, зокрема, шляхом заміни певного застарілого обладнання, реалізації відповідних заходів для скорочення тривалості ремонтів, збільшення міжремонтних інтервалів, переходу на роботу з підвищеною потужністю, зниження втрат при виробництві електроенергії на АЕС.

Передбачається, що до 2030 року середньорічний КВВП енергоблоків діючих АЕС підвищиться до 78-80%, середньорічний КВВП нових енергоблоків буде на рівні 82-85%.

Витрати, пов'язані з підвищенням надійності та ефективності експлуатації АЕС, на період до 2030 року оцінюються, виходячи з показника 1 млрд. грн. на 1 ГВт встановленої потужності, та складають близько 15 млрд. грн.

4.2.3. Продовження експлуатації АЕС в понадпроектний термін

У період до 2030 року має бути забезпечене виконання заходів та прийняття рішень щодо продовження строку експлуатації 11 діючих енергоблоків до 20 років за умов позитивних підсумків періодичної переоцінки безпеки. Враховуючи досвід продовження експлуатації енергоблоків №1, №2 Рівненської АЕС та закордонний досвід для енергоблоків з реакторами ВВЕР-440 та ВВЕР-1000, передбачається виконання заходів програм продовження ресурсу з заміни застарілого обладнання та заходів щодо державних програм з підвищення безпеки та «стрес-тестів».

Фінансування заходів для подовження експлуатації енергоблоків діючих АЕС, виходячи з показника 2,4 тис. грн. на 1 кВт встановленої потужності, потребуватиме близько 26 млрд. грн.

4.2.4. Будівництво нових енергоблоків АЕС

Будівництво енергоблоків №3,4 Хмельницької АЕС

Рішення щодо будівництва енергоблоків №3 та №4 Хмельницької АЕС прийнято Законом України «Про розміщення, проектування та будівництво енергоблоків № 3 і 4 Хмельницької атомної електричної станції». Будівництво енергоблоків №3, 4 Хмельницької АЕС планується на базі реакторної установки типу ВВЕР-1000. Блок №3 планується до введення в експлуатацію в 2018 році, блок №4 – в 2020 році.

Будівництво енергоблоків на нових майданчиках

Заплановано створення та затвердження Кадастру майданчиків для будівництва енергоблоків нових АЕС та енергоблоків, що заміщують потужності діючих АЕС.

Ядерні енергоблоки на нових майданчиках планується ввести в експлуатацію у період 2023–2029 рр., причому терміни спорудження можуть бути прискорені в разі значного підвищення попиту на електроенергію порівняно з прогнозованим. До кінця 2015 року необхідно зробити вибір типу ядерних установок, які будуть використовуватись у нових енергоблоках. Принципове рішення відносно потужності та типів нових енергоблоків буде прийматися на підставі:

- Додаткової оцінки стану національної енергосистеми;
- Порівняння техніко-економічних показників різних проектів з урахуванням вимог рівня безпеки та ефективності;
- Оцінки світового досвіду спорудження та експлуатації аналогів;

- Оцінки можливого рівня залучення вітчизняних промислових потужностей до виробництва обладнання та устаткування для нових енергоблоків.

Будівництво енергоблоків на заміну тих, що виводяться з експлуатації

У 2017 р. мають розпочатись передпроектні роботи для спорудження енергоблоків, що замінюватимуть енергоблоки діючих АЕС, які виводяться з експлуатації після 2030 року.

Обсяги та джерела фінансування будівництва нових енергоблоків

Рішення щодо джерел фінансування будівництва нових енергоблоків має прийматися з урахуванням:

- Обов'язкового включення фінансових витрат, пов'язаних з будівництвом, в рахунок інвестиційної складової в тарифі на електроенергію, що виробляється АЕС;
- Надання державних гарантій при залученні кредитних ресурсів, з довгостроковим терміном окупності інвестицій, необхідних для будівництва нових енергоблоків.

Загальна кошторисна вартість будівництва енергоблоків №3 та №4 Хмельницької АЕС становить 36,8 млрд. грн.

Орієнтовний обсяг необхідних інвестицій для будівництва інших енергоблоків розраховується, виходячи з показника 32 тис. грн. на 1 кВт встановленої потужності.

Попередньо оцінений обсяг необхідних інвестицій на спорудження нових енергоблоків в період до 2030 р., враховуючи витрати на початок спорудження заміщуваних потужностей в сумі 127 млрд. грн., за базовим сценарієм становить до 265 млрд. грн.

4.2.5. Підготовка до зняття з експлуатації

Для виконання робіт з підготовки та подальшого зняття з експлуатації енергоблоків після завершення додаткового періоду їх експлуатації забезпечується своєчасне наповнення Фінансового резерву для зняття з експлуатації ядерних установок. Має бути розроблений та впроваджений механізм збереження цих коштів, який компенсуватиме інфляційний процес. Відповідні відрахування на ЗЕ мають щорічно переглядатися та обґрунтовуватися.

На період до 2030 р. для повного покриття витрат на зняття з експлуатації енергоблоків до цього резерву має бути відраховано понад 18 млрд. грн. Для підготовки до майбутнього зняття з експлуатації інших підприємств атомно-промислового комплексу України, (заводу з виробництва ядерного палива та централізованого сховища ВЯП та ін..) також потрібно забезпечити акумулювання та збереження коштів у відповідному резерві.

4.3. Розвиток інфраструктури підтримки експлуатації

Плановане у період до 2030 р. удосконалення інфраструктури підтримки та забезпечення розвитку атомної генерації охоплює:

- Забезпечення АЕС паливом власного виробництва (в т.ч. розвиток уранового та цирконієвого виробництва);
- Розвиток національної системи поводження з відпрацьованим ядерним паливом, радіоактивними відходами АЕС та заводу з виробництва ядерного палива;

- Удосконалення нормативно-правового забезпечення;
- Подальший розвиток національної системи регулювання ядерної та радіаційної безпеки;
- Розвиток системи науково-технічної та проектно-конструкторської підтримки;
- Розвиток промислового виробництва для завдань ядерної енергетики;
- Розвиток системи підготовки кадрів;
- Удосконалення процедур та практики інформування та зворотнього зв'язку з громадськістю.

4.3.1 Паливне забезпечення атомних електростанцій

Природний, науковий та виробничий потенціал підприємств атомно-промислового комплексу України дозволяє виконання заходів, що в повному обсязі забезпечать потреби українських АЕС у природному урані, цирконієвій продукції та послугах з виготовлення (фабрикації) ядерного палива, в т.ч. паливних таблеток.

Зазначений комплекс заходів має бути реалізований до 2020 року (включно).

Планується довести обсяг виробництва концентрату природного урану до 3500 тон на рік, що дозволить повністю забезпечити потреби вітчизняних атомних електростанцій у ядерному паливі (для всіх сценаріїв розвитку) та уникнути залежності від його імпорту.

Обсяг фінансування, потрібний для реалізації зазначених заходів, оцінюється в 20 млрд. грн., в т.ч. на розвиток уранового виробництва – 10 млрд. грн., на розвиток цирконієвого виробництва – 5 млрд. грн., на створення виробництва ядерного палива – 5 млрд. грн. Реалізація зазначених заходів має здійснюватися із збереженням державної частки в активах підприємств ядерно-промислового комплексу. Розвиток окремих напрямків зазначеного комплексу заходів має відбуватися на базі підприємств, діяльність яких спрямована на задоволення потреби українських АЕС. Попит на продукцію таких підприємств має бути гарантованим. Фінансування зазначених заходів має здійснюватися за рахунок ціни на продукцію, що виробляється, та за рахунок прямих державних та недержавних інвестицій. Передбачається, що паливне забезпечення нових АЕС має також здійснюватися вітчизняним виробником. Для подальшого розвитку уранового виробництва потрібно забезпечити більш інтенсивне проведення геологорозвідувальних робіт, що дозволить забезпечити задоволення потреб українських АЕС паливом на подальшу перспективу.

У період після 2030 року єдиною складовою ядерного палива, що не виробляється на території України, має бути збагачення урану. При цьому частка держави в активах ядерно-промислового комплексу, що забезпечують надання послуг зі збагачення та розташовані поза межами України, має бути достатньою для гарантованого доступу України до послуг збагачення.

4.3.2. Поводження з радіоактивними відходами (РАВ), відпрацьованим ядерним паливом (ВЯП).

Поводження з радіоактивними відходами

Розвиток національної системи повождення з радіоактивними відходами має відбуватися згідно наступних документів:

- Загальнодержавної цільової екологічної програми поводження з радіоактивними відходами;
- Загальнодержавної програми зняття з експлуатації Чорнобильської АЕС та перетворення об'єкту «Укриття» на екологічно безпечну систему;
- Стратегії поводження з радіоактивними відходами в Україні.

Метою Стратегії поводження з радіоактивними відходами в Україні є завершення створення та забезпечення ефективного функціонування в Україні цілісної системи поводження з радіоактивними відходами, що дасть змогу досягти безпечного поводження (включаючи захоронення) з радіоактивними відходами всіх типів і категорій, які були накопичені в попередні періоди, виникають під час поточного використання ядерної енергії і утворюватимуться у майбутньому, у разі раціонального використання фінансових, технічних і людських ресурсів з урахуванням передового міжнародного досвіду.

Діяльність, пов'язана з поводженням з радіоактивними відходами в Україні, зумовила необхідність створення елементів інфраструктури поводження з радіоактивними відходами (зокрема, сховищ, контейнерів та обладнання) і цілісної системи поводження з ними. Проблему передбачається вирішити шляхом створення на атомних електростанціях установок для кондиціонування радіоактивних відходів, накопичених за період їх експлуатації, зокрема сольового плаву, впровадження уніфікованих систем, що забезпечують пакування радіоактивних відходів, які перебувають у формі та стані, прийнятних для захоронення у центральних сховищах, з використанням передових наукових і технологічних досягнень, створення централізованих установок для переробки радіоактивно забрудненого металу, а також проектування і будівництво сховищ для довгострокового зберігання довгоіснуючих та високоактивних радіоактивних відходів, у тому числі великогабаритних.

Будуть проводитися роботи із зменшення накопичених обсягів радіоактивних відходів і строку їх зберігання на майданчиках підприємств, на яких вони утворюються.

Майбутнє захоронення довгоіснуючих та високоактивних радіоактивних відходів здійснюватиметься в геологічному сховищі відповідно до законодавства.

Національна система поводження з радіоактивними відходами спрямована на розв'язання таких завдань:

- Розроблення і здійснення організаційних, науково-методичних, технічних та фінансово-економічних заходів щодо створення єдиної системи поводження з радіоактивними відходами на основі організації їх комплексної переробки з максимальним використанням існуючих установок і будівництвом централізованого сховища для захоронення короткоіснуючих радіоактивних відходів та обов'язковим будівництвом геологічного сховища для захоронення довгоіснуючих радіоактивних відходів;
- Удосконалення механізм фінансування поточного поводження з радіоактивними відходами та експлуатації сховищ на всіх етапах їх життєвого циклу до зняття радіоактивних відходів із регулюючого контролю і створення нових об'єктів (установок) для їх переробки, зберігання і захоронення;
- Забезпечення будівництва об'єктів, призначених для поводження з радіоактивними відходами, які утворюватимуться у процесі зняття з експлуатації

Чорнобильської АЕС та перетворення об'єкта "Укриття" на екологічно безпечну систему;

- Створення на промисловому майданчику Чорнобильської АЕС комплекс інженерно-технічних систем та споруд, у тому числі інтегровану систему поводження з радіоактивними відходами, для забезпечення виконання робіт із зняття з експлуатації Чорнобильської АЕС та перетворення об'єкта "Укриття" на екологічно безпечну систему;
- Будівництво, введення в експлуатацію, експлуатація комплексу «Вектор», в тому числі будівництво відповідних сховищ, створення установок з переробки РАВ, проектування та виготовлення комплексу з газофторидної переробки високоактивних радіоактивних відходів;
- Проектування, будівництво та експлуатація сховища для проміжного зберігання високоактивних радіоактивних відходів, що будуть повертатися в Російській федерації, після переробки ВЯП українських АЕС;
- Забезпечення подальшого розвитку системи поводження з РАВ, що утворюються при експлуатації українських АЕС, мінімізація обсягів їх утворення;
- Забезпечення подальшого розвитку системи поводження з РАВ, що утворились внаслідок чорнобильської катастрофи;
- Створення системи поводження з РАВ заводу по виробництву ядерного палива;
- Забезпечення подальшого розвитку державної системи обліку РАВ;
- Розвиток науково-технічного забезпечення у сфері поводження з РАВ;
- Забезпечення радіаційної безпеки під час поводження з РАВ, зменшення доз опромінення персоналу спеціалізованих підприємств та населення, соціально-економічна компенсація ризиків від впровадження діяльності об'єктів, призначених для поводження з РАВ;
- Розширення міжнародного співробітництва та вдосконалення механізму залучення та ефективного використання міжнародної технічної допомоги у сфері поводження з радіоактивними відходами (у тому числі для розроблення і впровадження технології перетворення довгоіснуючих ізотопів на короткоіснуючі).

Впровадження комплексів для поводження з експлуатаційними РАВ на майданчиках діючих АЕС та їх підготовка для використання при майбутньому знятті з експлуатації наявних енергоблоків здійснюватиметься за рахунок експлуатаційних витрат. Обсяг зазначених витрат оцінюється на рівні 200 млн. грн. на рік в період до 2017 року та 100 млн. грн. щорічно з 2017 року, тобто близько 2,5 млрд. грн. загалом.

Для безпечного поводження з РАВ для їх передання та захоронення потрібно забезпечити своєчасне накопичення та цільове використання державних коштів за рахунок збору за забруднення навколишнього природного середовища. На період до 2030 року на рахунок цього державного збору (за утворення РАВ) тільки з АЕС буде відраховано понад 15 млрд. грн.

Поводження з відпрацьованим ядерним паливом

Для українських АЕС реалізується як проектна схема поводження з ВЯП (відправлення ВЯП на переробку до Російської Федерації), так і схема, що

передбачає тривале зберігання ВЯП із подальшим ухваленням остаточного рішення щодо його переробки або захоронення. У подальшому планується:

- Вивезення на технологічне зберігання та переробку ВЯП Рівненської, Хмельницької та Южно-Української АЕС до створення централізованого сховища ВЯП в Україні;
- Забезпечення безпечної експлуатації пристанційного сховища ВЯП «сухого» типу на Запорізькій АЕС;
- Створення централізованого сховища «сухого» типу та забезпечення його безпечної експлуатації для ВЯП реакторів ВВЕР-440 і ВВЕР-1000 діючих АЕС, а також ВЯП нових ядерних енергоблоків;
- Розробка та узгодження з Російською Федерацією нормативно-правових та процедурних питань щодо повернення ВАВ, отриманих від переробки ВЯП українських АЕС;
- Розроблення стратегії та технологій безпечного поводження з продуктами переробки, в т.ч. цінних продуктів переробки ВЯП реакторів ВВЕР, що будуть повертатися з Російської Федерації;
- Розроблення стратегії та технологій безпечного та економічно ефективного поводження з ВЯП, в т.ч. після завершення тривалого періоду зберігання.

Обсяги фінансування на спорудження централізованого сховища ВЯП в цінах 2008 року складають 3,7 млрд. грн.

Вивезення ВЯП та забезпечення безпечної експлуатації пристанційного сховища ВЯП «сухого» типу на Запорізькій АЕС, розроблення стратегії та технологій безпечного поводження з ВЯП та продуктами його переробки здійснюються за рахунок собівартості продукції АЕС.

4.3.3. Інші напрями підтримки експлуатації

Розвиток ядерної енергетики передбачає необхідність здійснення додаткових заходів, що є невід'ємними частинами сталого функціонування галузі, а саме:

- Удосконалення нормативно-правового забезпечення з метою впровадження найкращої світової практики щодо забезпечення безпеки експлуатації та принципів управління галуззю;
- Подальший розвиток національної системи регулювання безпеки з метою безумовного гарантування дотримання міжнародних стандартів безпеки та готовності до своєчасного ліцензування нових установок;
- Розвиток системи науково-технічної та проектно-конструкторської підтримки галузі – з метою розвитку та впровадження найкращих світових технологій;
- Розвиток промислового виробництва для завдань ядерної енергетики – з метою максимальної локалізації технологічних процесів, необхідних для розвитку ядерно-енергетичного сектору економіки;
- Розвиток системи підготовки кадрів з метою гарантованого функціонування системи збереження критичних знань, реалізація системи безперервної освіти, унеможливлення критичного відтоку кваліфікованого персоналу;
- Удосконалення процедур та практики інформування та зворотного зв'язку з громадськістю з метою забезпечення системи прозорості у функціонуванні

підприємств галузі та збереження позитивного ставлення громадськості до питань розвитку галузі.

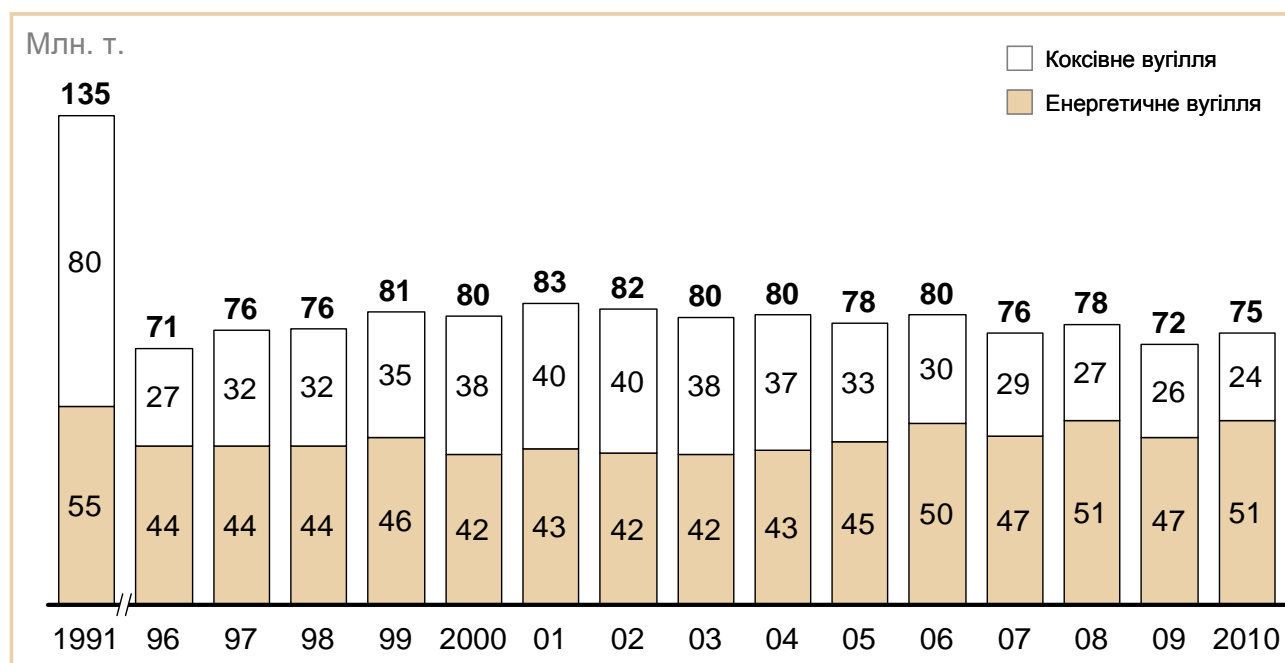
З огляду на світовий досвід, реалізація вказаних заходів потребуватиме фінансування за рахунок вартості продукції АЕС, а також недержавних інвестицій, наприклад, для розвитку будівельної інфраструктури та промислового виробництва для ядерної енергетики.

5. Стратегія розвитку вугільної промисловості

5.1. Поточний стан вугільної промисловості

Прогнозні запаси вугілля в Україні становлять 117,5 млрд. тонн, у тому числі розвідані запаси - 56 млрд. тонн; цього достатньо для підтримки видобутку на нинішньому рівні протягом понад 400 років. Протягом останніх 15 років рівень видобутку залишався практично незмінним у діапазоні 72-83 млн. т. рядового вугілля на рік. У 2010 р. обсяги видобутку вугілля склали 75,2 млн. т. вугілля на рік. У 2011 та 2012 роках видобуток вугілля склав 82 та 85 млн. т. рядового вугілля відповідно.

Динаміка видобутку вугілля в Україні



Україна також має значні запаси бурого вугілля, однак в останні роки видобуток бурого вугілля було зупинено через відсутність відповідного попиту. Потрібно розглянути можливості реалізації пілотних проєктів із використанням бурого вугілля з метою накопичення досвіду з його використання для генерації тепло- та електроенергії.

У той же час, через недостатні капітальні вкладення в попередні роки вугільна промисловість України має найстаріший серед країн СНД шахтний фонд, а його значна зношеність призвела до формування негативного балансу виробничих потужностей. За період 1991 - 2012 рр. виробнича потужність вугледобувних підприємств зменшилась з 192,8 млн. тонн до 85,9 млн. тонн на рік або майже в 2,2 рази.

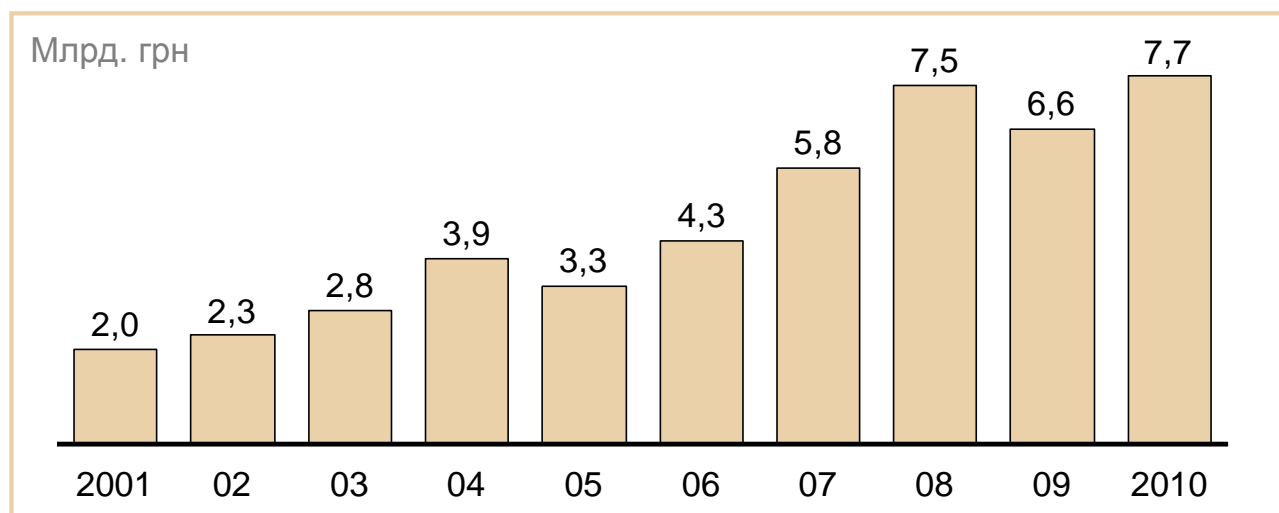
Шахтний фонд України застаріває: більше 70 відсотків усіх державних шахт працюють без реконструкції понад 30 років. Обсяги державного інвестування у відновлення шахтного фонду недостатні, а вугільні підприємства здебільшого нерентабельні й не можуть фінансувати інвестиційні проєкти самостійно.

Складні гірничо-геологічні умови, застаріле обладнання та технології знижують якість вугілля, яке видобувається в Україні.

Для державних шахт, які видобувають енергетичне вугілля, середньозважена собівартість однієї тонни готової товарної вугільної продукції в преїскурантній якості в 2010 р. становила близько 930 грн/т, у той час закупівельна ціна на вугілля енергетичних марок знаходилась у діапазоні 593 грн/т. Таким чином, більшість державних шахт, які видобувають енергетичне вугілля, збиткові і потребують постійної підтримки з державного бюджету.

Обсяг державного фінансування вугільної галузі за період з 2001 по 2010 рр. зріс майже у чотири рази і у 2010 р. досяг 7,7 млрд. грн., що склало 2 відсотки від сукупних державних видатків України. При цьому видобуток вугілля за вказаний період зменшився більш ніж на 10%, що демонструє значну неефективність використання бюджетної підтримки.

Фінансування вугільної галузі з державного бюджету



Виходячи із сьогоденного стану світової та української економіки, збереження тенденцій у вугільній галузі, що мали місце останні 10 років, не є можливим. Реалізація значного потенціалу вугільної галузі, що здатний повністю забезпечувати власні потреби та зміцнити енергетичну безпеку України, потребує негайного реформування галузі. Ця гостра необхідність також підкреслюється у Програмі економічних реформ Президента України на 2010-2014 рр. «Заможне суспільство, конкурентоспроможна економіка, ефективна держава».

Згідно з проведеним аналізом та вищезгаданою Програмою реформ, основними проблемами галузі є:

- Висока собівартість вугілля, що найчастіше перевищує ціну імпортного;
- Скорочення внутрішнього попиту на енергетичне та коксівне вугілля, що за якісними показниками не відповідає сучасним технологічним вимогам;
- Велике навантаження на державний бюджет через субсидії на підтримку збиткового виробництва;
- Відсутність стимулів до зниження витрат через чинну систему державної підтримки підприємств галузі (компенсацію витрат);

- Низькі темпи передприватизаційної підготовки та приватизації й відсутність кроків щодо закриття вироблених/ збиткових шахт, що призводить до браку інвестиційних ресурсів для здійснення технічної модернізації шахт;
- Велика залежність зайнятості населення в окремих регіонах від роботи шахт та відсутність цілісного підходу до усунення негативних соціальних наслідків закриття шахт, що значно ускладнює та уповільнює процес реформування галузі.

У той же час конкурентними перевагами вугільної промисловості України є:

- Наявність великих запасів вугілля;
- Наявність значних резервів підвищення ефективності вуглевидобутку, виробництва вугільної продукції та впровадження інноваційних вугільних технологій;
- Розвиненість вертикально-інтегрованих компаній в енергетичній та металургійній галузях;
- Розвиненість інфраструктури в регіонах вуглевидобутку.

5.2. Прогноз споживання вугілля

Попит на енергетичне вугілля на 90 відсотків формується за рахунок попиту з боку енергетичних компаній. До інших споживачів належать металургійні підприємства (4%), населення (3%), а також інші сектори (3%) – виробники цементу, содові й цукрові заводи, гірничо-збагачувальні комбінати, залізнична галузь і деякі інші.

Прогноз попиту на енергетичне вугілля з боку енергетики визначається двома чинниками. По-перше, збільшиться потреба в електроенергії і, як наслідок, виробництво електроенергії вугільними станціями. По-друге, підвищиться ефективність станцій, що призведе до зниження питомої витрати палива за рахунок модернізації наявних станцій і будівництва нових, ефективніших станцій.

В оптимістичному сценарії розвитку попиту на електроенергію ці чинники зумовлять максимальне у порівнянні з іншими сценаріями зростання попиту на енергетичне вугілля – з 34 млн. т готової вугільної продукції до 49 млн. т на рік. Інші галузі збільшать споживання енергетичного вугілля з 4 млн. т до 9 млн. т на рік. Таким чином за умови реалізації оптимістичного сценарію розвитку попиту на електроенергію, сукупний попит на енергетичне вугілля до 2030 р. складе близько 56 млн. т готової вугільної продукції за можливого збільшення пропозиції до 58 млн. т на рік (це складає 71 та 75 млн. т рядового енергетичного вугілля відповідно).

У зв'язку із створенням та впровадженням в Україні на базі вугільних енерготехнологій нових альтернативних видів палива (синтез-газ, водовугільне паливо), спрямованих на заміщення природного газу, попит на енергетичне вугілля може збільшитися. В 2017 році в разі завершення будівництва 4 заводів для виробництва синтетичного газу і водовугільного палива необхідно додатково 10 млн. т вугілля. До 2030 року можна буде забезпечити близько 6,4 млрд.м³ природного газу на рік за рахунок виробництва синтетичного газу, для чого буде потрібно приблизно 16 млн. т рядового вугілля, що еквівалентне 12 млн.т готової вугільної продукції.

Попит на коксівне вугілля здебільшого формується за рахунок промисловості, а саме, металургійних підприємств, де він використовується для виплавки чавуну.

В залежності від сценарію економічного розвитку він складе від 44 млн. т у оптимістичному до 34 млн. т у песимістичному сценарії. При цьому в базовому сценарії попит на коксівне вугілля складе 36 млн. т.

Динаміка попиту на енергетичне вугілля за галузями¹⁶, млн. тонн готової вугільної продукції за оптимістичним сценарієм

Галузі, що споживають енергетичне вугілля	2010	2015	2020	2025	2030
Енергетичні компанії	34,2	37,9	38,8	44,7	48,7
Металургійні комбінати	1,7	1,8	2,0	2,5	2,9
Побутові споживачі	1,0	1,5	2,6	3,2	3,8
Інші галузі ¹⁷	1,4	1,5	1,6	1,9	2,4
Усього	38,3	42,7	45,0	52,3	57,8

З метою повного задоволення попиту потрібно здійснити прогноз потреб щодо вітчизняної вугільної продукції до 2030 року у розрізі марок і сфер застосування: технологічне паливо для теплової енергетики, технологічне паливо в металургійній промисловості, побутове паливо, технологічне паливо для комунальної енергетики, технологічне паливо для поглибленої переробки вугілля, у т.ч. газифікації, водовугільне паливо, використання газовугільних родовищ для видобутку газу-метану.

5.3. Розвиток і реформування вугільної промисловості

5.3.1. Реформування вугільної галузі

Враховуючи проблеми галузі, зазначені у Розділі 5.1, а також обмежені можливості державного бюджету відносно субсидіювання галузі, цілями реформування галузі є:

- Створення беззбиткової та економічно ефективною галузі, здатної забезпечувати економіку України вугіллям, працюючи без державної підтримки;
- Вирішення соціальних та екологічних наслідків, що можуть виникнути в процесі реформування вугільної галузі (безробіття через закриття містоутворюючих підприємств, загроза навколишньому середовищу через консервацію та закриття шахт).

Виходячи із цілей, основними кроками реформування галузі є:

- Термінове створення умов залучення приватних інвестицій у галузь шляхом приватизації вугільних підприємств та застосування механізмів державно-приватного партнерства (оренди, концесії тощо);
- Модернізація шахтного фонду приватними інвесторами й оптимізація системи управління;
- Удосконалення механізму державної підтримки галузі шляхом поетапного припинення субсидування операційних витрат державних шахт разом зі збільшенням фінансування на працевлаштування та соціальну підтримку працівників, вивільнених внаслідок реформування;

¹⁶ Сценарій, який передбачає максимальний об'єм споживання енергетичного вугілля в енергетиці

¹⁷ Виробники цементу, содові і цукрові заводи, гірничо-збагачувальні комбінати, залізнична галузь

- Розробка та впровадження програми для усунення негативних соціальних наслідків реформування галузі;
- Лібералізація ринку вугілля.

Приватизація вугільних підприємств

Більшість шахт у державній власності мають потенціал виходу на рентабельне виробництво, лише мала їх частина глибоко збиткова і не має перспектив розвитку. Раніше приватизовані шахти працювали із прибутком без державних дотацій; середня собівартість продукції цих підприємств у 2010 р. була більш ніж удвічі нижчою за собівартість державних шахт, а продуктивність праці – удвічі вищою, що свідчить про можливість значного зниження собівартості видобутку після приватизації.

У зв'язку з цим, основним кроком на шляху підвищення ефективності вуглевидобувних підприємств є створення умов для залучення в галузь значних інвестицій, що може бути здійснене шляхом приватизації галузі та застосування механізмів державно-приватного партнерства (наприклад, товарне кредитування, спільна виробнича діяльність, надання послуг виробничого характеру з видобування вугілля тощо). Саме передача вугледобувних підприємств у приватну власність дозволить галузі розвиватися швидкими темпами, із залученням передових технологій, з максимальною операційною та економічною ефективністю.

Разом з тим, потужні механізми стимулювання залучення інвестицій були створені з прийняттям Закону України «Про державно-приватне партнерство», що передбачає низку ключових положень на захист інтересів приватного інвестора. Застосування на вугледобувних підприємствах механізмів державно-приватного партнерства може здійснюватись тільки згідно з законодавством України.

Для того, щоб залучити необхідні та своєчасні інвестиції у вугільну галузь України, процес приватизації і передачі вугледобувних підприємств в концесію або оренду повинен бути максимально справедливим та прозорим. Потрібно забезпечити повне розкриття інформації, що необхідна інвесторам, включаючи геолого-технічні умови, повну кредитну історію і економічний стан вугледобувних підприємств. В іншому разі високий рівень ризиків для більшості потенційних інвесторів призведе до небажання інвестувати у вугільну галузь України і до відсутності можливості модернізації вуглевидобувних підприємств і зняття фінансового навантаження на бюджет.

Вугледобувні підприємства України, враховуючи геологічні умови залягання запасів, є надзвичайно капіталомісткими підприємствами з низькою ефективністю операційної діяльності та недостатньою інвестиційною віддачею. Значна частина з них не може бути інвестиційно-привабливими об'єктами без надання потенційному покупцеві особливих умов на початковому етапі операційної діяльності після зміни форми власності або в період ліквідації неприватизованих шахт, наприклад надання тимчасової державної підтримки згідно Законів України «Про особливості передачі в оренду або концесію підприємств паливно-енергетичного комплексу, що перебувають у державній власності» та «Про особливості приватизації вугледобувних підприємств».

Удосконалення механізму державної підтримки вугільної галузі

Основними напрямками у вдосконаленні державної підтримки є:

- Заморожування загальних видатків державної підтримки галузі, не допускаючи їх зростання;
- Поетапне припинення субсидування операційних витрат державних шахт разом зі збільшенням фінансування реструктуризації шахт і соціальної підтримки працівників, що вивільняються;
- Виділення державних дотацій на технічне переоснащення державних шахт тільки в обсязі, що підтримує стандарти безпеки праці;
- Корпоратизації державних вугільних підприємств і підвищення прозорості їх фінансової звітності.

Для підвищення інвестиційної привабливості вугільної галузі в процесі приватизації та реалізації механізмів ДПП, допускається надання державної підтримки вуглевидобувним підприємствам. З метою запобігання нецільового використання даної підтримки її надання може відбуватися виключно за такими принципами:

- Державна підтримка повинна бути вдосконалена таким чином, щоб бути прив'язаною лише до певних категорій витрат вугледобувних підприємств, які націлені на досягнення конкретних результатів щодо усунення соціальних та екологічних наслідків реформування галузі;
- Ефективність використання державної підтримки за вищевказаними категоріями витрат повинна вимірюватися чіткими КПЕ (ключовий показник ефективності) протягом певного відрізка часу (1 рік) для оцінки успішності досягнення поставлених цілей;
- Обсяг державної підтримки має знижуватися не менш ніж на 20% в рік з повною ліквідацією субсидій через 5 років. Також її розмір повинен переглядатися щорічно, ґрунтуючись на аналізі досягнення цільових значень по вищевказаних КПЕ, тим самим дозволяючи переконатися в правильності та ефективності використання коштів, виділених у попередній період;
- Державна підтримка не повинна виділятися на заходи, які не покращують теперішню ситуацію, тобто не підвищують сьогоdnішній рівень економічно доцільного видобутку, знижують собівартість видобутку, усувають соціальні та екологічні наслідки (згідно з відповідними Національними програмами).

Враховуючи дефіцит коштів державного бюджету на реструктуризацію галузі, тривалість процедури підготовки до ліквідації, процес закриття підприємств займе не менше ніж 5-7 років. Терміни закриття конкретних вугільних підприємств визначаються Урядом окремо. За попередніми оцінками, із нинішнього шахтного фонду до безперспективних можна віднести близько 20 шахт, що мають промислові запаси, вироблення яких, по-перше, знизить навантаження на бюджет, а, по-друге, забезпечить ринок додатковими об'ємами вугілля. Тому в період ліквідації даних шахт будуть в індивідуальному порядку розглянуті варіанти використання різних видів стимулювання залучення приватних інвестицій у вироблення їхніх запасів.

Сукупність КПЕ мають в необхідній та достатній мірі характеризувати повноту вирішення завдань на кожному етапі реформування та розвитку вугільної промисловості. Критерієм досягнення задовільного стану вугільної галузі буде повне, своєчасне та безперервне забезпечення потреб національної економіки у вугільній продукції за ринковими цінами при максимальному рівні промислової та екологічної безпеки, із досягненням Європейських соціальних стандартів.

Лібералізація ринку вугілля

Однотимним кроком реформування галузі є лібералізація ринку вугілля, оскільки сьогодні формування цін на вугілля не базується на ринкових засадах, а слугує механізмом для компенсації витрат державних вугільних шахт. Такий підхід призводить до відсутності стимулів для підвищення ефективності життєздатних підприємств і невиправданої підтримки дуже збиткових шахт. Доходи в галузі розподіляються неефективно, що заважає її розвитку і виходу на рентабельний рівень.

Для лібералізації ринку вугільної продукції та механізмів збуту й ціноутворення потрібно:

- Запровадити електронну біржову форму торгівлі вугільною продукцією та ринкове формування цін на основі балансу попиту та пропозицій;
- Не допускати появи монополіста, як державної, так і будь-якої іншої форми власності, на ринку вугільної продукції;
- Розробити та впровадити план ліквідації ДП «Вугілля України» з поетапним впровадженням біржової форми торгівлі, при цьому не допускаючи зростання кредитного портфелю ДП «Вугілля України»..

У процесі лібералізації вугільного ринку має забезпечуватись перехід до торгівлі на електронних біржових майданчиках та до формування цін відповідно до світової практики ціноутворення на енергетичне вугілля, а саме з урахуванням показників теплотворної здатності вугілля.

Для недопущення дефіциту вугілля і задоволення внутрішнього попиту на нього в разі відсутності можливості видобутку потрібного обсягу з економічно обґрунтованою собівартістю і за відсутності субсидій для покриття різниці між собівартістю та ринковою ціною на вугілля, необхідно розглянути доцільність задоволення попиту на вугілля з різних джерел, включаючи джерела за межами країни.

5.3.2 Соціальний ефект від реформування вугільної галузі

Реформування вугільної галузі, як було зазначено, потягне за собою закриття низки найменш ефективних вугільних підприємств, що ймовірно приведе до виникнення негативних соціальних наслідків. Особливістю української вугільної галузі є те, що у своїй більшості ці підприємства є містоутворюючими, що посилює соціальний ефект. Усунення таких наслідків є найважливішою складовою реформування галузі і потребує особливої уваги для досягнення успіху. Воно буде здійснюватись, у першу чергу, шляхом дострокового виходу на пенсію для працівників у передпенсійному віці та стимулювання внутрішньої міграції за допомогою компенсації витрат та фінансовій допомозі, а також перекваліфікації працівників з допомогою у працевлаштуванні та стимулювання створення нових робочих місць в інших галузях у вугледобувних регіонах. Без усунення негативних соціальних наслідків реформування вугільної галузі неможливе.

Незважаючи на складність вирішення даного питання, воно не повинно стримувати процес реформування вугільної галузі, оскільки сьогоднішній стан вугільної галузі та економіки України абсолютно не дає можливостей відкладати процес реформування. Таким чином, уряд мусить докласти максимальних зусиль для знаходження ефективного вирішення цієї проблеми.

Для вирішення цієї проблеми в першу чергу потрібна Концепція створення системи соціальної підтримки працівників вугільної галузі та населення депресивних територій, на яких перебувають у стадії закриття вугледобувні та вуглепереробні підприємства. Вона має бути спрямована на усунення негативних соціальних наслідків, створена Міністерством енергетики та вугільної промисловості разом із Міністерством соціальної політики та Міністерством фінансів України, іншими профільними установами і організаціями. Метою Концепції є забезпечення розвитку ефективної системи соціальної підтримки працівників підприємств вугільної галузі та населення депресивних територій, на яких перебувають у стадії закриття вугледобувні та вуглепереробні підприємства, згідно з пріоритетами державної економічної та соціальної політики.

Основними завданнями Концепції мають бути:

- Визначення основних засад, принципів функціонування й стратегічних напрямків системи соціальної підтримки;
- Розроблення інструментів, заходів і політики для виконання соціальних зобов'язань, що виникають у процесі реструктуризації підприємств вугільної галузі;
- Удосконалення нормативно-правової бази в частині організації та функціонування системи соціальної підтримки;

Для досягнення мети Концепції її завдання мають виконуватись за такими напрямками: соціальний та економічний розвиток, вдосконалення системи професійно-технічної освіти для вугільної галузі, розвиток ринку праці та системи надання соціальних послуг і соціальної інфраструктури, регіональний/місцевий розвиток.

5.3.3 Розвиток вугільної галузі

Активний та виключно економічно обґрунтований розвиток вугільної галузі є одним з головних пріоритетів для досягнення енергетичної безпеки, соціально-економічного розвитку шахтарських регіонів, наповнення державного та місцевих бюджетів.

Видобуток вугілля в Україні можна збільшити до 115 млн. т на рік з одночасним виведенням галузі на рівень беззбитковості та ліквідацією дотацій. При цьому обсяги видобутку енергетичного вугілля складуть близько 75 млн. т на рік, що достатньо для повного забезпечення внутрішнього попиту з боку електроенергетики та інших споживачів, включаючи впровадження нових альтернативних видів палива з вугілля (синтетичний газ, водо-вугільне паливо).

Для заміщення природного газу шляхом впровадження нових альтернативних видів палива (синтез-газ, водовугільне паливо), може бути необхідно додатково 10 млн. тонн вугілля щорічно, починаючи з 2017 року. До 2030 року в разі збільшення обсягів виробництва синтез-газу і водовугільного палива, попит на вугілля може збільшитися на 16 млн. тонн.

Для збільшення обсягів видобутку вугілля при одночасному підвищенні рентабельності та забезпеченні належного рівня безпеки праці потрібно провести:

- Модернізацію шахт після їх приватизації або передачі у ДПП;
- Консервацію або закриття шахт, які не мають перспектив розвитку, з урахуванням дефіциту марок вугілля, який неможливо покрити з інших джерел;

- Розроблення й освоєння нових запасів вугілля з урахуванням майбутньої рентабельності видобутку на приватизованих і нових шахтах;
- Заходи щодо підвищення рівня промислової безпеки та охорони праці шляхом створення всіх необхідних умов гарантованого забезпечення нешкідливих та безпечних умов праці шахтарям, зниження професійної захворюваності, підвищення рівня промислової безпеки в цілому.

У результаті залучення у вугільну галузь приватних інвестицій (включаючи іноземні) вдасться підвищити ефективність економічно привабливих шахт і провести масштабну модернізацію шахтного фонду. Максимальні додаткові економічно виправдані обсяги видобутку енергетичного вугілля можуть скласти до 30 млн. т на рік за інвестицій близько 50 млрд. грн. Реалізація цієї стратегії за рахунок держави неможлива не тільки через значний обсяг необхідних інвестицій, але й у зв'язку з відсутністю управлінських ресурсів для проведення одночасної модернізації на великій кількості шахт та відсутністю досвіду зі значного підвищення ефективності роботи шахт у державному секторі.

Паралельно з процесом модернізації перспективних підприємств потрібно закрити або законсервувати шахти, для яких не знайдуться приватні інвестори за умови відсутності потенційного дефіциту з марок вугілля, що неможливо покрити з інших джерел та усунути негативні соціальні наслідки їх закриття. Також будуть закриті шахти, які відробили свої промислові запаси до 2030 р. У результаті цих заходів зниження обсягів видобутку енергетичного вугілля складе близько 5 млн. т.

Приватизація галузі сприятиме її активній модернізації приватними інвесторами. Це дозволить задовольнити попит на вугілля завдяки зростанню виробничих потужностей оновленого шахтного фонду. Потрібно завершити вже почате будівництво шахт за підтримки приватних інвесторів. Введення цих шахт в експлуатацію дозволить збільшити видобуток енергетичного вугілля на 3 млн. т на рік.

За реалізації перерахованих вище заходів до 2030 р. можна збільшити видобуток енергетичного вугілля на 50% у порівнянні з рівнем 2010 р. до 75 млн. т (60 млн. т у перерахуванні на готову вугільну продукцію). Це дозволить повністю задовольнити потреби у вугіллі навіть за умови максимального розвитку генерації електроенергії з використанням цього виду палива і спрямування частини вугільної продукції на отримання синтез-газу та водовугільного палива.

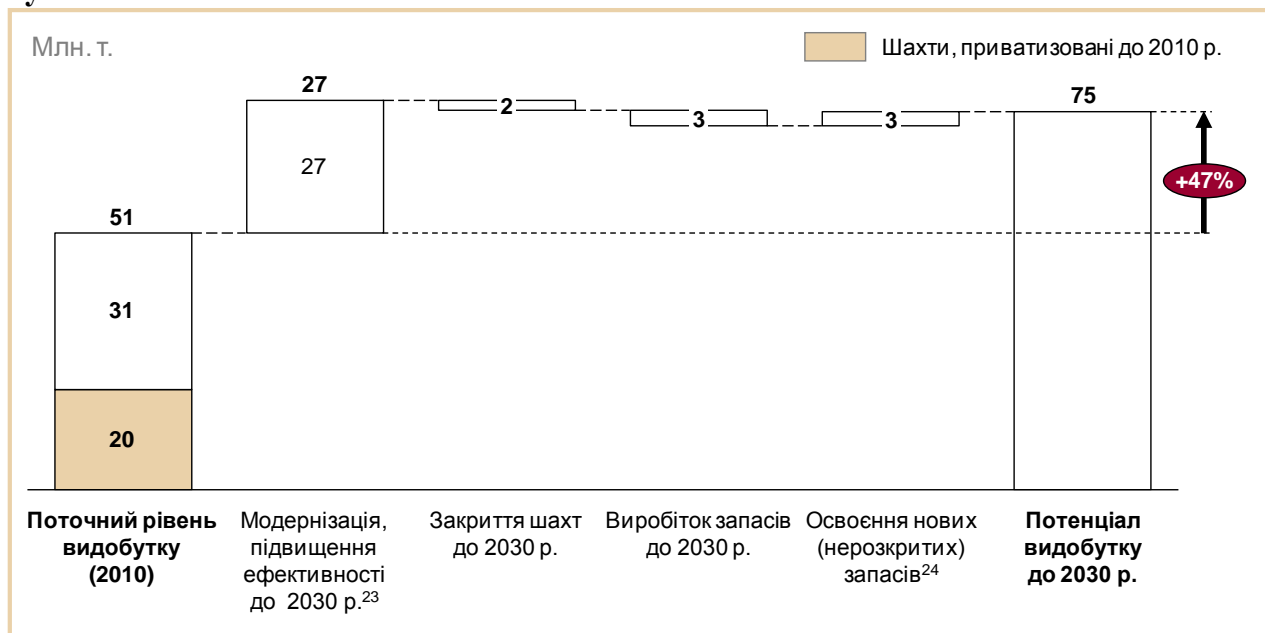
Беручи до уваги, що економічно доцільні об'єми видобутку вугілля складуть 75 млн. т, попит на вугілля в Україні за всіх сценаріїв буде покрито за рахунок внутрішніх ресурсів. При цьому передбачається, що нові генеруючі потужності будуть розраховані на надлишкові марки українського вугілля.

Виходячи із необхідності запланованого виробництва синтез-газу і водовугільного палива для заміщення природного газу, пропозиція вугілля можливо потребуватиме збільшення на 16 млн. тонн.

Економічно доцільні об'єми видобутку коксівного вугілля можуть скласти до 40 млн. т, що разом із зростанням попиту може призвести до дефіциту у 4 млн. т. вугілля лише в оптимістичному сценарії. Беручи до уваги основну категорію споживачів коксівного вугілля, рішення про варіанти покриття дефіциту, а саме імпорт або збільшення видобування в Україні повинно прийматися приватними компаніями, базуючись на конкретних потребах підприємств та ринкових цінах на коксівне

вугілля (імпортних і внутрішніх, що відображають реальну собівартість його видобутку).

Потенціал економічно обґрунтованого рівня видобутку рядового енергетичного вугілля



При зростанні цін на кам'яне вугілля, потрібно розглянути можливість поновлення видобутку бурого вугілля в Україні. Для цього треба розробити ТЕО з будівництва енергоблоків з використанням бурого вугілля.

Також перспективним є питання комплексного використання вугледобувних родовищ (видобуток разом із вугіллям метану вугільних пластів), яке стосується загальних питань видобутку газу і розглянуте у відповідному розділі.

5.3.4 Етапи розвитку вугільної галузі

Для досягнення стратегічних цілей галузі передбачені три етапи розвитку вугільної галузі:

- Період реформування вугільної галузі, завершення приватизації державних підприємств, реалізації механізмів державно-приватного партнерства, закриття або консервації дуже збиткових шахт, що не становлять інтересу для інвесторів, за відсутності потенційного дефіциту марок вугілля, що неможливо покрити з інших джерел (2011–2015 рр.);
- Період здійснення приватними інвесторами активної модернізації шахт (2015–2020 рр.);
- Період стабільного зростання вугільної галузі (2020-2030 рр.).

На етапі реформування вугільної галузі в 2011-2015 рр. потрібно здійснити такі кроки:

¹⁸ Граничний рівень збільшення видобутку до рівня потенційно можливої потужності

¹⁹ Поточний прогноз будівництва нових шахт, закладений у програму «Вугілля України» на період з 2010 р. по 2015 р.

- Провести лібералізацію ринку вугілля зі створенням системи цінових індикаторів та переходом до торгівлі вугільною продукцією на електронних біржових майданчиках;
- Підготувати й провести приватизацію або передачу в оренду чи концесію всіх державних шахт незалежно від рівня рентабельності;
- Створити систему виведення з експлуатації неефективних вуглевидобувних потужностей з вирішенням всіх технічних, соціальних та екологічних проблем. Ліквідувати або законсервувати шахти, що не викликали інтересу інвесторів, з урахуванням дефіциту марок вугілля, що неможливо покрити з інших джерел;
- Розглянути можливість та доцільність диверсифікації поставки вугілля з різних джерел за його необхідності.

На другому етапі розвитку галузі в період з 2015 по 2020 р. очікується активна модернізація шахтного фонду приватними інвесторами. Зокрема, відбудеться модернізація застарілого шахтного обладнання, будуть інвестовані кошти в нові технології, підвищиться продуктивність праці. Буде створена стала інноваційна база для забезпечення вугільної промисловості виключно прогресивними технологіями та обладнанням, інноваційними науково-технічними розробками і рішеннями технічних та геофізичних проблем. Галузь вийде на рівень рентабельності, державне субсидування повністю припиниться.

На третьому етапі розвитку галузі 2020-2030 рр. очікується стабілізація зростання видобутку вугілля та поступове заміщення потужностей і технологій (зокрема закриття шахт, які відпрацювали свої промислові запаси). У цей період приватними власниками проводитимуться такі заходи: технічне переоснащення шахт за інноваційною моделлю з переходом на вищий техніко-технологічний рівень шляхом впровадження малолюдних та безлюдних технологій видобутку вугілля, ефективне освоєння нових запасів для шахт, які мають необхідний виробничий і економічний потенціал; планова реконструкція шахт і введення в експлуатацію нового обладнання; оптимізація витрат для досягнення максимального рівня рентабельності. Забезпечується цільова підготовка робітників необхідного фаху та менеджерів відповідного рівня.

На всіх етапах розвитку вугільної промисловості сприяння держави здійснюється за наступними напрямками: удосконалення нормативно-правової бази щодо ліцензування надрокористування, комплексного використання вугільних родовищ, державної експертизи проектів будівництва та реконструкції шахт; податкове стимулювання щодо інвестування у реалізацію проектів модернізації та нарощування вугледобувних потужностей, здешевлення кредитів; участь у ліквідаційних фондах виведення з експлуатації вугільних шахт (принаймні в частині соціальних та екологічних заходів); підтримка та сприяння розвитку міжнародного співробітництва щодо нарощування вуглевидобувного потенціалу України (імпорт інноваційних технологій та устаткування, кредитування під гарантії постачання вугільної продукції, реалізація спільних проектів щодо видобування газу метану, газифікації вугілля, тощо).

Підсумковий потенційний рівень видобутку вугілля до 2030 р. складе 115 млн. т, у тому числі 75 млн. т енергетичного вугілля.

З урахуванням необхідності виробництва синтетичного газу і водо вугільного палива для заміщення природного газу попит на вугілля може збільшитися на 16 млн. т.

6. Стратегія розвитку нафтогазової галузі

6.1. Споживання газу

6.1.1. Поточне споживання газу

У 2010 р. обсяг споживання газу в Україні склав близько 57 млрд. куб. м. За останнє десятиріччя цей показник змінювався залежно від економічної ситуації в Україні та інших факторів від 76 млрд. куб. м (у 2005 р.) до 50 млрд. куб. м (у 2009 р.). Таким чином, Україна залишається одним із найбільш значних споживачів цього ресурсу в Європі.

Біля половини (29 млрд. куб. м) загального обсягу споживання газу витрачається на задоволення потреб населення (18 млрд. куб. м) і забезпечення системи централізованого тепlopостачання, включаючи бюджетні установи та комунальних споживачів (11 млрд. куб. м). Понад 2 млрд. куб. м споживає тепло- та електроенергетика країни – вугільні ТЕС (для запуску блоків і «підсвічування» вугільного палива), ТЕЦ і блок-станції, при цьому газові блоки ТЕС за станом на 2010 р. перебувають у резерві і практично не споживають газ через його високу ціну.

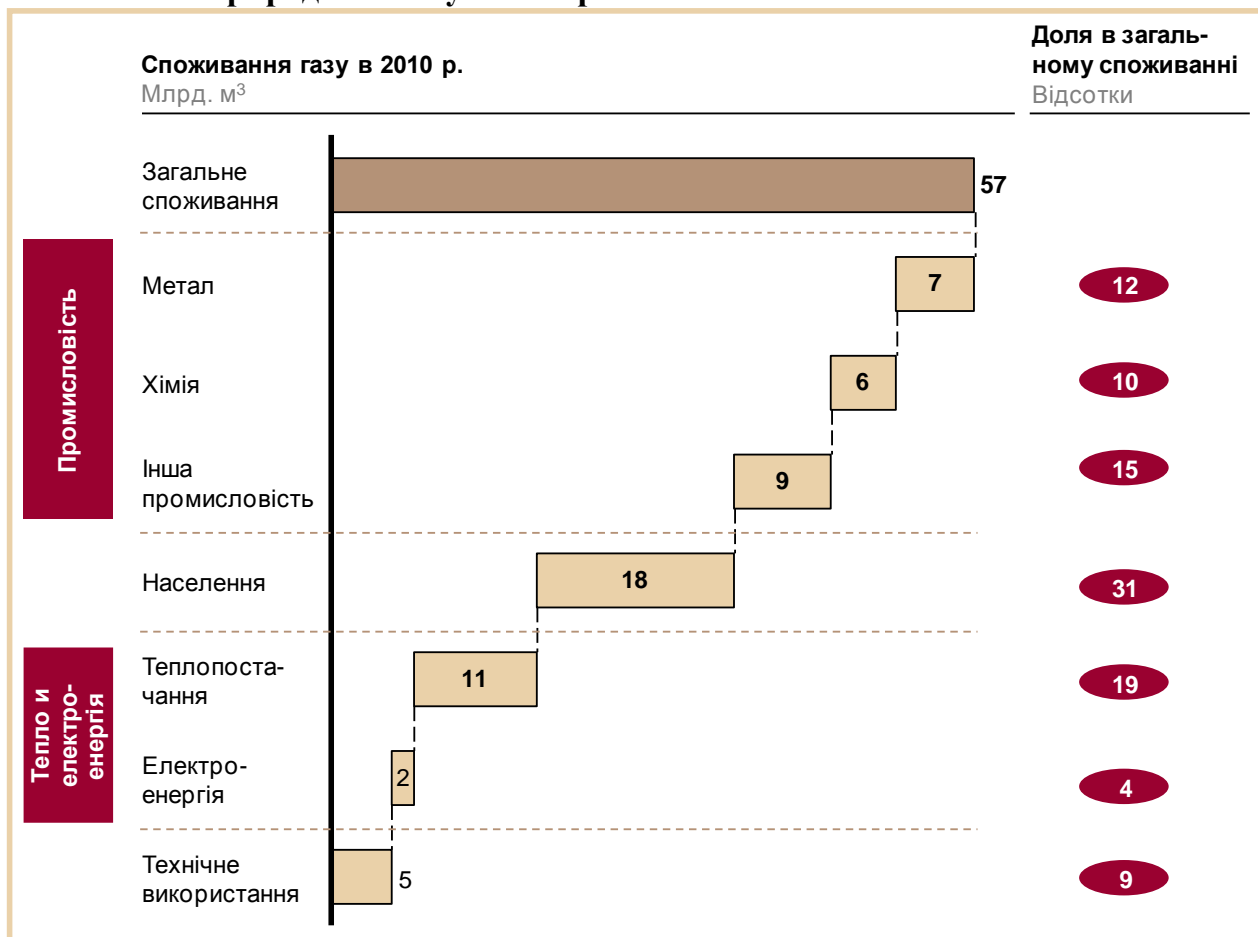
Галузі промисловості сумарно споживають трохи менше 40% від загального обсягу споживання природного газу – 21 млрд. куб. м. З них на потреби металургійної галузі припадає 7 млрд. куб. м, хімічної промисловості – 6 млрд. куб. м, решти галузей промисловості – 9 млрд. куб. м.

У цілому, споживання газу в Україні можна охарактеризувати як надлишкове й нераціональне. У першу чергу це стосується населення й об'єктів комунальної теплової енергетики, оскільки ціни на газ і тарифи на тепло, вироблені на його основі, істотно занижені. Внаслідок цього, кінцеві споживачі не зацікавлені у скороченні обсягів споживання та реалізації заходів із підвищення енергоефективності. Крім того, наявна ситуація створює можливість для здійснення арбітражних операцій (спекуляцій на різниці у ціні) шляхом нецільового використання газу, який направляється на потреби населення, існують значні технологічні втрати при розподілі тепла й газу, що мають істотний потенціал до зниження.

Також детальна інформація стосовно споживання природного газу в Україні, особливо населенням, комунальними та державними споживачами, не повна. Тому першим кроком для зменшення споживання газу є проведення незалежного аудиту з детальним визначенням об'ємів споживання газу, особливо населенням та державними і комунальними підприємствами.

Зазначені недоліки чинних принципів ціно- та тарифоутворення особливо акцентувалися останніми роками як наслідок постійного підвищення цін на газ і відповідного збільшення різниці між тарифами для населення і промисловості.

Споживання природного газу в 2010 р.



До 2030 р. державі необхідно розв'язати низку найважливіших завдань, пов'язаних із розвитком енергетичної галузі. Серед них скорочення загального споживання природних ресурсів, зниження залежності від їх імпорту, а також підвищення енергоефективності. Ключовими чинниками успішного розв'язання цих завдань є:

- Модернізація промисловості;
- Зниження втрат газу і тепла;
- Значне підвищення енергоефективності населенням і комунальним господарством.

6.1.2. Прогноз споживання газу

Для прогнозування потреби України у природному газі до 2030 р. сформовано три ймовірних сценарії розвитку, які ґрунтуються на таких чинниках:

- Прогнозна динаміка економічного розвитку України та світового ринку в цілому;
- Майбутня динаміка розвитку окремих сегментів споживачів;
- Зміна світових цін на газ;
- Впровадження заходів для підвищення енергоефективності і зниження питомого споживання газу.

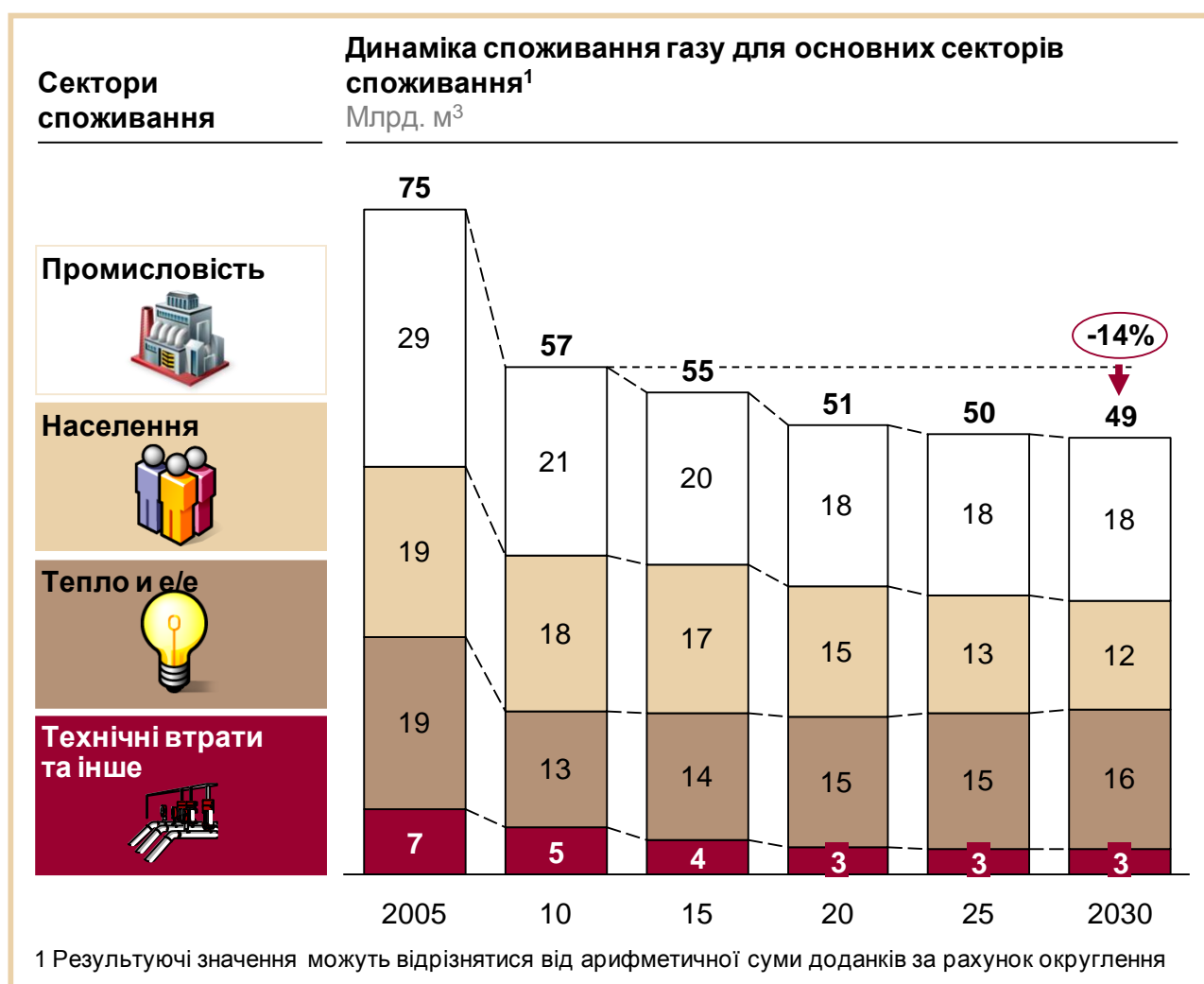
При цьому прогноз розвитку попиту на газ передбачає тісний взаємозв'язок вищевказаних чинників. Так, активне зростання ВВП України на тлі загальносвітового зростання ВВП буде супроводжуватися підвищенням попиту й, отже, істотним зростанням світових цін на газ. Як наслідок, більш різке зростання цін на газ і підвищення доступності фінансування зумовлять активну реалізацію

заходів для підвищення енергоефективності. І навпаки, відносно повільне зростання світового ВВП і, відповідно, ВВП України буде пов'язане із помірним зростанням ціни на газ, що у свою чергу призведе до менш інтенсивної реалізації заходів для підвищення енергоефективності через обмеженість фінансових ресурсів і менших стимулів до зниження споживання.

Відповідно до базового сценарію, щорічне зростання ВВП до 2030 р. складе близько 5%. При цьому також передбачається помірне щорічне зростання цін на газ.

З урахуванням цих чинників, попит на газ у 2030 р. складе 82 млрд. куб. м, але з урахуванням заходів з енергозбереження²⁰, передбачається, що загальне споживання газу в 2030 р. складе близько 49 млрд. куб. м, що майже на 15% менше, ніж у 2010 р.

Динаміка споживання газу для основних секторів споживання у 2010-2030 рр. (з урахуванням енергоефективності)



Очікується, що у 2030 р. промисловий сектор економіки залишиться одним із найбільших споживачів газу, при цьому внутрішня структура споживання в секторі практично не зміниться. Сумарне споживання в усіх галузях промисловості дещо знизиться (приблизно на 3 млрд. куб. м) і складе близько 18 млрд. куб. м.

²⁰ Більш детально описано у Розділі 7.1

Згідно із прогнозом у металургійній галузі, незважаючи на зростання обсягів виробництва сталі приблизно на 1,4% на рік, сукупне споживання газу до 2030 р. упаде з 7 до 4,5 млрд. куб. м. Такий рівень ресурсозбереження стане можливим завдяки програмі модернізації металургійного комплексу, яка буде спрямована на підвищення ефективності роботи металургійних підприємств, збільшення обсягу виробництва й загальне зниження витрат (зокрема, скорочення споживання енергоресурсів, до яких належить природний газ) на одиницю продукції. Складовими елементами цієї програми модернізації будуть:

- Модернізація доменних печей і перехід на використання пиловугільного палива;
- Перехід від мартенівського виробництва сталі до виплавки в киснево-конверторних і електродугових печах;
- Застосування рекуперації доменних і коксових газів та їх подальше використання в металургійному циклі;
- Більш широке використання нових технологій: механізмів безперервного лиття заготівель, нових печей для виробництва окатишів й агломерату, технологій виробництва кінцевої продукції тощо.

При цьому для модернізації виробничих потужностей металургійним підприємствам України будуть потрібні інвестиції в розмірі близько 40 млрд. грн. Завдяки описаним заходам для модернізації до 2030 р. споживання природного газу буде скорочено вдвічі, або до 4,5 млрд. куб. м, при очікуваному зростанні обсягу виробництва на 25%.

Очікується, що в хімічній галузі до 2030 р. буде спостерігатися значне зростання випуску продукції, при виробництві якої споживаються великі обсяги природного газу. До таких продуктів належать аміак і продукція, яка виробляється на його основі – карбамід і аміачна селітра. Середнє щорічне зростання виробництва аміаку складе майже 2,4%, таким чином його виробництво в 2030 р. досягне 6,7 млн. т, що буде викликано в першу чергу розвитком сільського господарства в Україні, а також динамікою експортного попиту на цей продукт. При цьому модернізація устаткування і часткова заміна агрегатів дозволять наблизити питоме споживання газу при виробництві аміаку до кращих світових показників, знизивши його майже на 25% – до 850 куб. м на тонну готового продукту. Це сукупно призведе до загального зростання споживання газу в хімічній промисловості трохи більше, ніж на 1 млрд. куб. м. Сумарний обсяг необхідних підприємствам хімічної промисловості інвестицій на виконання подібної модернізації оцінюється у 32 млрд. гривень.

В інших галузях промисловості споживання природного газу пов'язане переважно з енергетичними потребами підприємств. Очікується, що зростання цін на газ спричинить часткову заміну газу іншими видами енергоносіїв, а також викличе необхідність у загальному скороченні споживання енергії. У цілому, незважаючи на зростання обсягів виробництва в цих галузях у середньому близько на 4% на рік, це не викличе пропорційного зростання споживання газу. Навпаки, очікується що загальні обсяги споживання газу будуть щорічно скорочуватися більш ніж на 5%, і в 2030 р. загальне споживання газу в цих галузях упаде з 9 до 7 млрд. куб. м.

Передбачається, що обсяги споживання газу населенням до 2030 р. істотно скоротяться і складуть близько 12 млрд. куб. м, що передбачає майже 30% скорочення в порівнянні з показником 2010 р. Незважаючи на зростання добробуту населення, що призведе до значного збільшення сукупної житлової площі

й комерційної нерухомості в 1,5 і 2,5 рази відповідно, буде також спостерігатися ряд тенденцій, які чинитимуть істотний понижувальний вплив на обсяги споживання:

- Скорочення питомого споживання газу в містах на 40% і в сільській місцевості на 25% за рахунок планомірного підвищення цін на газ і впровадження заходів для підвищення енергоефективності;
- Скорочення чисельності населення України;
- Зменшення частки газифікованих квартир у містах за рахунок обмеження підключення нових будинків до газової інфраструктури (будуть підключатися не більше 10% нових будинків);
- Перехід населення від природного газу до альтернативних джерел тепла в сільській місцевості.

Система централізованого теплопостачання в 2030 р., як прогнозується, вироблятиме приблизно 140 млн. Гкал, що майже на 40% більше, ніж у 2010 р. Основна причина такого зростання споживання тепла – збільшення площі житлової та комерційної, бюджетної та комунальної нерухомості. При цьому завдяки активному впровадженню заходів з економії тепла можна буде знизити його споживання приблизно на 30%. До таких заходів належить, зокрема, модернізація житлових і комерційних будинків, підвищення будівельних стандартів і реконструкція системи теплопостачання. Частка тепла, що виробляється системою централізованого теплопостачання, залишиться на поточному рівні в 60%.

Структура теплогенерації також не зазнає значних змін – основну частину тепла, як і раніше, вироблятимуть ТЕЦ і комунальні котельні, які використовують природний газ як енергоносії, при цьому питоме споживання газу буде щорічно знижуватися на 0,5%. Усі перераховані вище чинники приведуть до зростання споживання природного газу в секторі теплопостачання та споживання бюджетними, комунальними та комерційними споживачами з 11 млрд. куб. м у 2010 р. до 14 млрд. куб. м у 2030 р.

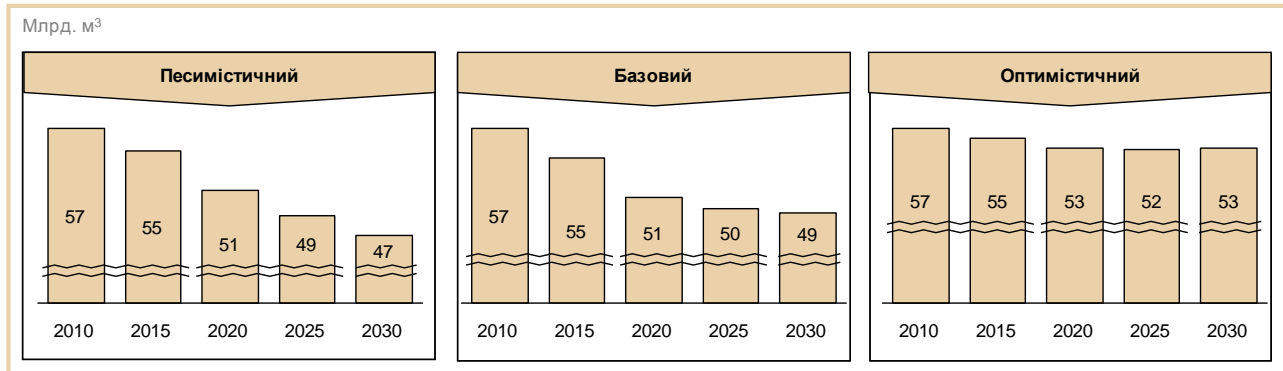
Відповідно до базового сценарію, споживання природного газу на потреби електроенергетики в 2030 р. залишиться практично незмінним і складе 2 млрд. куб. м. Основними споживачами газу залишаться ТЕЦ і блок-станції, на яких газ використовується як основний вид палива, а також вугільні блоки ТЕС, на яких газ використовується для запуску та «підсвічування» низькоякісного вугільного палива. При цьому питоме споживання газу на вугільних ТЕС буде настільки малим, що навіть збільшення ними вироблення електроенергії на 50% не призведе до значного зростання споживання газу. Газові блоки ТЕС у 2030 р. використовуватися не будуть через їх низьку економічну ефективність при високій ціні на газ.

Очікується, що використання газу на технічні потреби (прокачування газу транзитними газопроводами, а також його розподіл усередині країни) впаде з 5 до 3 млрд. куб. м. Це пов'язане із прогнозованим зменшенням обсягів транзиту газу через газотранспортну систему України, а також зі зменшенням кінцевого споживання усередині країни з 53 до 47 млрд. куб. м. При цьому питоме споживання газу до 2030 р. скоротиться на 10% завдяки модернізації газотранспортної системи та розподільних мереж, що дозволить скоротити сумарне споживання газу на технічні потреби на 30% у порівнянні з рівнем 2010 р.

Разом, відповідно до базового сценарію споживання газу в 2030 р., має скласти близько 49 млрд. куб. м. Цей обсяг розрахований із урахуванням впровадження заходів для підвищення енергоефективності та зниження споживання газу. У разі

збереження питомого споживання газу на рівні 2010 р. і реалізації базового сценарію розвитку економіки споживання може досягти 83 млрд. куб. м, що майже на 40% більше прогнозованих показників з урахуванням заходів для підвищення енергоефективності. При цьому основну роль у зменшенні споживання газу повинна зіграти держава за допомогою використання як прямих методів регулювання і просування енергоефективності, так і стимулювання інших учасників ринку споживання газу до впровадження необхідних для цього ініціатив.

Сценарії споживання газу до 2030 р.



У песимістичному сценарії прогнозується щорічне зростання ВВП на 3,6%, що супроводжується повільним зростанням світового ВВП і світових цін на газ. Відносна стабільність реальних цін на газ і обмеженість фінансових ресурсів для здійснення інвестицій призведуть до того, що темпи реалізації заходів для підвищення енергоефективності в песимістичному сценарії будуть уповільненими. У результаті попит на природний газ у середньостроковій перспективі перебуватиме на тому ж рівні, що й у базовому сценарії. У довгостроковій перспективі – до 2030 р. – у песимістичному сценарії менш активне зростання секторів споживання стане домінуючим чинником, що призведе до відносного падіння обсягу споживання газу в порівнянні з базовим на 2 млрд. куб. м – до 47 млрд. куб. м на рік.

В оптимістичному сценарії прогнозується щорічне зростання ВВП на 6,4%. Темпи зростання ціни на газ будуть вищими, ніж у базовому сценарії на тлі більш швидкого загальносвітового зростання ВВП і підвищеного попиту на газ. У результаті цього багато заходів для підвищення енергоефективності будуть окупатися значно швидше, що викличе більш швидке зниження питомого споживання газу, чим у разі реалізації базового або песимістичного сценаріїв. Проте, внаслідок випереджального зростання сегментів споживачів, обсяг споживання газу в 2030 р. складе 53 млрд. куб. м, що на 4 млрд. більше, ніж за базовим сценарієм. Таким чином, споживання газу в оптимістичному сценарії практично відповідатиме рівню 2010 р.

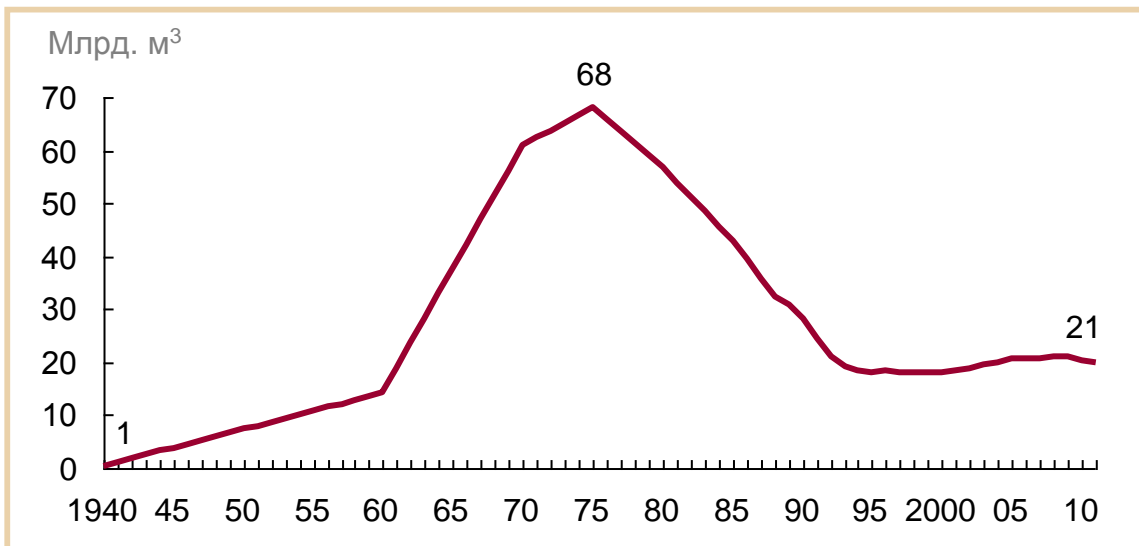
6.2. Видобуток газу

6.2.1. Поточна ситуація в секторі видобутку газу

Видобуток газу – одна із ключових галузей паливно-енергетичного комплексу України. Україна посідає п'яте місце в Європі за обсягами видобутку газу й може пишатися столітньою історією газової галузі. Власний видобуток газу грає винятково важливу роль у забезпеченні енергетичної безпеки країни, тому розвиток газової галузі є державним пріоритетом.

Видобуток природного газу в Україні почався у 1912 р. і до середини 1950-х рр. розвивався порівняно повільними темпами. Новий етап у розвитку газової галузі почався із введенням в експлуатацію найбільшого в Україні Шебелинського газового родовища (обсяг запасів – 650 млрд. куб. м) і відкриттям ряду великих родовищ наприкінці 50-60-х рр. У 1975 р. обсяг видобутку газу в Україні досяг історичного максимуму і з тих часів поступово знижувався, стабілізувавшись у 1998 р. В останні 15 років щорічний обсяг видобутку газу перебуває в діапазоні від 18 до 21 млрд. куб. м.

Динаміка обсягів щорічного видобутку газу в Україні, 1940–2010 рр.



Потенційні ресурси традиційного газу в Україні на сьогодні становлять 5,4 трлн. куб. м, балансові запаси – 1,1 трлн. куб. м. На території країни перебувають три нафтогазоносних райони: Східний, Західний і Південний. На Східний район у 2010 р. припадало більше 80% балансових запасів і близько 90% видобутку газу. На Західний на теперішній час припадає 13% балансових запасів і 6% видобутку. У Південному районі видобуток ведеться як на суші, так і на мілководному шельфі Чорного й Азовського морів. Сумарно видобуток у цьому регіоні становить 5% загального обсягу по країні, а балансові запаси – 6% загальної величини.

За попередніми оцінками, Україна також багата на значні ресурси нетрадиційного газу, включаючи газ глибоководного шельфу Чорного моря. За різними даними, сумарні потенційні ресурси газу щільних порід, сланцевого газу, метану вугільних пластів і газу глибоководного шельфу Чорного моря можуть становити від 20 до 50 трлн. куб. м. Варто брати до уваги попередній характер оцінок, і реальний обсяг, так само, як і можливість видобутку цих ресурсів, підлягає уточненню в міру проведення геологорозвідувальних робіт. Однак такий високий ресурсний потенціал

повинен стати достатнім стимулом для активної розвідки всіх перерахованих видів нетрадиційного газу.

У цей час близько 90% видобутку здійснюється державними компаніями. Залучення приватних компаній у галузь залишається обмеженою, що може стати перешкодою для її подальшого розвитку. Стратегічний пріоритет держави в найближчому майбутньому – залучення приватних видобувних і сервісних компаній до розвідки й видобутку газу на території України, особливо з нетрадиційних родовищ, що потребуватиме істотних інвестицій, застосування нових технологій і сучасної організації праці.

6.2.2. Прогноз видобутку традиційного газу

Умови видобутку природного газу в Україні постійно ускладнюються у зв'язку з поступовим виснаженням запасів найбільш високої якості і зростанням частки запасів більш низької якості, з меншим потенціалом витягу. Для видобутку газу в Україні характерні такі тенденції:

- Високий ступінь виснаження первісних запасів великих родовищ (60–70% для Шебелинського, Яблунівського, Єфремівського та Західно-Хрестищенського родовищ);
- Низькі темпи розвідки нових запасів (коефіцієнт заміщення добутих обсягів газу новими запасами в останні 20 років є нижчим за 100%);
- Низька якість нових запасів (запаси роздрібнені між великою кількістю невеликих родовищ і значна частина цих запасів належить до категорії важковидобувних);
- Підвищення глибини буріння як на наявних, так і на нових родовищах (середня глибина буріння для видобутку газу в Україні становить близько 3500 м, а максимальна вже перевищує 6000 м).

Незважаючи на те, що умови видобутку постійно ускладнюються, за останні 15 років Україні вдалося зберігати стабільні обсяги видобутку газу. Є підстави припускати, що й у наступні два десятиріччя річні обсяги видобутку мають можливість зберегтися на рівні 20 млрд. куб. м завдяки таким заходам:

- Розроблення нових родовищ на суші, у тому числі дрібних (1-5 млрд. куб. м запасів) і дуже дрібних (до 1 млрд. куб. м) за умови економічної доцільності такого розроблення;
- Активне освоєння мілководного шельфу (глибина моря до 350 м). Уже в найближчі п'ять років можливе подвоєння видобутку з мілководних родовищ, що дасть близько 1 млрд. куб. м щорічного приросту видобутку;
- Освоєння прибережної області Чорного й Азовського морів і дельт рік;
- Впровадження ефективних технологій буріння на глибині 6000–7000 м;
- Підвищення віддачі пласта на наявних свердловинах.

Проте, залежно від успішності реалізації позначених заходів, фактичні обсяги видобутку до 2030 р. можуть скласти від 15 до 24 млрд. куб. м.

Ускладнення умов видобутку природно призведе до поступового зростання її собівартості²¹. Водночас операційну ефективність державних видобувних компаній можна істотно підвищити, і заходи в цій області варто проводити постійно.

З урахуванням цих різноспрямованих тенденцій середнє зростання собівартості в 2010–2030 рр. складе 3–5% на рік, у результаті чого в 2030 р. середньозважена собівартість складе від 650 до 900 грн. за 1 тис. куб. м.

Зростання обсягу геологорозвідувальних робіт, що потрібне для нарощування видобутку з нових родовищ, можливе тільки при здійсненні інвестицій у геологорозвідувальні роботи. Збільшення глибини буріння й більш широке поширення заходів із підвищення віддачі пласта, у свою чергу, потребуватимуть додаткових інвестицій у видобуток. Загальний обсяг інвестицій у галузь буде збільшуватися на 3–5% на рік і за весь період до 2030 р. складе 110–125 млрд. грн.

6.2.3. Прогноз видобутку нетрадиційного газу

Цей розділ присвячений оцінкам потенціалу видобутку газу глибоководного шельфу, газу щільних порід, сланцевого газу і метану вугільних порід. Вказані види газу умовно об'єднані під поняттям «нетрадиційного газу», оскільки розвідка всіх цих видів газу в Україні знаходиться на початковому етапі і жоден з них ще не видобувається в промислових масштабах. У зв'язку з відсутністю точних геологічних даних про нетрадиційні ресурси, а також ресурси глибоководного шельфу, наразі існує значна невизначеність в оцінках можливих обсягів і вартості видобутку нетрадиційного газу. Однак первинна інформація про характеристики геологічних структур і результати аналізу технологічних аспектів майбутнього видобутку дають можливість побудувати попередні прогнози на основі порівняння зі схожими ситуаціями зі світової практики. Мета таких попередніх прогнозів – установити ймовірний діапазон собівартості і потенціал видобутку. При цьому основне завдання держави полягає у стимулюванні розвитку зазначених видів видобутку і залученні в галузь учасників, які мають сучасні технології, досвід роботи і необхідні фінансові ресурси. Зазначені прогнози ґрунтуються на припущенні, що в Україні найближчими роками будуть створені такі сприятливі умови для розроблення нетрадиційних запасів.

Основним питанням при реалізації проектів із розвідки й видобутку нових видів газу є їхня економічна окупність. В основному, рентабельність видобутку залежатиме від альтернативної вартості газу, тобто від можливої ціни заміщення імпортом. Якщо альтернативна вартість імпортного газу істотно і стабільно перевищує витрати на видобуток певного виду запасів, то видобуток оцінюється як рентабельний й економічно доцільний. У розглянутих сценаріях економічного розвитку закладена наведена нижче динаміка ВВП й імпортних цін на газ:

- *Песимістичний* – припускає стагнацію ВВП у Європі і повільне зростання ВВП в Україні, стабільні на довгостроковому горизонті ціни на імпортний газ;
- *Базовий* – враховує помірне зростання ВВП і зростання ціни на імпортний газ у 2010–2030 рр. в середньому на 1% на рік;
- *Оптимістичний* – побудований на припущенні про економічний підйом і зростання ціни на імпортний газ у 2010–2030 рр. близько 2% на рік.

²¹ Під собівартістю видобутку в цьому документі мається на увазі повна вартість видобутку, яка включає операційні видатки, амортизацію, витрати на розвідку і всі прямі податки.

Обсяги видобутку будуть визначатися собівартістю видобутку, максимальним потенціалом видобутку кожного виду газу і вартістю заміщення імпорту в кожному зі сценаріїв.

Газ глибоководного шельфу Чорного моря

Газ глибоководного шельфу (глибина більше 350 м) розглядається в одній категорії з нетрадиційним газом у зв'язку з малою вивченістю ресурсів глибоководного шельфу Чорного моря й відсутністю в Україні технологій із його видобутку. Основні характерні особливості глибоководних родовищ – висока вартість розвідки, значні капіталовкладення у видобуток та інфраструктуру й висока невизначеність відносно успішності проектів.

За різними оцінками, запаси глибоководного шельфу України можуть становити від 4 до 13 трлн. куб. м газу. Глибина Чорного моря доходить до 2000 м. Світовий досвід роботи в аналогічних умовах показує, що собівартість видобутку на глибоководному шельфі перебуває в діапазоні від 600 до 1000 грн. за 1 тис. куб. м. Розвідка глибоководного шельфу традиційно забирає значний час, особливо на глибинах, порівнюваних із чорноморськими. У разі успішної розвідки видобуток може початися вже в 2022 р. Оцінка потенціалу видобутку зроблена на основі аналізу міжнародної практики освоєння нових глибоководних районів: прогнозований обсяг на 2030 р. оцінюється в 7–9 млрд. куб. м. на рік. Інвестиції у проведення всіх робіт для підготовки й початку промислового видобутку в зазначених обсягах можуть скласти 80–90 млрд. грн.

Газ щільних порід

Газ щільних порід може стати найбільш перспективним для України видом нетрадиційного газу. Газ щільних порід (далі ГЩП) – газ, який міститься у породах зі зниженою пористістю й проникністю, тому видобуток цього газу відбувається з використанням гідравлічного розриву пласта. Методики геологічної розвідки ГЩП і традиційного газу схожі, що може сприяти проведенню стадії розвідки ГЩП швидше, ніж для інших видів нетрадиційного газу.

За попередніми оцінками, в Україні ресурси ГЩП складають від 2 до 8 трлн. куб. м. Глибина залягання приблизно половини цих ресурсів становить 4–4,5 км. Ряд міжнародних компаній планують найближчим часом провести більш ретельну оцінку окремих родовищ ГЩП.

Порівняння з районами, які мають схожі характеристики, показує, що прогнозована собівартість видобутку газу щільних порід в Україні може становити 1500–2200 грн. за 1 тис. куб. м. Економічна привабливість і відносна простота розвідки ГЩП дають підстави припускати, що промисловий видобуток може початися вже в 2017 р., а потенціал видобутку в 2030 р. може скласти 7–9 млрд. куб. м. Для реалізації всього потенціалу видобутку ГЩП знадобляться інвестиції у розмірі 55–65 млрд. грн. до 2030 р.

Сланцевий газ

Сланцевий газ складається переважно з метану і міститься у сланцевих породах. Відмінні риси сланцевих родовищ – невисока концентрація газу й низька проникність газонесних порід, що визначає технологію його видобутку: буріння горизонтальних свердловин із подальшим гідравлічним розривом пласта. Навіть при використанні такої технології середній дебіт і строк роботи свердловини сланцевого газу найчастіше нижчі, ніж аналогічні показники для свердловини традиційного

газу. У зв'язку із цим промисловий видобуток сланцевого газу потребує постійного буріння нових свердловин і освоєння великих площ.

Найбільш значні ресурси сланцевого газу в Україні знаходяться у Західному і Східному районах і, за попередніми оцінками, становлять 5-8 трлн. куб. м, при цьому ймовірність видобутку становить тільки 1-1,5 трлн. куб. м. Вже в 2012 р. намічене проведення більш ретельної розвідки ресурсів.

Порівняння з районами, які мають зіставні характеристики, показує, що прогнозна собівартість видобутку сланцевого газу в Україні, ймовірно, буде в діапазоні від 2100 до 2800 грн. за 1 тис. куб. м. Такий високий рівень собівартості означає, що сланцевий газ буде вигідно добувати тільки у разі реалізації базового або оптимістичного сценаріїв. Передбачається, що промисловий видобуток сланцевого газу в Україні почнеться не раніше 2022 р., зважаючи на наявність низки бар'єрів (наприклад, відсутності достатньої кількості бурових установок, необхідності відведення значних площ землі в густонаселених районах, потребі у зниженні екологічних ризиків). Потенціал видобутку до 2030 р. може скласти 6-11 млрд. куб. м. Для реалізації повного потенціалу видобутку сланцевого газу необхідні інвестиції в розмірі 35-45 млрд. грн. до 2030 р.

Метан вугільних пластів

Метан міститься у суміші газів, яка супроводжує вугільні пласти. На відміну від традиційних родовищ, де газ перебуває у вільному стані, метан міститься в порах і тріщинах вугільної породи, а також у сорбованому вигляді. Тому для видобутку метану вугільних пластів (МВШ) також використовується гідравлічний розрив пласта. Після гідравлічного розриву настає період зневоднювання родовища (2-3 роки), і тільки на третій-четвертий рік розроблення родовище виходить на максимальний обсяг видобутку.

Існує чотири способи видобутку МВШ: з вугільних родовищ, з діючих вугільних шахт за допомогою дегазації, з вентиляційного повітря діючих вугільних шахт і з закритих вугільних шахт. Найбільш поширені у світі перші два способи. В Україні вже реалізований ряд проектів із видобутку МВШ за допомогою дегазації. МВШ, видобутий на діючих шахтах, використовується для генерації електроенергії й тепла для власних потреб цих шахт і заміщає собою вугілля. Самостійний видобуток МВШ із вугільних родовищ має найбільший потенціал за обсягами газу, який видобувається.

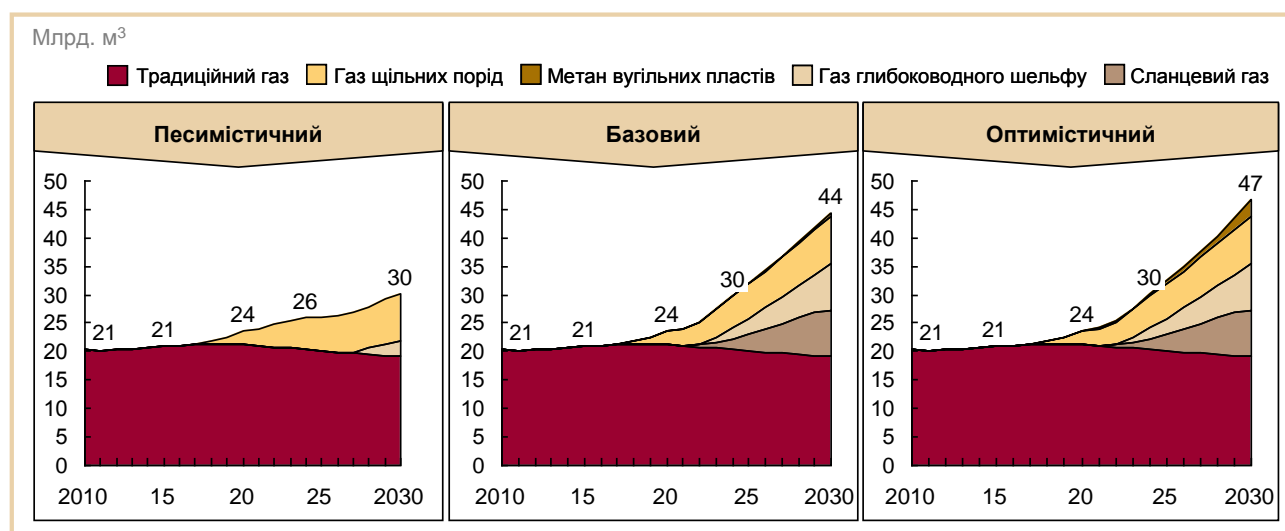
Потенційні ресурси МВШ оцінюються в діапазоні від 12 до 25 трлн. куб. м, 90% яких перебувають у Східному і Західному районах. Але технічна можливість витягу значної частки цих запасів залишається під сумнівом, тому що вугільні пласти в Україні залягають на значній глибині (від 500 до 5000 м) і мають невелику товщину (до 2 м).

З урахуванням світового досвіду й особливостей ресурсів МВШ в Україні собівартість самостійного видобутку з вугільних родовищ може скласти від 2300 до 3300 грн. за 1 тис. куб. м. При такій високій собівартості видобуток МВШ стає економічно привабливим тільки з 2025 р. за реалізації базового сценарію і з 2020 р. – за реалізації оптимістичного сценарію. Потенціал видобутку у 2030 р. може скласти 1–3 млрд. куб. м. Щоб досягти такого обсягу видобутку, потрібно інвестувати 12-15 млрд. грн. у розвідку, створення інфраструктури та видобуток МВШ.

6.2.4. Загальний прогноз обсягів видобутку природного газу

Прогноз видобутку в період з 2010 до 2020 р. передбачає помірне щорічне зростання обсягів видобутку. У наступне десятиріччя, з 2020 по 2030 роки, обсяг видобутку газу в Україні значною мірою залежатиме від розвитку видобутку нетрадиційного газу. До 2030 р. сукупний видобуток складе від 30 млрд. куб. м у песимістичному сценарії до 47 млрд. куб. м в оптимістичному. При цьому найбільш імовірним в першочерговому розвитку (навіть у песимістичному сценарії) буде газ щільних порід і газ глибоководного шельфу. У базовому сценарії очікується, що Україна зможе забезпечити близько 90% внутрішнього попиту на газ за рахунок власного видобутку до 2030 р.

Прогноз обсягів видобутку природного газу в Україні, 2010-2030 рр.

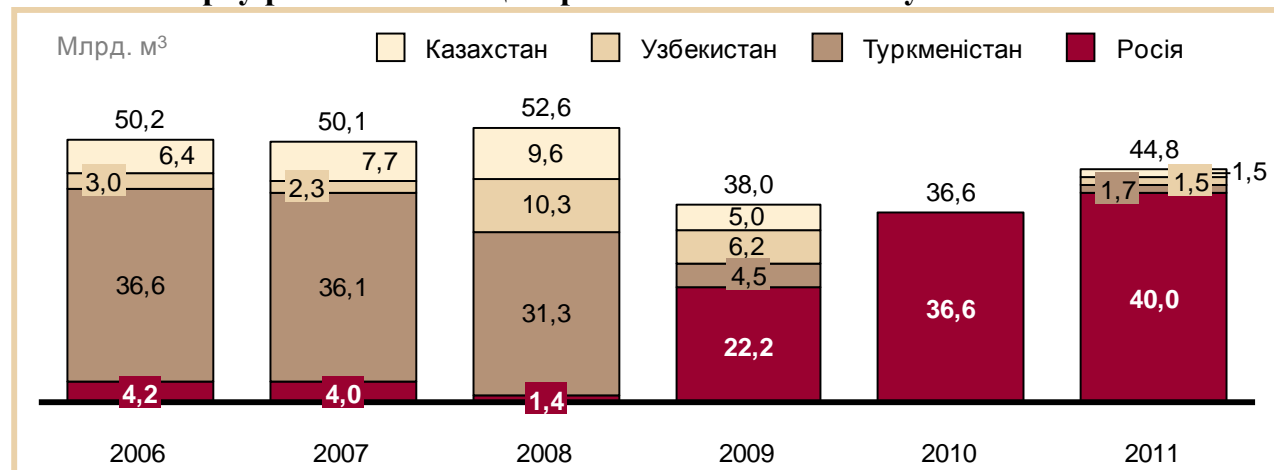


Сукупний обсяг інвестицій, які потрібно залучити для розвитку галузі й досягнення цільових показників видобутку в 2011-2020 рр. становить 60-70 млрд. грн, а у 2021-2030 рр. ця сума складе вже 220-260 млрд. грн.

6.3. Диверсифікація джерел імпорту газу

Україна ще з часів СРСР імпортує газ із Російської Федерації та країн Центральної Азії: Туркменістану, Казахстану й Узбекистану. Така структура джерел імпорту визначається географічним розташуванням України й наявністю газотранспортної інфраструктури для постачання газу через територію Російської Федерації.

Обсяги імпорту російського й центрально-азійського газу



Аналіз структури прогнозованого паливно-енергетичного балансу України на період до 2030 р. свідчить, що потреба України в газі залишиться досить значною (близько 50 млрд.куб.м на рік). Як доводить вищенаведений аналіз, дисбаланс між внутрішнім споживанням і можливостями власного видобутку робить економіку України залежною від імпорту - при песимістичному сценарії розвитку рівень внутрішнього видобутку газу в 2020 і 2030 роках (24 і 30 млрд.куб.м відповідно) необхідний обсяг імпорту газу для задоволення потреб держави складе 28 і 17 млрд.куб.м. або 54% і 36% його сукупного споживання (станом на 2010 р. - 64%).

З позиції забезпечення належного рівня енергетичної безпеки держави, збереження високої залежності від одного зовнішнього джерела поставок пов'язане високими ризиками з таких причин:

- Неможливість оперативного усунення негативних наслідків скорочення або переривання поставок внаслідок виникнення форс-мажорних обставин технічного або іншого характеру;
- Недостатня конкуренція між постачальниками для забезпечення можливості вибору товару за найбільш прийнятною ціною і оптимальною якістю.

У майбутньому, крім роботи із традиційними джерелами імпорту, існує ряд можливостей диверсифікувати джерела імпорту газу до України. Серед решти на увагу заслуговують такі проекти:

- Імпорт скрапленого природного газу (СПГ) із країн, які традиційно експортують СПГ до Європи (наприклад, Єгипту, Алжиру або Катару);
- Імпорт газу з Азербайджану через газопровід «Білий потік» або у скрапленому вигляді через СПГ термінали;
- Поставки газу з Європи шляхом використання наявної інфраструктури в реверсному напрямку (Німеччина-Чехія-Словаччина або Туреччина-Болгарія-Румунія).

Імпорт СПГ із традиційних світових джерел. Цей проект може бути реалізований за досягнення домовленості проходу танкерів із СПГ через протоки Босфор і Дарданели. Проект потребуватиме інвестицій у будівництво регазифікаційного терміналу і сполученої з ним інфраструктури; сумарний обсяг інвестицій може скласти 0,7-1 млрд. дол. США.

Імпорт газу з Азербайджану. Імпорт СПГ з Азербайджану потребуватиме будівництва терміналу з регазифікації на території України і терміналу зі скраплення газу на території Грузії або Туреччини, а також розширення потужностей споруджуваного газопроводу з Азербайджану до Грузії або Туреччини. Сумарний обсяг інвестицій у такий проект може скласти 5–8 млрд. дол. США.

Альтернативний варіант імпорту каспійського газу – будівництво газопроводу «Білий потік». Інвестиції у цей проект прямо залежать від потужності газопроводу: при потужності в 15 млрд. куб. м вартість будівництва «Білого потоку» і розширення наземної інфраструктури в Україні та Грузії або Туреччині складе близько 7–10 млрд. дол. США.

Реалізацію одного із зазначених проектів доцільно проводити спільно з іншими потенційними імпортерами каспійського газу в Східній Європі (Болгарія, Угорщина, Румунія, Польща, Словаччина) і його потенційними експортерами з Центральної Азії, в першу чергу з Туркменістаном

Поставки газу через наявні газотранспортні системи у реверсному напрямку не потребують істотних інвестицій. Окрім того, такий варіант диверсифікації дає можливість проведення короткострокових одноразових закупівель у періоди зниження цін на європейському спот-ринку газу. Значні потужності газосховищ в Україні в цьому разі можуть використовуватися для сезонного арбітражу цін для зниження загальної вартості імпортного газу.

Привабливість вищезазначених проектів визначається декількома чинниками:

- Можливістю досягнення домовленості щодо реалізації обсягів потенційним постачальником на довгостроковій основі за взаємовигідними цінами;
- Тенденціями зі зміни світових цін на газ;
- Цінами й умовами поставок в Україну традиційними постачальниками.

Реалізація найбільш привабливих варіантів диверсифікації джерел імпорту газу може допомогти Україні не тільки забезпечити альтернативні поставки газу на 10-15 млрд куб. м, але і сприяти залученню нових транзитних потоків газу для активнішого використання наявного комплексу потужностей газотранспортної інфраструктури. При цьому, забезпечення успішної реалізації завдань реверсу і зберігання природного газу в українських підземних газосховищах європейськими компаніями відкриває для України перспективну можливість входження в систему спотової (біржової) торгівлі природним газом в Європі.

Комплексна реалізація заходів, спрямованих на диверсифікацію імпорту, спрямована на скорочення максимальної частки поставок імпортного газу з одного джерела до 2020 року до 35% загального споживання газу України; а до 2030 року - до 35% від загального імпорту газу в країну. У той же час, організація роботи ліквідного торгового майданчика газом (хаба) на території України дозволить газовим постачальникам, спираючись на можливості українських підземних газосховищ, почати торговельні операції в рамках українського та європейських газових ринків.

6.4. Газотранспортна система²²

6.4.1. Поточний стан газотранспортної системи

Газотранспортна система України є комплексним інфраструктурним об'єктом нафтогазової галузі країни, до якого входять мережа магістральних та розподільних трубопроводів, потужності зберігання газу та інфраструктура, що забезпечує їх безперебійну роботу.

Основні функції ГТС – безперебійне забезпечення споживачів природним газом та надійний транзит природного газу до країн Європи.

Завдяки географічному розташуванню та історичним особливостям Україна як транзитна країна відіграє особливу роль на європейському та світовому енергетичному ринку. З одного боку, Україна є енергозалежною державою, оскільки власними первинними енергетичними ресурсами і, зокрема газом, забезпечена недостатньо. З другого боку, Україна знаходиться на перехресті “нафтогазових” шляхів на Євразійському континенті. Економічно та соціально розвинуті країни

²² Розділ підготований ТОВ «Нафтогазбудінформатика» на замовлення Міністерства енергетики та вугільної промисловості без участі Фонду «Ефективне управління» та його підрядників

Європейського Союзу є крупними споживачами природних вуглеводнів, але власними ресурсами вони забезпечені недостатньо. Водночас великі запаси вуглеводнів і, зокрема, природного газу, зосереджені у Російській Федерації, країнах Каспійського регіону.

Україна має унікальну розвинуту газотранспортну систему (ГТС), яка включає 39,8 тис.км газопроводів, у т.ч. близько 23 тис.км магістральних (з яких 14 тис.км діаметром 1020-1420 мм) та 16,8 тис.км – газопроводи-відгалуження. Роботу системи забезпечують 74 компресорні станції загальною потужністю 5,5 тис.МВт. До складу системи входять 1,5 тис. газорозподільних станцій та вісім газовимірювальних станцій на виході з України.

Невід’ємною частиною ГТС є система підземних сховищ газу (ПСГ), що складається з тринадцяти сховищ загальною активною місткістю понад 32 млрд. куб. м. Мережа ПСГ включає чотири комплекси – Західний, Центральний, Східний і Південний. Максимально можливий відбір при повному заповненні підземних сховищ газу може досягти 250 млн. куб. м за добу.

Поєднані в єдину систему мережею газопроводів, ПСГ забезпечують високу надійність функціонування всієї ГТС, гарантують безперебійність як постачання газу внутрішнім споживачам, так і транзиту російського газу до Європи.

Історично основні потужності системи (близько 25 млрд. куб. м) ПСГ зосереджені біля західного кордону України для забезпечення підтримки необхідних обсягів транзиту російського газу до Європи.

Загальна пропускна спроможність ГТС України становить на вході – майже 288 млрд.куб.м на рік, а на виході – 178,5 млрд.куб.м на рік, у т.ч. близько 142 млрд.куб.м на рік – у напрямку країн Європи.

Дочірня компанія “Укртрансгаз” забезпечує подачу газу внутрішнім споживачам і здійснює основний обсяг транзитних поставок російського газу до європейських країн. ДК “Укртрансгаз” щороку транспортує для споживачів України близько 50-60 млрд. куб. м і транзитом до країн Західної та Центральної Європи 90-120 млрд. куб. м природного газу.

Крім того, Публічне акціонерне товариство ”Державне акціонерне товариство ”Чорноморнафтогаз” здійснює операційну діяльність частиною ГТС, що розташована на півострові Крим (близько 1,2 тис. км газопроводів, одна компресорна станція та ПСГ “Глібовське” – єдине в Криму, з активною місткістю 1 млрд. куб. м з можливістю розширення до 3 млрд. куб. м).

Заснуванням газової промисловості України вважається 1924р., коли було введено в експлуатацію Дашавське газове родовище на Заході країни. Початком розвитку ГТС України визначається 1948р., коли було введено в експлуатацію перший магістральний газопровід Дашава-Київ-Москва. На період 1960-1980р.р. минулого століття припав активний розвиток ГТС, у результаті чого система стала основним каналом транспортування природного газу в Європу з регіонів його видобутку в СРСР.

ГТС України (проектні параметри потужностей за напрямками), млрд. куб. м



Останнім часом Росія активно реалізує проекти, спрямовані на диверсифікацію маршрутів транспортування власного газу, що призводить до поступового зниження обсягів транзиту газу через ГТС України.

У 2006р. введено в експлуатацію газопровід “Ямал – Європа” потужністю 33 млрд. куб. м, яким газ надходить до Німеччини та Польщі через Білорусь.

У 2005р. закінчено будівництво газопроводу “Блакитний потік” потужністю 16 млрд. куб. м, який забезпечує прямі поставки газу з Росії до Туреччини дном Чорного моря.

У 2011р. “Газпром” придбав газотранспортну систему компанії “Белтрансгаз”, завдяки чому Росія може збільшити обсяги транзиту через Білорусь (вже у 2012р. – на 4 млрд. куб. м).

Наприкінці 2011р. було введено в експлуатацію першу чергу газопроводу “Північний потік”, який з’єднує Росію та Німеччину через Балтійське море. Другу чергу “Північного потоку” заплановано ввести наприкінці 2012 року. Потужність кожної черги складає 27,5 млрд. куб. м, а сумарна – 55 млрд. куб. м.

Проте ГТС України, хоч і втратила статус ексклюзивного транзитера, залишається основною трубопровідною системою, яка забезпечує поставки газу обсягом 90-120 млрд. куб. м на рік з Російської Федерації до європейських споживачів у 18 країнах.

Останні 10 років транзит російського газу до Європи через ГТС України становив 70-90%.

6.4.2 Прогноз обсягів транспортування газу

Нижченаведені показники досліджено для країн Європейського союзу (ЄС), до складу якого зараз входить 27 країн Європи (далі – ЄС-27).

Природний газ посідає 2 місце в структурі споживання енергоресурсів країнами ЄС-27, його частка становить близько 24% (перше місце посідає нафта – 38%, третє – вугілля 17%).

За даними Європейської Комісії, які були оприлюднені в прогнозі розвитку енергетики ЄС до 2030р. (EU Energy Trends to 2030), у 2010р. частка природного газу в енергетичному балансі спожитих енергоресурсів ЄС-27 становила 25,6% (нафта – 35,8%, вугілля – 16,4%, ядерна енергія – 13,5%, поновлювані види енергії – 8,7%).

Потреба ЄС-27 в енергоресурсах і, зокрема, в природному газі, зростає. Виключення склалося минулі 2 роки, коли країни Європи відчули наслідки світової фінансової кризи, спад виробництва та зниження обсягів споживання енергоресурсів.

Фактична структура імпорту газу до Європи

Основними постачальниками газу до країн ЄС-27 є такі країни та регіони:

- Російська Федерація експортує до ЄС-27 близько 120 млрд. куб. м газу, в т.ч. 90-100 млрд. куб. м через ГТС України;
- Норвегія, яка експортує близько 100 млрд. куб. м газу;
- Країни Західної та Північної Африки, які сумарно експортують понад 80 млрд. куб. м;
- Країни Близького Сходу, переважно Катар, який експортує понад 30 млрд. куб. м газу;
- Інші країни (Тринідад і Тобаго та ін.) – близько 12 млрд. куб. м.

Переважна більшість обсягів газу на ринок ЄС транспортується трубопровідним транспортом. Однак значні обсяги (понад 15%) постачаються у вигляді скрапленого природного газу (СПГ) з Катару, Нігерії, Алжиру, Єгипту, Тринідаду.

Аварія 2011 р. на АЕС Японії, безумовно, вплинула на сектор енергетики і в Європі. Повна відмова, що мало ймовірно, від ядерної енергетики збільшить потребу ЄС-27 приблизно у додаткових 90 млрд. куб. м природного газу на рік. Прогнозоване закриття до 2020р. старих атомних енергоблоків (переважно в Німеччині) та відмова від будівництва нових потребуватиме додатково до прогнозованих іще 20-25 млрд. куб. м/рік природного газу.

У подальшому аналізі можливе скорочення використання ядерної енергії передбачає збільшення споживання природного газу на 20-25 млрд. куб. м/рік.

Прогнозна структура імпорту газу до Європи

Прогноз обсягів транспортування природного газу до країн Європи на 2030 рік базується на таких положеннях:

- Для прогнозу обсягів завантаження ГТС України до розгляду взято 3 варіанти – песимістичний, базовий та оптимістичний. Базовий (для ГТС України) ґрунтується на прогнозних показниках світових агенцій. Песимістичний – порівняно з базовим передбачає збільшення власного видобування та зниження обсягів споживання природного газу в Європі. Оптимістичний – порівняно з

базовим передбачає зменшення власного видобутку та збільшення обсягів споживання природного газу;

- До аналізу взято прогностичні показники: споживання, внутрішнього видобутку, імпорту газу в Європі та обсягів його постачання з Росії, Норвегії та інших країн. За підсумком проведеного аналізу прогностичних показників ЄС визначено обсяги транспортування газу через ГТС України.

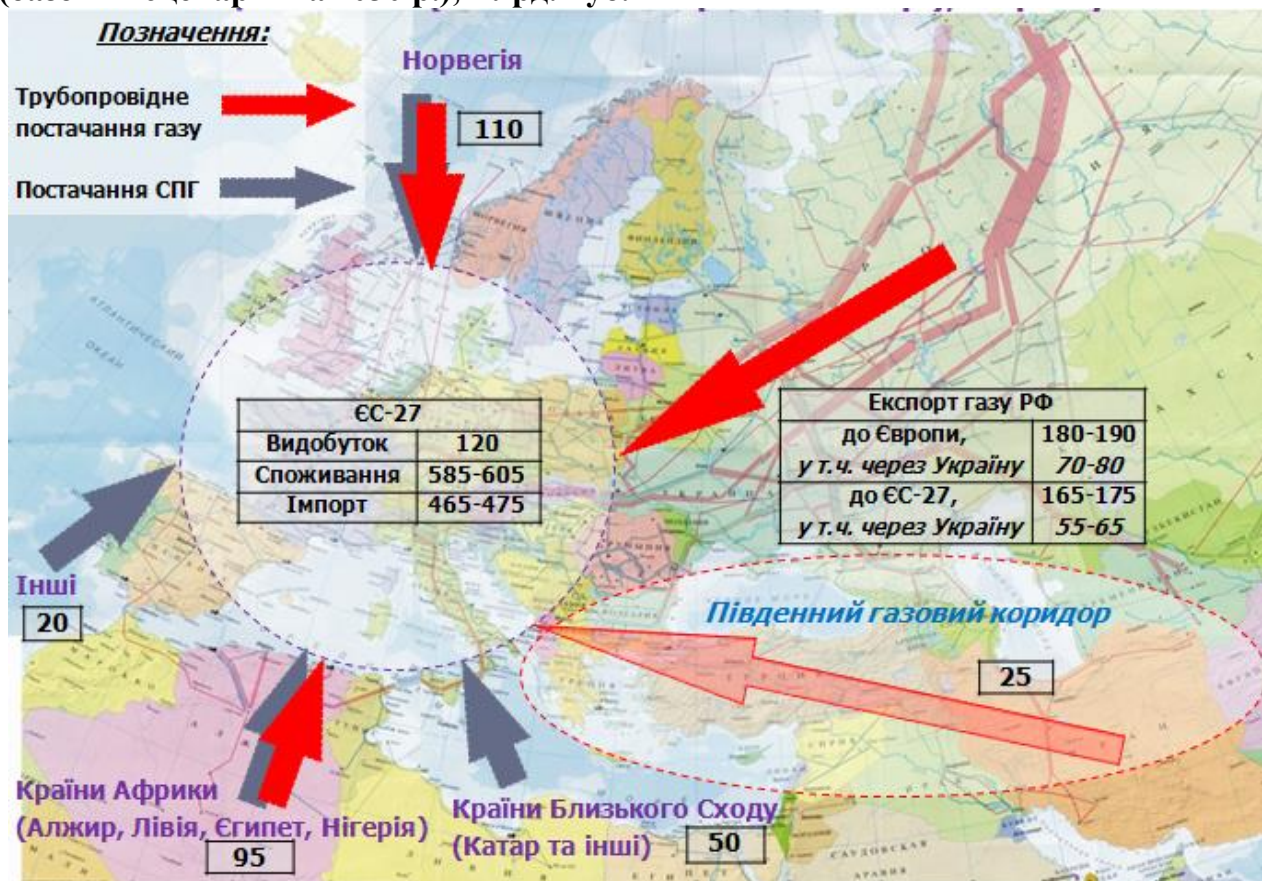
Показниками прогностичного балансу природного газу для країн ЄС-27 на 2030р. за варіантами сценаріїв (табл. 6.1 та рис. 6.3) визначено:

- Загальне внутрішнє споживання природного газу – від 555-625 млрд. куб. м/рік;
- Власний видобуток – приблизно 120 млрд. куб. м;
- Обсяг імпорту становитиме від 435 до 495 млрд. куб. м/рік.

Прогноз обсягів транзиту природного газу через ГТС України на 2030 рік (можливі сценарії), млрд. куб. м на рік

Показник	Варіанти сценаріїв		
	Песимістичний	Базовий	Оптимістичний
Споживання газу країн ЄС-27	555-565	585-605	615-625
Власний видобуток країн ЄС-27	120	120	120
Імпорт газу за напрямками:	435-445	465-475	485-495
Норвегія	120	110	100
Країни Африки (<i>Алжир, Єгипет, Лівія, Нігерія</i>)	95	95	95
Країни Близького Сходу (<i>Катар та інші</i>)	50	50	50
Південний газовий коридор (<i>Азербайджан, країни Середньої Азії, Іран</i>)	25	25	25
Інші постачальники	20	20	20
Постачання з Росії, у т. ч.:	125-135	165-175	195-205
Північний потік	50	50	50
Ямал-Європа (<i>через Білорусь</i>)	30	30	30
Південний потік	20	20	20
Фінляндія та країни Балтії	10	10	10
Через ГТС України до країн ЄС-27	15-25	55-65	85-95
<i>Постачання з Росії в інші країни Європи - не члени ЄС через ГТС України, у т.ч. Туреччини, Балканські та інші</i>	15	15	15
Всього транзит через ГТС України	30 – 40	70 - 80	100 - 110

Прогноз обсягів транзиту природного газу через ГТС України до країн ЄС-27 (базовий сценарій на 2030 р.), млрд. куб. м



Прогноз постачання природного газу за напрямками

Потреби в імпорті природного газу для країн ЄС будуть задовольнятися за рахунок постачання ресурсу з наступних джерел.

Норвегія – провідний постачальник газу для Європи. Поточний обсяг видобутку становить понад 100 млрд. куб. м/рік. Згідно з прогнозом Norwegian Petroleum Directorate найближчі роки обсяг видобутку газу на норвезькому шельфі зросте до 130 млрд. куб. м – у 2020р., однак у 2025р. – впаде до рівня 120 млрд. куб. м (рис. 6.4). Тому в розрахунках взято показник на 2030р. на рівні 100-120 млрд. куб. м.

Крайни Африки. Прогноз обсягів експорту газу на рівні 95 млрд. куб. м/рік визначено з урахуванням введення нових проектів постачання газу та зобов'язань за довгостроковими контрактами. Аналогічним чином визначено експорт газу з країн Близького Сходу до Європи.

“Південний газовий коридор” може включати такі проекти для постачання газу: Трансанатолійський трубопровід (TANAP), Південно-Східний європейський трубопровід (SEEP), “Набукко”, Інтерконнектор Туреччина-Греція-Італія (ITGI), Трансадриатичний трубопровід (TAP), Азербайджан-Грузія-Румунія Інтерконнектор (AGRI), “Білий потік”. Прогноз обсягів постачання газу на 2030р. через цей коридор визначено на рівні 25 млрд. куб. м/рік.

Російська Федерація

У 2030р. Росія буде здійснювати транспортування газу на рівні 125-205 млрд. куб. м газу в напрямку Європи.

Транспортування газу буде здійснюватися за напрямками:

- Газопроводом “Ямал-Європа” (територією Білорусі) на рівні 30 млрд. куб. м;

- До країн Прибалтики та Фінляндії сумарно 10 млрд. куб. м;
- “Північний потік” (через Балтійське море) на рівні 50 млрд. куб. м;
- “Південний потік” (через Чорне море) – на рівні 20 млрд. куб. м.

Триває узгодження основних параметрів проекту “Південний потік”, потужність якого може скласти 15-63 млрд. куб. м/рік. За умови реалізації цього проекту його потужність до 2030р. прогнозується на рівні 30 млрд. куб. м/рік (2 черги), а прогнозні обсяги постачання газу через нього – на рівні 20 млрд. куб. м/рік.

Крім розглянутих напрямків, через територію України буде здійснюватися постачання газу до інших країн Європи - не членів ЄС (Туреччина, Балканські країни) обсягом 15 млрд. куб. м/рік.

З урахуванням вищенаведених припущень обсяг транспортування газу через ГТС України до країн Європи відповідно до розроблених сценаріїв на 2030р. становитиме за сценаріями:

- Песимістичний – 30-40 млрд. куб. м;
- Базовий – 70-80 млрд. куб. м;
- Оптимістичний – 100-110 млрд. куб. м.

6.4.3. Розвиток газотранспортної системи

Високий ступінь зношування основних фондів ГТС зумовлює необхідність їх модернізації в найближче десятиліття. Разом із тим, масштаб робіт безпосередньо залежить від навантаження на ГТС, що визначається обсягом газу, який транспортується.

- За песимістичним сценарієм основним пріоритетом подальшої роботи ГТС має бути забезпечення надійних поставок газу на внутрішній ринок при мінімальному рівні інвестицій і витрат; при цьому необхідно здійснювати консервацію або виведення з експлуатації не завантажених сегментів ГТС.
- За базовим сценарієм потрібно здійснювати модернізацію всієї ГТС, яка повинна бути спрямована не тільки на відновлення зношеного устаткування, але й на загальне підвищення операційної ефективності транспортування. При цьому при зниженні обсягів транспортування незадіяні при транзиті та транспортуванні об'єкти ГТС можуть бути виведені з експлуатації з можливістю подальшого використання їх основних фондів для працюючих ділянок ГТС.
- За оптимістичним сценарієм істотній модернізації може підлягати весь комплекс об'єктів ГТС для забезпечення транзиту значних обсягів газу з урахуванням зростаючих вимог контрагентів до ефективності та якості послуг із транспортування.

Окрім виконання програми модернізації ГТС, спрямованої на підвищення надійності, важливим важелем удосконалювання роботи має бути підвищення операційної ефективності й відповідне зниження вартості транзиту для посилення конкурентних переваг ГТС. Основними напрямками вдосконалювання в цій сфері будуть:

- Заміна газотурбінних агрегатів на електроприводні - після детального розрахунку окупності такої заміни з урахуванням інвестицій у підвідні лінії електропередачі;
- Заміна застарілих газоперекачувальних агрегатів на нові з більш високим ККД;

- Зниження рівня втрат у системі за рахунок підвищення її герметичності та поліпшення систем контролю;
- Підвищення рівня автоматизації процесів;
- Оптимізація адміністративного персоналу.

Порівняння ключових складових собівартості транзиту через ГТС України з показниками газотранспортних систем в інших країнах показує, що у разі успішної реалізації зазначених заходів можна досягти скорочення операційних видатків на транзит на 20-30%. Для збереження економічної ефективності функціонування ГТС цей потенціал необхідно реалізувати протягом найближчих п'яти років.

6.5. Споживання нафтопродуктів

6.5.1. Прогноз обсягів споживання нафтопродуктів

За останні десять років споживання бензину в Україні зросло з 3,2 млн. т у 2001 р. до 4,6 млн. т в 2010 р., дизельного палива – з 4,7 млн. т до 5,3 млн. т відповідно. Збільшення попиту було обумовлене зростанням економіки й розширенням парку транспортних засобів, при цьому в результаті кризи 2008 р. сукупне споживання знизилося практично на 1 млн. т (основний внесок внесло зниження попиту на дизельне паливо). Станом на 2010 р. сукупний внутрішній попит на основні світлі нафтопродукти (бензин, дизельне паливо, гас) склав близько 10,3 млн. т, з них споживання гасу склало 0,4 млн. т. Також як моторні палива за рік спожито близько 0,8 млн. т скрапленого газу (пропан-бутану) і 0,3 млн. т метану. Загальне споживання мазуту склало близько 0,8 млн. т.

Існує декілька сценаріїв динаміки попиту на нафтопродукти, у кожному з яких модель поведінки держави і споживачів визначається двома групами чинників. До першої з них відносяться зовнішні чинники – економічне зростання України²³ і світового ринку в цілому, а також динаміка цін на нафту. Друга група – це внутрішні чинники. До неї входять інвестиційні можливості компаній і держави, стимули до більш економічної витрати палива, пріоритетність екологічних питань й економічна привабливість біопалива.

Залежно від того, за яким сценарієм буде розвиватися економіка, сукупний попит на основні світлі нафтопродукти (бензин, дизельне паливо, гас) в Україні до 2030 р. складе від 13,1 млн. т (песимістичний сценарій) до 20,8 млн. т (оптимістичний сценарій). Відповідно до базового сценарію, попит на світлі нафтопродукти в 2030 р. складе 17,4 млн. т, що передбачає середній темп зростання приблизно 2,7% на рік.

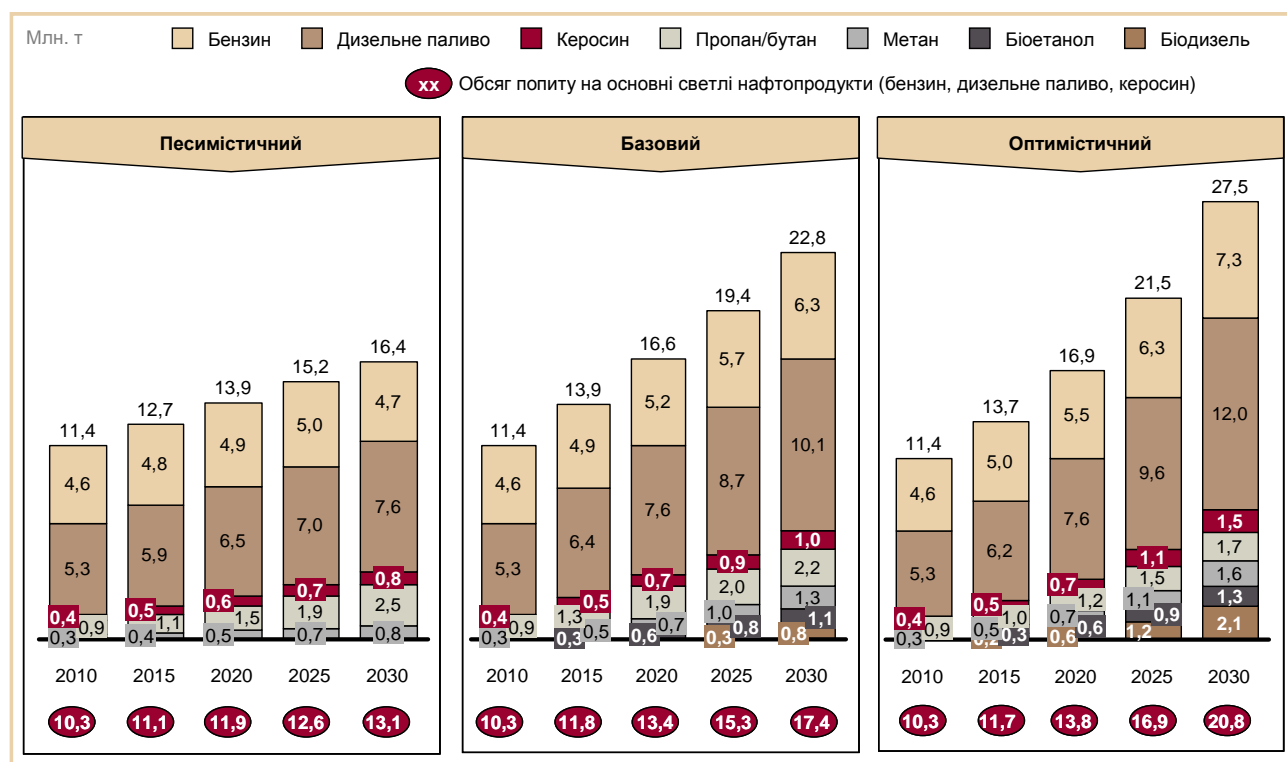
У базовому сценарії передбачається плавний і поступовий розвиток попиту з підтримкою використання біопалива. Очікується природне збільшення частки дизельного транспорту, заміщення традиційних нафтопродуктів скрапленим і стисненим газом для машин з великим щорічним пробігом, використання сумішей бензину з біоетанолом і поява автомобілів із гібридним приводом (з метан-дизельними двигунами, а також із двигунами, які споживають суміші з високим вмістом біопалива). Обсяг попиту на бензин до 2030 р. збільшиться до 6,3 млн. т, на дизельне паливо - до 10,1 млн. т, а на гас - до 1,0 млн. т. У сегменті альтернативного палива попит на пропан-бутан зросте до 2,2 млн. т, на метан - до 1,3 млн. т. Попит на біоетанол складе 1,1 млн. т, на біодизель - 0,8 млн. т.

²³ Єдині сценарії зростання ВВП передбачають розвиток економіки України за базовим сценарієм із середньорічним темпом зростання 5,0%, за песимістичним – 3,8% і за оптимістичним – 6,4%.

У песимістичному сценарії добробут України зростатиме низькими темпами. З одного боку, це буде стимулом до підвищення паливної економічності транспорту, а з іншого боку - перешкодою для інтенсивної експлуатації транспортного парку. Зважаючи на це, очікується більш активне використання економічних видів палива – пропан-бутану (у сегменті приватного і державного транспорту) і метану (у сегменті громадського транспорту). Обсяг попиту на бензин до 2030 р. практично не зміниться і залишиться на рівні 4,7 млн. т, у той час, як попит на дизельне паливо збільшиться до 7,6 млн. т, а на гас - до 0,8 млн. т. У сегменті альтернативного палива попит на пропан-бутан зросте до 2,5 млн. т, на метан - до 0,8 млн. т.

В оптимістичному сценарії розвитку очікується динамічне зростання добробуту, який супроводжуватиметься більш активним відновленням парку і швидким збільшенням частки транспортних засобів із дизельним двигуном. Високі ціни на нафту сприятимуть активному впровадженню як біоетанолу, так і біодизеля, збільшенню кількості автомобілів із двигунами, які споживають суміші з високим вмістом біопалива, а також переведення частини громадського парку на використання метану. Обсяг попиту на бензин до 2030 р. збільшиться до 7,3 млн. т, на дизельне паливо - до 12 млн. т, а на гас - до 1,5 млн. т. У сегменті альтернативного палива попит на пропан-бутан зросте до 1,7 млн. т, на метан - до 1,6 млн. т. Попит на біоетанол складе 1,3 млн. т, на біодизель - 2,1 млн. т.

Структура попиту на світлі нафтопродукти й альтернативні види моторного палива в різних сценаріях розвитку



Основними групами споживачів нафтопродуктів є: легкові автомобілі, вантажні автомобілі й автобуси (у тому числі, використовувані у промисловості), спеціальна сільськогосподарська техніка, залізничний, водний і авіаційний транспорт.

Динаміка споживання нафтопродуктів у кожній із цих категорій залежить від поданих нижче показників:

- Кількість кінцевих споживачів нафтопродуктів (чисельність транспортного парку, обсяг вантажоперевезень, обсяг виробленої сільськогосподарської продукції тощо);
- Інтенсивність використання паливних ресурсів (середньорічний пробіг, питомий видаток палива на 100 км);
- Структура споживання нафтопродуктів (частка різних видів палива в загальному обсязі споживання за групами споживачів).

Динаміка попиту на традиційні світлі нафтопродукти (бензин, дизель, гас) та інші моторні палива (пропан-бутан, метан, біопаливо) в Україні відповідатиме показникам країн, які перебувають на етапі інтенсивного розвитку.

Загальне споживання різних видів моторного палива в сегменті легкового автотранспорту зросте від розрахункової бази з 4,5 млн. т в 2010 р. до 12 млн. т у 2030 р. Ключовими чинниками динаміки будуть:

- Розмір парку машин. Наразі в Україні на 1000 чоловік припадає близько 150 легкових машин. У міру зростання особистого добробуту населення, Україна до 2030 р. наблизиться до сучасних показників розвинених країн Східної Європи (Польщі й Угорщини). Окрім іншого, кількість легкових машин на 1000 чоловік досягне приблизно 380;
- Зміна структури витрати палива: очікується зростання частки автомобілів із дизельним двигуном до 15% сукупного парку, на пропан-бутані – до 10%.

Загальне споживання моторного палива вантажним автотранспортом зросте від розрахункової бази приблизно із 4,4 млн. т у 2010 р. до 10 млн. т у 2030 р.

Ключовими чинниками динаміки будуть:

- Зростання вантажообігу, який супроводжує зростання валового продукту в торгівлі й обсягу промислового виробництва;
- Зміна структури парку у бік збільшення числа легких вантажівок у зв'язку зі зростаючою часткою сектору послуг у ВВП;
- Зміна структури витрати палива. До 2030 р. важкі вантажівки на бензиновому двигуні повністю вийдуть із експлуатації, а частка легких вантажівок, які споживають бензин, складатиме не більше 15%. Приблизно 10% легких вантажних машин будуть обладнані балонами з метаном; очікується поява незначної кількості (близько 2% парку) важких вантажівок на метан-дизельному двигуні.

Сумарне споживання моторного палива автобусним транспортом до 2030 р. практично не зміниться й залишиться на наявному рівні близько 0,5 млн. т.

Ключовими чинниками динаміки будуть:

- Очікуване скорочення автобусного парку на 20% внаслідок таких причин: кількість автобусів на 1000 чоловік знижуватиметься до показників розвинених східноєвропейських країн (3,7 в Україні при 2-2,5 у Чехії й Польщі); експлуатація наявного парку автобусів стане інтенсивнішою; маршрутні таксі малої місткості будуть замінюватися великими автобусами. При цьому скорочення автобусного парку стримуватимуть такі чинники: зростання попиту на послуги громадського транспорту, викликане загальним старінням населення, а також розвиток сектору туризму;

- Зміна структури витрати палива: очікується повне вибуття з експлуатації багатомісних автобусів з бензиновими двигунами і скорочення до 15% частки мікроавтобусів, які споживають бензин, у той час як частка громадського транспорту, яка використовує як паливо метан, зросте до 2030 р. до 20%.

Для подальшого зменшення споживання нафтопродуктів транспортом необхідно стимулювати перехід громадського транспорту в містах на електричну тягу та переведення його на альтернативні види палива, переводячи в першу чергу комунальний парк на моторне паливо із домішками біопалив.

При цьому загальними тенденціями в розвитку попиту на моторні палива до 2030 р. з боку легкового, вантажного і автобусного транспорту будуть:

- Скорочення середньої витрати палива транспортними засобами на 15-25% разом із відновленням парку;
- Підвищення інтенсивності використання транспортних засобів і збільшення середньорічного пробігу на 20-25% разом із розвитком дорожньої інфраструктури.

Споживання дизельного палива залізничним транспортом залишиться на рівні приблизно 0,4 млн. т на рік. Електрифікація шляхів і підвищення частки перевезень на електротязі до 94% стануть чинниками, які знижують рівень використання дизельного палива, однак зростання обсягів залізничних вантажоперевезень (приблизно у 1,7 рази до 2030 р.) стримуватиме його падіння.

Сільське господарство – значний споживач дизельного палива. У 2010 р. на безпосереднє споживання сектору, у тому числі на потреби спеціальної техніки (трактори, комбайни тощо), припало трохи більше 1 млн. т дизельного палива. Сільське господарство протягом розглянутого періоду буде активно розвиватися (очікується збільшення валового продукту в сільському господарстві у 3 рази до 2030 р.); обсяги споживання дизельного палива в секторі також зростатимуть і в 2030 р. складуть приблизно 2,6 млн. т.

Споживання дизельного палива внутрішнім водним транспортом у цей час незначне (0,06 млн. т у 2010 р.), але в міру збільшення обсягу водних вантажоперевезень воно зростатиме і до 2030 р. досягне 0,17 млн. т.

Споживання гасу збільшиться з 0,35 млн. т у 2010 р. до 1,05 млн. т у 2030 р. у міру зростання обсягу авіаперевезень: до 2030 р. цей показник зросте у 3,5 рази, при зростанні ВВП у 2,7 рази за порівнянний період. При цьому оновиться практично весь парк літаків в Україні, тому що зараз середній вік літаків, використовуваних більшістю авіаперевізників України, становить більше 10 років. Підвищення паливної ефективності літаків складе приблизно 15%.

6.5.2. Розвиток використання рідкого моторного біопалива

Важливий світовий тренд у споживанні паливних ресурсів – дедалі більш активніше використання біопалива, у першу чергу, біоетанолу й біодизеля.

Сучасний рівень розвитку технологій дозволяє практично будь-яким двигунам споживати бензин із 10-відсотковим вмістом етанолу, а також дизельне паливо із 7-відсотковим вмістом біодизеля. Споживання сумішей з більш високим вмістом біопалива залежить від типу двигуна транспортного засобу й може потребувати заміни частини елементів двигуна й паливної системи. Водночас, у світі дедалі більш активно випускаються нові транспортні засоби, здатні споживати як

традиційні види палива, так і суміші із вмістом понад 80% біопалива. Низка додаткових властивостей підвищує привабливість біопалив: біоетанол може використовуватися як високооктановий компонент бензину (додавання 10% етанолу підвищує октанове число бензину на 3 одиниці); додавання біодизеля підвищує мастильні властивості низькосірчистого дизеля. Водночас, додатковим обмеженням біодизеля є менший строк зберігання в порівнянні зі звичайним дизельним паливом.

До 2020 р. світовий попит на біопаливо (біоетанол, біодизель) складе близько 10% загального обсягу споживання моторного палива. Це підкріплюється офіційними державними програмами, ухваленими в різних країнах світу. Євросоюз ставить собі за мету до 2020 р. перейти на використання як мінімум 10-відсоткових сумішей біопалива; Канада планує до 2015 р. використовувати паливо з 10-відсотковим вмістом біоетанолу, а США – з 15-відсотковим. Бразилія, де частка споживання біоетанолу вже зараз становить більше 25% загального обсягу споживання моторних палив, ставить за мету в 2013–15 рр. здійснити перехід на використання палива з 5-відсотковим вмістом біодизеля.

В Україні існує значний потенціал виробництва біоетанолу з соломи зернових культур (целюлозний етанол), а також з некондиційного зерна пшениці, кукурудзи, тощо. Цей потенціал зумовлений наявністю придатних для сільського господарства земель, сприятливим кліматом, потенціалом підвищення врожайності, можливістю зниження витрат за рахунок використання ефекту масштабу, а також можливістю тісної інтеграції України з європейським економічним і технологічним простором. З урахуванням цих чинників, Україна може стати важливим учасником європейського ринку біопалив, вирощувати відповідні рослинні культури й активно розвивати власне виробництво. Перехід на біопаливо дозволить державі досягти декількох основних цілей:

- Підвищити енергетичну безпеку країни за рахунок зниження залежності від імпорту енергоресурсів;
- Забезпечити зростання ВВП за рахунок розвитку сільського господарства і передових галузей промисловості;
- Поліпшити екологію і скоротити обсяг шкідливих викидів в атмосферу.

Поточний рівень розвитку технологій²⁴ дозволяє виробництву біопалива з рослинних культур виходити на економічну окупність при цінах на нафту на рівні 100–110 дол. США за барель – для біоетанолу, і близько 170 дол. США за барель – для біодизеля. Завданням держави має бути сприяння активному впровадженню біопалива при наближенні собівартості його виробництва до порогу самооплатності. Державна підтримка в цій області потребуватиме розроблення та реалізації цілеспрямованих програм розвитку біопалива (більш докладно викладено в секції, присвяченій регулюванню галузі).

Базовий сценарій розвитку передбачає перехід на використання бензину з вмістом 10% етанолу до 2020 р. і 15% – до 2030 р. Це потребуватиме здійснення інвестицій у розмірі 6-8 млрд. грн. У базовому сценарії поширення біодизеля відбуватиметься після 2020 р. у результаті розвитку технологій і зниження собівартості виробництва, і до 2030 р. буде здійснено перехід на використання дизельного палива з 7% вмістом біодизеля. При реалізації оптимістичного сценарію очікується перехід на використання бензину з вмістом 10% етанолу до 2020 р. і 20% – до 2030 р., а також

²⁴ Розвинені країни світу і країни, що розвиваються, ведуть активні науково-дослідницькі розробки, спрямовані на зниження собівартості виробництва біопалива.

дизельного палива з вмістом 7% біодизеля до 2020 р. і 15% – до 2030 р. У песимістичному сценарії при сучасному рівні розвитку технологій ступінь використання біопалива в Україні буде незначним.

6.6. Нафтопереробна галузь

Протягом останніх п'яти років на українському ринку спостерігається зростання частки імпорتنих нафтопродуктів. У 2011 р. менше 50% внутрішнього попиту на світлі нафтопродукти задовольнялося за рахунок продукції українських нафтопереробних заводів (НПЗ). Основними країнами, що поставляли дизель в Україну, виступали Росія та Білорусія (приблизно по 45% сукупного обсягу імпорту), бензин – Білорусія, Литва і Румунія (44%, 22% і 12% сукупного обсягу імпорту відповідно).

У цей час використовується не більше 25% номінально доступних нафтопереробних потужностей. При цьому виробничі потужності українських заводів потребують модернізації. Програма модернізації дасть можливість збільшити обсяг виходу світлих нафтопродуктів із сирової нафти до рівня сучасних європейських заводів (вихід світлих нафтопродуктів 80-85% при середньоукраїнському показнику 60%), а також підвищити якість палива, яке випускається (наразі тільки Лисичанський і Кременчуцький НПЗ мають технологічну можливість випускати паливо стандарту якості Євро-4).

За 2011 р. в Україні перероблено 9 млн. т нафти, з яких близько 90% припадає на Лисичанський і Кременчуцький НПЗ. Решта частки поставок нафтопродуктів поділена між Дрогобицьким і Надвірнянським НПЗ, а також Шебелинським ГПЗ. Основну частину завантаження Лисичанського НПЗ забезпечила робота за толлінговою схемою, при реалізації якої продукти переробки верталися в Росію. Одеський НПЗ зупинено у 2010 р., а Херсонський НПЗ закрито у 2005 р.

Низьке завантаження українських нафтопереробних підприємств пояснюється низькою конкурентоспроможністю в порівнянні із НПЗ країн-експортерів нафти й нафтопродуктів. Основні чинники, які перешкоджають розвитку українських НПЗ: митний режим у ряді сусідніх країн, який стимулює внутрішню нафтопереробку; географічна близькість НПЗ у сусідніх країнах; недостатньо добрий технічний стан українських заводів; нестабільні поставки сирової нафти нафтопроводами. На додаток до цього, також існує ряд зовнішніх чинників, які можуть негативно вплинути на конкурентоспроможність українських НПЗ у майбутньому:

- Завершення заявлених програм модернізації НПЗ у Росії та Білорусії, спрямованих на підвищення якості палива і збільшення виходу світлих нафтопродуктів, додатково знизить конкурентоспроможність українських заводів;
- Подальше збільшення надлишку світлих нафтопродуктів у більшості сусідніх з Україною регіонів у результаті зниження попиту (у Європі) або реалізації планів для підвищення глибини переробки (Росія та Білорусія) знизить рентабельність інвестицій у розвиток додаткових потужностей. До 2020 р. очікуваний надлишок бензину у Східній Європі складе близько 5 млн. т, у Білорусії – близько 2-2,5 млн. т, у європейській частині Росії – близько 3,5-4 млн. т; надлишок дизельного палива в Білорусії складе близько 4-4,5 млн. т, у європейській частині Росії – близько 14-15 млн. т.

Окрім цього, істотний вплив на нафтопереробну галузь України надалі матиме ряд глобальних тенденцій у нафтопереробній галузі.

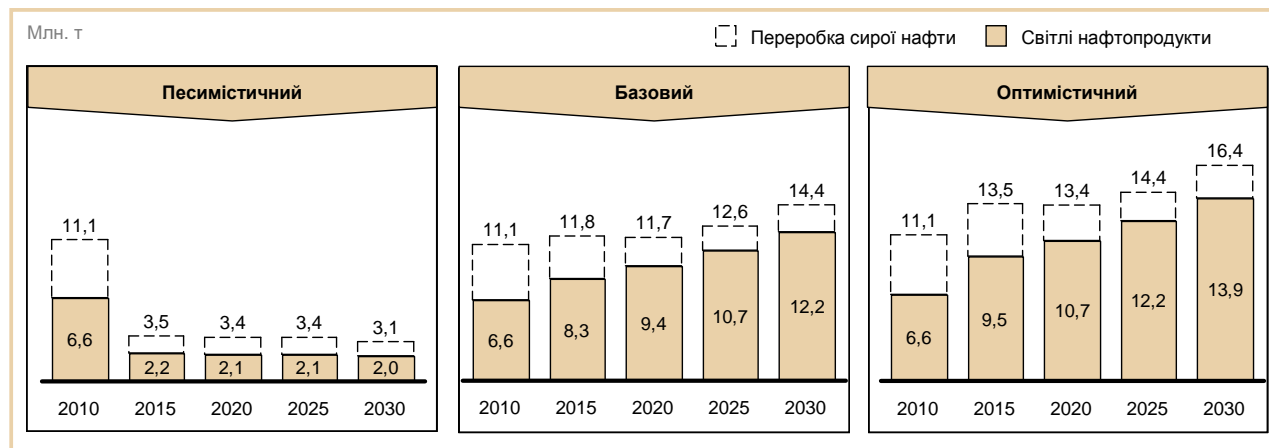
1. Введення нових потужностей (особливо на Близькому Сході), досягнення енергетичної самодостатності в Північній Америці й модернізація заводів у розвинених країнах збільшать надлишок потужностей із нафтопереробки (загальне зростання потужностей – 1-1,5% на рік до 2025 р.), що негативно позначиться на рентабельності заводів простої конфігурації.
2. Підвищення енергоефективності в Європі знизить обсяг попиту на нафтопродукти (головним чином на бензин), що призведе до зниження завантаження заводів і створить загрозу закриття частини найменш конкурентоспроможних європейських НПЗ у довгостроковому періоді.
3. Вихід європейських НПЗ на максимальні обсяги виробництва дизельного палива за рахунок переналаштування процесів призведе до зростання надлишку бензину.
4. Активне поширення й використання альтернативних видів палива (біоетанол, біодизель) знижуватиме потребу в традиційних нафтопродуктах.

Пріоритетними цілями держави в нафтопереробній галузі є збільшення ВВП України в довгостроковій перспективі, у тому числі за рахунок створення робочих місць і стимулювання виробництва продукції з високою доданою вартістю, підвищення енергетичної незалежності України та зниження шкідливого впливу на навколишнє середовище. Для того, щоб досягти цих цілей, державі потрібно стимулювати розвиток нафтопереробної галузі до конкурентоспроможного рівня в розмірі, необхідному для задоволення потреб внутрішнього ринку. Першочерговим завданням є нарощування потужностей вторинної і третинної переробки найбільш великими та сучасними заводами для збільшення виходу світлих нафтопродуктів до 80-85%. У довгостроковій перспективі варто здійснювати поступовий перехід на більш високі стандарти якості палива, виробленого в Україні, для відповідності європейським стандартам. Сукупні інвестиції в модернізацію найбільш і найсучасніших заводів складуть 29-44 млрд. гривень.

У зв'язку із прогнозованим зростанням попиту на нафтопродукти, можливою зміною кон'юнктури і митних режимів на зовнішніх ринках у майбутньому та наявністю природної частки локального ринку можна розраховувати на збільшення завантаження українських НПЗ до 2020 р. Це підвищить конкурентоспроможність заводів і економічну доцільність інвестицій у переробку. При цьому, для забезпечення конкурентоспроможності українських НПЗ до 2020 р., активна модернізація потужностей повинна початися найближчим часом, для чого державі потрібно розробити спеціальну програму підтримки виробництва та забезпечення модернізації нафтопереробних потужностей на найбільш конкурентоспроможних підприємствах без використання методів прямого фінансового стимулювання, із наданням підтримки під конкретні проекти (більш докладно викладено у секції, присвяченій регулюванню галузі).

При досягненні конкурентного технологічного рівня українськими нафтопереробними заводами до 2020 р. і можливої зміни митних режимів на зовнішніх ринках, очікуваний обсяг первинної переробки нафти при реалізації базового сценарію розвитку внутрішнього попиту може скласти 11,7 млн. т при цільовій частці виходу світлих нафтопродуктів 80%. У 2030 р. ці показники складуть, відповідно, 14,4 млн. т і 85%.

Обсяги первинної переробки і вихід світлих нафтопродуктів у різних сценаріях розвитку нафтопереробної галузі



6.7. Видобуток нафти й газового конденсату

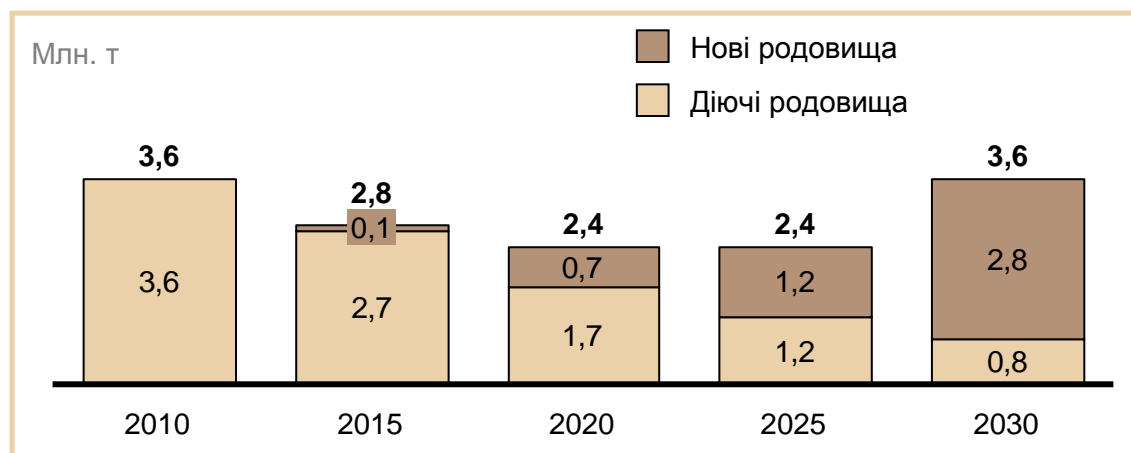
6.7.1. Прогноз видобутку нафти і газового конденсату з традиційних родовищ

У 2010 р. видобуток нафти та газового конденсату в Україні склав 3,6 млн. т. При цьому в цей час більше 80% всього видобутку в Україні забезпечують 15 родовищ, дебет яких перебуває на спаді, а рівень виснаженості становить близько 60%. Видобуток здійснюється у трьох основних районах: Східному, Західному й Азовсько-Південному.

В останні роки видобуток нафти в Україні поступово знижувався. У 2006 р. власний видобуток нафти й газового конденсату становив 4,5 млн. т. До 2010 р. він впав до 3,6 млн. т, з яких 3 млн. т припадало на Східний район і близько 0,5 млн. т – на Західний. В Азовсько-Південному районі видобуток становив усього близько 90 тис. т рідких вуглеводнів на рік.

Один із ключових чинників, який пояснює зниження видобутку, – виснаження великих родовищ за відсутності розвідки нових запасів, а також низький коефіцієнт видобування нафти, який не перевищує в середньому, 30%. Через недостатній рівень інвестицій у геологорозвідувальні роботи останніми роками, у майбутньому очікується спад видобутку з наявних родовищ до рівня 1,7 млн. т до 2020 р. Середнє виробництво складе 68-70% від рівня запасів, які видобуваються. При цьому до 2020 р. буде введено в роботу лише біля десяти нових родовищ, сумарний обсяг видобутку з яких складе не більше 0,7 млн. т. З них 500 тис. т припадатиме на Суботинське шельфове родовище, яке стане найбільшим діючим в Україні. Основним пріоритетом держави в регулюванні видобутку рідких вуглеводнів на наступні роки має стати стимулювання збільшення обсягу проведених геологорозвідувальних і бурових робіт, в тому числі із залученням іноземних інвестицій

Прогноз видобутку нафти в Україні



За умови істотного збільшення інвестицій у геологорозвідувальні та бурові роботи найближчими роками можна почати активне розроблення родовищ із відносно невеликим обсягом доведених ресурсів. Необхідний обсяг інвестицій для проведення геологорозвідувальних і бурових робіт на нових родовищах може скласти 30-40 млрд. грн. Із загального обсягу інвестицій близько 80% піде на буріння свердловин і розвиток необхідної інфраструктури, а решта 20% будуть витрачені на геологорозвідувальні роботи.

Додатковий потенціал збільшення видобутку нафти також існує при успішному проведенні геологорозвідувальних робіт на великих глибинах залягання ресурсів (більше 4000 м) і в транзитних прибережних зонах, де наразі розвідувальні роботи не ведуться.

Здійснення зазначених заходів дозволить до 2030 року домогтися введення в експлуатацію близько 100 дрібніших родовищ із сумарним видобутком близько 2,8 млн. т на рік і дасть можливість повернути видобуток на колишній рівень у 3,6 млн. т до 2030 р. При цьому, залежно від успішності проведення заходів, активності введення нових родовищ і застосування заходів інтенсифікації, рівень видобутку із традиційних родовищ до 2030 р. може коливатися в районі 2,7-4,5 млн. т.

При цьому собівартість видобутку рідких вуглеводнів зросте з 80-96 грн. (10-12 дол. США) за барель у 2010 р. до приблизно 200-216 і 240-256 грн. (25-27 і 30-32 дол. США) за барель у 2020 і 2030 р. за рахунок таких основних чинників:

- Збільшення питомих капітальних витрат на видобуток нафти з нових дрібних родовищ;
- Збільшення операційних витрат на інтенсифікацію родовищ із низьким поточним дебетом.

6.7.2. Прогноз видобутку нафти й газового конденсату з глибоководного шельфу

Стратегічно важливий напрямок розвитку нафтовидобутку в Україні – розвідка й видобуток на глибоководному шельфі. Наразі ресурси Чорного моря ще слабо вивчені, але, за первинними оцінками, чорноморські запаси нафти можуть скласти близько 1 млрд. т.

Світовий досвід в освоєнні нових глибоководних районів показує: якщо до 2015 р. забезпечити необхідний обсяг інвестицій у геологорозвідку, то вже до 2020-22 рр. Україна зможе почати глибоководний видобуток у промислових масштабах. З

урахуванням можливих темпів проведення бурових робіт і очікуваної ймовірності виявлення запасів нафти, видобуток почнеться в 2020-22 рр. із мінімального рівня 0,1 млн. т, до 2025 р. річний рівень видобутку може скласти 0,9-1 млн. т, а до 2030 р. Україна зможе видобувати 3,5 млн. т нафти й газового конденсату щорічно.

Інвестиції у проведення всіх робіт для підготовки й початку промислового видобутку (у геологорозвідувальні роботи, на створення інфраструктури й видобуток) можуть скласти 55-60 млрд. грн. Ці інвестиції будуть спрямовані як на забезпечення видобутку в зазначених обсягах, так і на продовження активного розвитку глибоководного шельфу після 2030 року.

Середньозважена собівартість видобутку нафти на глибоководному шельфі може варіюватися від 120 до 320 грн. (від 15 до 40 дол. США) за барель залежно від умов видобутку й характеристик родовища, у середньому становлячи близько 160-200 грн. (20-25 дол. США) за барель.

Для досягнення цілей, поставлених у Стратегії, дії держави повинні бути спрямовані на залучення як необхідних інвестицій для освоєння шельфу Чорного моря, так і компаній, які мають сучасні технології видобутку й досвід подібних проектів, а також збільшення обсягу геологорозвідувальних робіт та інтенсифікації видобутку на виснажених родовищах (більш докладно викладено в секції, присвяченій регулюванню галузі).

6.8. Нафтотранспортна система

6.8.1. Поточний стан нафтотранспортної системи

Нафтотранспортна система України (НТС) є важливим сполучним елементом українського нафтогазового комплексу, який забезпечує транспортування нафти на українські нафтопереробні заводи і транзитні поставки до країн Східної та Центральної Європи. Система магістральних нафтопроводів (МН) включає в себе 19 нафтопроводів діаметром до 1220 мм включно загальною довжиною понад 4,767 тис. км в одну нитку, 51 нафтоперекачувальну станцію (НПС) і Морський нафтовий термінал (МНТ) «Південний», резервуарні парки загальною ємністю 1083 тис. м³, системи електропостачання, захисту від корозії, телемеханіки, технологічного зв'язку, протипожежні та протиерозійні споруди. Всі МН знаходяться в технічно справному стані і забезпечують безпечне та надійне транспортування нафти споживачам.

Пропускна здатність системи МН: на вході -114 млн.т/рік, на виході - 56,3 млн.т/рік. Технічні можливості системи МН дозволяють у повному обсязі забезпечити транзит нафти до європейських споживачів та потреби українських нафтопереробних заводів, виходячи з їх максимального проектного завантаження.

Переважна кількість нафтопроводів (59%) існуючої системи знаходиться в експлуатації від 20 до 45 років в залежності від терміну вводу в дію її складових.

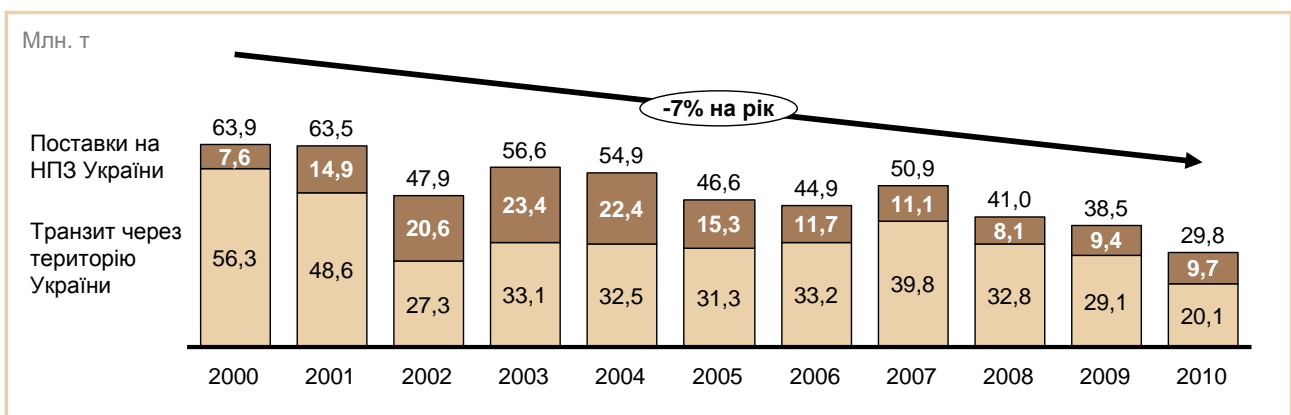
На час проектування та будівництва об'єктів нафтопроводів технічне оснащення лінійної частини нафтопроводів, нафтоперекачувальних станцій та резервуарних парків відповідало тогочасним нормативним вимогам і технічному рівню, однак протягом терміну експлуатації значна частина обладнання вичерпала свій ресурс і неодноразово підлягала поточному та капітальному ремонту. Важливим завданням у цьому зв'язку є заміна або модернізація морально застарілих елементів обладнання, передбачення необхідних додаткових експлуатаційних витрат на утримання.

Схема НТС України



Потужності НТС на сьогодні є значно недовикористаними, при цьому завантаження системи протягом останніх років знижується. Так, у 2005 р. обсяг транспортування нафти склав 46,6 млн. т, у тому числі 31,3 млн. т - транзит, 15,3 млн. т - поставки на українські нафтопереробні заводи. В 2010 р. обсяг транспортування нафти склав 29,8 млн. т, у тому числі 20,1 млн. т - транзит, 9,8 млн. т - поставки на українські нафтопереробні заводи, завантаження яких останніми роками також скорочується.

Обсяги транспортування нафти по території України



З урахуванням специфіки структури поставок нафти через НТС України (традиційно найбільшу частку поставок займає російська нафта) можна виділити чотири основні причини скорочення обсягів транспортування і транзиту нафти:

- Низький рівень завантаженості нафтопереробних підприємств України;
- Припинення поставок російської нафти на окремі НПЗ України через конфлікти із правами власності;

- Стимулювання експорту нафтопродуктів у Росії шляхом поетапного збільшення частки нафтопродуктів у структурі загального експорту поряд з нафтовою сировиною;
- Розширення Росією власної транспортної інфраструктури для експорту нафти і нафтопродуктів на зовнішні ринки в обхід країн-транзитерів.

6.8.2. Прогноз обсягів транспортування нафти

Динаміка обсягів транспортування нафти через НТС України в майбутньому залежатиме від зміни споживання нафти нафтопереробними заводами України і від зміни обсягу транзиту.

Обсяг споживання нафти усередині України залежатиме від відновлення завантаження НПЗ і проведення своєчасної модернізації заводів (більш докладна інформація міститься у главі «Розвиток нафтопереробної галузі»). Залежно від реалізації цих чинників, обсяги транспортування нафти через НТС для внутрішнього споживання можуть скласти близько 14 млн. т на рік у базовому сценарії розвитку (16,4 млн. т на рік - оптимістичний сценарій), у той час, як у песимістичному сценарії цей обсяг не перевищуватиме 3 млн. т на рік. При цьому потреба в сирій нафті повинна формуватися підприємствами залежно від економічної доцільності.

Обсяг транзитних поставок через територію України залежатиме від зміни обсягів транспортування російської нафти, а також від наявності альтернативних джерел поставок нафти до Європи.

Враховуючи реалізацію Російською Федерацією до 2015 р. запланованого приросту власних нафтотранспортних потужностей (розширення Балтійської трубопровідної системи і системи Східний Сибір -Тихий океан, розвиток нафтових терміналів у морських портах Приморськ, Усть-Луга, Новоросійськ, Туапсе та ін.), потреба у транзитних послугах української НТС залежатиме від обсягів споживання російської сировини нафтопереробними заводами країн південної частини Східної Європи (переважно Угорщини, Словаччини та Чехії) і складатиме 17 млн. т на рік (консервативна оцінка для обсягів транспортування в даному напрямку згідно з песимістичним сценарієм становить 12-14 млн. т на рік —у разі повної або часткової переорієнтації НПЗ Чехії на забезпечення постачань нафти з італійського порту Трієст через Трансальпійську систему нафтопроводів та нафтопроводом Інгольштадт-Кралупи-Литвинов). Також важливим фактором завантаження українських транзитних потужностей буде попит європейських споживачів на легку нафту з Каспійського регіону, яка відвантажується через чорноморські порти та може транспортуватися до європейських НПЗ з використанням існуючих потужностей НТС України в обсягах до 11 млн. т на рік.

У поточних умовах з використанням існуючої інфраструктури обсяги транзиту нафти через територію України згідно з песимістичним сценарієм складатимуть 12-14 млн. тонн на рік, базового сценарію — 17-22 млн. т на рік. Оптимістичний сценарій передбачає транзит нафти територією України обсягом 26-30 млн. тонн нафти на рік.

Реалізація проекту Євро-Азіатського нафтотранспортного коридору дозволить поетапно залучити додаткові обсяги транзиту нафти територією України в обсягах від 5 млн. т на рік (на першому етапі з використанням існуючої інфраструктури) до 20-30 млн. т на рік (на наступних етапах, що передбачають будівництво нової та розширення існуючої інфраструктури в рамках проекту).

У цьому контексті, важливим напрямком нарощування обсягів транспортування нафти територією України є реалізація проектів з диверсифікації джерел та маршрутів постачання нафти на українські НПЗ, а також її транзиту територією України.

З урахуванням географічного розташування України найбільш доцільним з економічної точки зору альтернативним джерелом поставок нафти є Каспійський регіон. Привабливість транспортування каспійської нафти, яка поставляється в акваторію Чорного моря, пояснюється декількома причинами:

- З огляду на зниження обсягів видобутку легкої нафти у Північному морі внаслідок виснаження родовищ, прогнозується часткове покриття її дефіциту нафтовою сировиною з Каспійського регіону;
- Більш висока привабливість для споживачів через високі якісні показники нафти;
- Прогнозоване збільшення пропускної можливості експортної інфраструктури регіону і плановане збільшення експорту нафти з Азербайджану, Казахстану й Туркменістану (з 118 млн. т у 2010 р. до 155-180 млн. т у 2020 р.);
- Обмежена пропускна можливість проходу суден через протоки Босфор і Дарданели, що створює необхідність пошуку альтернативних шляхів поставок.

У зв'язку з цим перспективною видається можливість розвитку транзитного потенціалу України як міжнародного коридору для каспійських вуглеводнів у напрямку європейських споживачів та до НПЗ України. Основним напрямком у цьому контексті є реалізація проекту Євро-Азіатського нафтотранспортного коридору (ЄАНТК) на базі вже діючої нафтопровідної системи «Одеса-Броди» і МНТ «Південний». Реалізація проекту ЄАНТК планується в кілька етапів. Перший етап може бути реалізований без істотних додаткових інвестицій і передбачає можливість транспортування 4-8 млн. т каспійської нафти на рік із використанням наявних нафтопроводів «Одеса-Броди» і «Дружба» у напрямку Словаччини, Чехії й Угорщини і, після будівництва нафтопроводу «Братислава - Швехат», до австрійського НПЗ у м. Швехат.

Наступними етапами розвитку проекту ЄАНТК передбачається будівництво нафтопроводу «Броди-Плоцьк», який з'єднає нафтотранспортні системи України та Республіки Польща, а також розширення нафтотранспортної інфраструктури в рамках проекту. Транспортування каспійської нафти даним нафтопроводом здійснюватиметься на НПЗ Польщі та Північної Німеччини, а також для її відвантаження через польський порт Гданськ, що дозволить додатково збільшити завантаження нафтотранзитних потужностей України загальним обсягом від 10 до 30 млн. тонн на рік.

Важливим напрямком для нарощування обсягів транзиту каспійської нафти територією України є розвиток співробітництва з використання української та білоруської нафтотранспортних систем для постачання легких сортів нафти на білоруські НПЗ і в перспективі до третіх країн, в т. ч. - країн Балтії.

Одним із пріоритетних завдань в контексті забезпечення економічної привабливості українських нафтотранспортних маршрутів для вантажовідправників та споживачів нафтового ресурсу є впровадження конкурентоспроможних тарифів та ставок портових зборів при постачанні нафти на українські НПЗ та її транзиту територією України.

Стратегічними напрямками діяльності в рамках розвитку нафтотранспортного потенціалу держави є поглиблення співпраці в цій сфері з :

- Європейським Союзом, в тому числі щодо підтримки інфраструктурних проектів в енергетичній сфері в рамках відповідних механізмів та програм СС, а також європейських регіональних ініціатив;
- Міжнародними фінансовими організаціями щодо залучення ресурсів на міжнародних ринках капіталу для інвестицій у розвиток національного нафтотранспортного потенціалу;
- З існуючими та потенційними учасниками проекту ЄАНТК, а також іншими зацікавленими сторонами щодо розширення та інституалізації міждержавної взаємодії в рамках проекту ЄАНТК на дво- та багатосторонньому рівні на основі відповідних міжурядових угод, розгортання співпраці на рівні компаній.

6.8.3. Основні напрямки подальшого розвитку сектору

Найважливішими напрямками подальшого розвитку НТС України повинні бути:

- Збільшення довгострокової вигоди для економіки України за рахунок пошуку й реалізації механізмів збільшення обсягів транспортування нафти;
- Забезпечення надійності постачання нафти внутрішнім і зовнішнім споживачам з мінімальними витратами за рахунок:
 - Підтримки функціонування системи нафтопроводів шляхом виконання робіт з діагностики та ремонту для забезпечення надійної і безпечної експлуатації;
 - Проведення модернізації НТС, в т.ч. і з впровадженням послідовного транспортування різних сортів нафти;
 - Впровадження енергозберігаючих технологій для зниження експлуатаційних витрат.
- Підвищення енергетичної безпеки України за рахунок пошуку можливостей диверсифікації поставок нафти для внутрішнього споживання. Водночас рішення про поставки повинні прийматися підприємствами на підставі економічної доцільності.

Орієнтовна вартість заходів з утримання, модернізації та розвитку НТС України до 2030 р. може скласти до 5-7 млрд. грн.

6.9. Пріоритетні напрямки державного регулювання нафтогазової галузі

6.9.1. Газотранспортна система

Цілями функціонування та розвитку ГТС України є:

- Максимізація довгострокової вигоди для економіки України;
- Забезпечення надійності постачання газу внутрішнім і зовнішнім споживачам із мінімальними витратами;
- Забезпечення можливості диверсифікації поставок імпортного газу.

Для досягнення зазначених цілей державі необхідно обрати модель управління ГТС, яка призведе до максимізації обсягів транзиту в довгостроковій перспективі. Одним

із можливих рішень може бути створення консорціуму за участі стратегічних інвесторів і збереження контролю з боку держави.

Незалежно від вибору моделі управління ГТС, подальше управління ГТС має включати реалізацію таких завдань:

- Виділення газотранспортної системи (магістральних газопроводів, підземних сховищ газу та інших пов'язаних об'єктів) у самостійний суб'єкт господарювання з незалежним управлінням;
- Збереження участі держави у власності й управлінні ГТС з метою контролю над стратегічно важливим для розвитку економіки й забезпечення потреб населення об'єктом;
- Забезпечення можливості рівного доступу наявних і потенційних постачальників і споживачів до газотранспортної інфраструктури шляхом розроблення і затвердження методології визначення вільних потужностей, принципів і процедур приєднання та транспортування газу, і здійснення контролю над її дотриманням;
- Виключення можливості цінової диференціації завдяки єдиній системі тарифоутворення на послуги транспортування і зберігання газу.

6.9.2. Видобуток газу й нафти

Цілями держави у подальшому розвитку сектору видобутку нафти та газу є:

- Підвищення енергетичної незалежності України за рахунок збільшення обсягів видобутку газу та нафти;
- Збільшення доходів бюджету України;
- Забезпечення екологічної безпеки видобутку;
- Підвищення зайнятості населення шляхом створення нових робочих місць у секторі;
- Розвиток навичок нетрадиційного видобутку нафти й газу національними компаніями.

Наведені далі завдання є ключовими в досягненні поставлених державою цілей у секторі видобутку вуглеводнів:

1. Створення прозорих і стабільних умов розвідки й видобутку вуглеводнів

Для реалізації цього завдання необхідно:

- Виконати до кінця 2012 року всі показники приєднання до ЄІПІ у статусі країни-кандидата, в т.ч. створити Багатосторонню групу зацікавлених осіб з представників державної влади, бізнесу та громадськості, в її рамках розробити, узгодити і затвердити державний Робочий план реалізації ЄІПІ;
- Забезпечити належне виконання державного Робочого плану реалізації ЄІПІ, зокрема публікації першого Звіту за стандартами ЄІПІ в межах 18-місячного терміну з моменту приєднання, але не пізніше липня 2013 року, для набуття статусу країни-послідовника ЄІПІ;
- Розробити й постійно оновлювати довгострокову програму освоєння природних ресурсів України, активізувати розвідку нових родовищ і дорозвідку старих зусиллями державних компаній, збільшити обсяг видачі спеціальних дозволів і

укладення угод про розподіл продукції (далі – УРП) до кількості, необхідної для досягнення цільових обсягів видобутку;

- Знизити ризики використання родовищ і спростити процес видачі ліцензій²⁵ та укладення УРП:
 - Розробити і впровадити механізм надання рівного спрощеного доступу до геологічної інформації з родовищ, які виставляються на конкурс, для всіх учасників (включаючи можливість експорту цієї інформації для іноземних інвесторів при суворому дотриманні конфіденційності) на строк і в обсязі, достатньому для формування рішення про участь у конкурсі;
 - Забезпечити рівні права на одержання спеціальних дозволів для державних і приватних компаній;
 - Забезпечити умови для рівного доступу та конкуренції при проведенні аукціонів на видачу спеціальних дозволів, зокрема, за допомогою забезпечення виконання вимог з обов'язкової попередньої відкритої публікації умов і забезпечення обов'язкової публікації заявок, що надійшли;
 - Передбачити термін, відведений для подачі пакету документів, необхідного для участі в аукціоні на одержання спеціального дозволу, не менше ніж у 30 днів, і для участі в аукціоні на одержання УРП - не менше ніж у 60 днів;
 - Привести у відповідність початкову (стартову) ціну спеціального дозволу до майбутніх умов видобутку й рівня ризику, пов'язаного з родовищем, установивши прозорі правила оцінки залежно від вартості запасів і ресурсів вуглеводню, та з урахуванням особливостей структури покладів нетрадиційних колекторів;
 - Передбачити можливість визначення переможця аукціону як учасника, який запропонував найбільш раціональні умови використання природних ресурсів, найефективніші технологічні рішення ведення робіт, оптимальніші заходи з охорони довкілля, найбільш привабливі умови інвестування, достатні фінансову забезпеченість та міжнародний досвід, а не тільки найбільшу ціну за спеціальні дозволи;
 - Збільшити максимальний сумарний термін дії спеціальних дозволів (із урахуванням усіх можливих подовжень) до 40 років, відповідно до очікуваної тривалості періоду експлуатації родовищ;
 - Надавати переважне право на спеціальний дозвіл на видобуток за компанією, яка здійснила успішне геологічне вивчення (в тому числі дослідно-промислому розробку);
 - Інтенсифікувати виставлення на аукціон спеціальних дозволів на геологічне вивчення, дослідно-промислове розроблення і подальший видобуток нафти та газу («наскрізні ліцензії»);
 - Усунути можливості необґрунтованого зупинення дії або анулювання спеціальних дозволів шляхом встановлення на рівні закону закритого обмеженого переліку причин зупинення дії спеціальних дозволів, через які виникають юридична або технічна неможливість продовження експлуатації родовища власником спеціального дозволу;

²⁵ Під ліцензією у цьому розділі документа маються на увазі спеціальні дозволи на геологічну розвідку і видобуток корисних копалин

– Зняття заборони на відчуження права на використання надр шляхом заміни інституту спеціальних дозволів на договори використання надр, право на які може бути передане або заставлене (у т.ч. як внесок у спільну діяльність чи спільне підприємництво). Залучений кредит під заставу права на використання надр має бути використаний винятково для цілей надрокористування, а відчуження такого права має бути обов'язково погоджене державою.

■ Підвищити захищеність прав інвесторів в області земельних правовідносин:

- Розробити і впровадити систему врегулювання питань виділення необхідних для проведення розвідувальних або видобувних робіт земельних ділянок (а також зміни їх цільового призначення) зусиллями державних органів у рамках підготовки конкурсної пропозиції;
- Забезпечити відповідність між термінами дії спеціальних дозволів і термінами виділення земельних ділянок із можливістю продовження останніх у разі продовження спеціальних дозволів;
- Розробити закритий обмежений перелік причин, які ведуть до можливості розірвання договору оренди землі, і гарантувати компенсацію збитків власникові спеціального дозволу у разі розірвання договору оренди землі з ініціативи власника землі з причини, не зазначеної у такому закритому переліку;
- Виставляти на аукціон земельні ділянки площею, достатньою для проведення повноцінної розвідки та розроблення родовищ, у тому числі, підвищивши максимальний розмір ділянки на суходолі та шельфі до 1000 кв. м. та 2000 кв. м. відповідно;
- Спростити процедуру збільшення площі спецдозволів на геологічне вивчення у випадку, коли за межами наявної площі спецдозволів було одержано приріст запасів вуглеводнів промислових категорій.

2. Стимулювання видобутку нетрадиційних вуглеводнів і видобутку у складних умовах

Для реалізації цього завдання державі необхідно:

- Для родовищ, розвідка й розробка яких почнеться після 2012 року - впровадити диференційовану систему ресурсних платежів, які залежать від собівартості видобутку кожного певного виду вуглеводнів, спрямовану на стимулювання збільшення обсягів видобутку з нетрадиційних родовищ і видобутку у складних умовах з терміном окупності інвестицій більше десяти років (надалі - «складний видобуток»);
- Розглянути можливість заходів непрямої підтримки (у тому числі введення більш сприятливого податкового режиму) розвідки, буріння, видобутку, машинобудування для потреб нафто та газовидобування, за умови підтримки балансу інтересів формування державного бюджету та економічного розвитку на середньо та довгострокову перспективу;
- Розробити комплекс заходів із додаткової підтримки складного видобутку, включаючи:
 - Участь держави у фінансуванні будівництва найбільш важливих об'єктів загальної інфраструктури, необхідних для здійснення видобутку на декількох родовищах;

– Державну підтримку підготовки необхідних професіоналів і ресурсно-технічного забезпечення галузі;

- Протягом року після затвердження Стратегії розробити спеціалізовану програму стимулювання інвестицій і збільшення обсягів складного видобутку шляхом використання диференційованого оподаткування й інших заходів державної підтримки.

3. Забезпечення екологічної безпеки видобутку

У рамках розв'язання цього завдання держава повинна забезпечувати розвиток видобутку без завдання необоротної шкоди навколишньому середовищу й ризику для здоров'я населення завдяки розробленню і використанню прозорих і стабільних норм екологічного законодавства.

6.9.3. Реалізація та розподіл газу

Основними цілями подальшого розвитку сектору реалізації та розподілу газу є:

- Забезпечення безперебійної та надійної поставки природного газу споживачам із мінімальними витратами для економіки України;
- Підвищення ефективності транспортування й використання природного газу;
- Підвищення якості управління й ефективності роботи компаній сектору;

Ключовими завданнями держави в рамках досягнення зазначених цілей є:

1. Перехід на єдині принципи ціноутворення й усунення істотного державного субсидування окремих груп споживачів

Одним із основних завдань держави в середньостроковій перспективі є перехід на єдині для всіх груп споживачів принципи ціноутворення на природний газ із метою зниження витрат держави і створення стимулів для економії газу.

З урахуванням виникаючої в процесі такого переходу необхідності збільшення цін для населення і ТКЕ, вирівнювання має відбуватися поступово відповідно до зростання реального розташовуваного доходу населення України, і повністю завершиться до 2020-2022 років.

Після завершення програми переходу на єдині принципи ціноутворення, ціни для всіх груп споживачів (включаючи населення й ТКЕ) повинні визначатися на підставі ціни закупівлі газу з різних джерел на вільному оптовому ринку, витрат на подальше транспортування до споживача, необхідних видатків на модернізацію інфраструктури, а також необхідної прибутковості учасників ринку.

Для виконання цього завдання державі протягом року після затвердження Стратегії необхідно розробити програму планомірного вирівнювання оптових цін і переходу на єдині принципи ціноутворення на газ до 2020-2022 років. При цьому питання ціноутворення на природний газ повинно враховувати як необхідність стимулювання інвестицій у видобування, так і передбачати компенсаційні механізми для соціально незахищених категорій споживачів.

2. Поступова лібералізація ринків природного газу при збереженні державного контролю над надійністю поставок

Лібералізація ринку природного газу повинна проходити у два послідовних етапи:

Етап 1 – збереження державного регулювання оптових цін на час переходу до єдиних принципів ціноутворення. У рамках цього етапу необхідно:

- Зберегти можливість укладання прямих договорів на реалізацію газу між приватними видобувними компаніями і оптовими покупцями з вільним ціноутворенням;
- Зберегти систему державного забезпечення поставок газу в сегменті ринку з регульованим ціноутворенням шляхом:
 - Закупівлі імпортного газу, газу державних компаній, а також одержання газу в рамках УРП на умовах, визначених органом державного регулювання в енергетиці;
 - Продажу газу газопостачальним підприємствам для забезпечення населення й ТКЕ за регульованими цінами з урахуванням цільового рівня субсидування. При цьому збутові компанії повинні обслуговувати споживачів на конкурентних засадах із збереженням інституту гарантованих постачальників й інших регуляторних механізмів.
- Лібералізувати ринок роздрібних продажів газу:
 - Здійснити юридичне і функціональне відокремлення діяльності з розподілу від постачання газу;
 - Провести приватизацію окремих газопостачальних/газорозподільних підприємств;
 - Створити конкурентний роздрібний ринок збуту газу, забезпечивши можливість вибору населенням газопостачальних підприємств, а газопостачальним підприємствам - можливість роботи зі споживачами (включаючи населення) у всіх регіонах України;
 - Здійснити приватизацію або передачу в довгострокову оренду розподільних мереж компаніям, які не беруть участь у постачанні газу, після початку реального функціонування норм законодавства із забезпечення рівного доступу до інфраструктури розподілу газу;
- Здійснювати поставки газу з альтернативних імпортних джерел авторизованими державою компаніями;
- Забезпечити подальше впровадження прозорого доступу до Єдиної газотранспортної системи України, для чого розробити та затвердити єдину методику визначення вільної пропускної потужності газотранспортних та газорозподільних мереж.

Етап 2 – перехід до продажу газу на вільному оптовому ринку. Реалізація цього етапу можлива тільки після вирівнювання оптових цін і переходу на єдині принципи ціноутворення для різних груп споживачів. У рамках цього етапу державі потрібно:

- Створити вільний конкурентний оптовий ринок газу з вільним доступом для покупців і продавців, можливістю вільної торгівлі з укладанням прямих договорів; здійснити повний перехід на закупівлю газу всіма категоріями

покупців (включаючи газопостачальні підприємства) на такому вільному оптовому ринку;

- Забезпечити високий рівень диверсифікації імпорту, знизивши максимальну частку поставок імпортного газу з одного джерела до 2020 року до 35% загального споживання газу;
- У виняткових випадках, коли окремі постачальники імпортного газу мають значний неконкурентний вплив на ринок завдяки своїй домінуючій ринковій позиції, держава має право застосовувати методи регулювання, спрямовані за захист внутрішніх споживачів України. У тому числі, держава має право визначити державну компанію-імпортера для здійснення закупівель газу у зазначених постачальників.

3. Підвищення ефективності споживання газу

Для досягнення поставлених цілей скорочення питомого споживання газу в Україні на 40% до 2030 р. державі необхідно розробити й реалізувати комплексну програму заходів, основними елементами якої є:

- Забезпечення повного персоніфікованого обліку обсягів споживання газу і тепла (за допомогою установки індивідуальних вимірювальних систем – «лічильників»), а також законодавчої можливості застосування заходів стягнення заборгованості;
- Просування альтернативних джерел виробництва тепла, таких як органічні пелети, вугілля, дрова та ін., для індивідуальних споживачів (включаючи підтримку виробництва, розвиток методів їх доставки в сільській місцевості, а також підвищення доступності спеціальних котлів) для заміщення подальшої газифікації населення;
- Підтримка розвитку та просування використання механізмів інституту ОСББ (об'єднання співвласників багатоквартирних будинків) як інструмента для реалізації колективних заходів енергоефективності багатоквартирних будинків та забезпечення його доступом до різних джерел фінансування;
- Державна підтримка розвитку ринку надання послуг з підвищення енергоефективності будинків (включаючи житлові будинки), систем виробництва та розподілу тепла, а також допомога в залученні фінансування (включаючи державне) проектів із підвищення енергоефективності для фізичних та юридичних осіб (включаючи ОСББ);
- Удосконалювання системи субсидування населення шляхом доповнення системи стимулами економії та підвищення ефективності використання газу.

Зазначена комплексна державна програма заходів щодо підвищення ефективності споживання газу повинна бути розроблена й затверджена до кінця 2013 року.

6.9.4. Ринок нафтопродуктів

Цілями держави в регулюванні ринку нафтопродуктів є:

- Надійне забезпечення споживачів якісними нафтопродуктами за доступними ринковими цінами у довгостроковій перспективі;
- Збільшення енергетичної безпеки за рахунок зниження залежності від традиційних видів палива;
- Зниження шкідливого впливу на навколишнє середовище.

Основними завданнями держави в регулюванні ринку нафтопродуктів є:

1. Підтримка й розвиток конкуренції, як на оптовому, так і роздрібному ринках нафтопродуктів

Для реалізації поставленого завдання потрібно:

- Забезпечити рівні умови участі на оптовому й роздрібному ринках для всіх потенційних покупців і виключити надання дискримінуючих преференцій для окремих учасників ринку;
- Забезпечити конкурентне середовище та не допустити випадків його обмеження на ринку нафтопродуктів, у тому числі шляхом:
 - Вимоги від учасників оптового ринку щодня привселюдно повідомляти прейскуранти, за якими кожний із покупців може придбати продукцію;
 - Обмеження максимальної частки АЗС, яка може перебувати під контролем одного учасника на регіональному ринку.
- Сприяти підвищенню прозорості та ліквідності ринку за допомогою систем моніторингу ринку, у тому числі використовуючи такі механізми:
 - Вимога регулярного надання звітності органу державного регулювання для наступного відкритого публікування інформації про ринкову ситуацію в агрегованому й усередненому вигляді:
 - Для нафтопереробних заводів та інших учасників оптового ринку - ціни й обсяги оптових угод, а також запаси нафтопродуктів, обсяги фактичного та планованого виробництва і графік ремонтів, які зупиняють виробництво;
 - Для учасників роздрібного ринку - ціни й обсяги закупівель.
 - Підвищення якості та гармонізація звітності про ринок нафтопродуктів, наданої як учасниками ринку, так і державними органами.
- Забезпечити відповідність нафтопродуктів заявленій якості палива шляхом розроблення і постійного використання на всіх етапах механізмів суворого контролю над якістю палива, реалізованого через роздрібну мережу АЗС; з одночасним значним підвищенням відповідальності за порушення належного рівня якості;
- Знизити ризик дефіциту палива і можливість істотних спекулятивних коливань цін у результаті різких змін на ринку поставок нафтопродуктів за допомогою введення вимог із обов'язкового резервування запасів палива основними виробниками та дистриб'юторами, а також розроблення й ухвалення методики використання запасу резервів.

2. Стимулювання ефективної витрати палива та розширення використання альтернативних видів палива

Реалізації поставленого завдання має сприяти низка державних ініціатив, спрямованих на підтримку:

- Використання більш економічних й екологічних видів транспорту, включаючи транспорт із гібридними двигунами, за допомогою застосування диференційованого оподаткування й інших фіскальних заходів;

- Споживання альтернативних, більш економічно ефективних видів палива великими однорідними групами споживачів, такими як громадський транспорт (переведення на метан), державний і таксомоторний парк (збільшення використання пропан-бутану), сільськогосподарська техніка та інші. Для цього необхідно розробити спеціальні цільові програми, які можуть містити в собі такі заходи стимулювання як диференціація оподаткування та державна підтримка в переустаткуванні парку і створенні інфраструктури збуту.

3. Стимулювання використання рідких біопалив

Для виконання цього завдання державі необхідно здійснювати стимулювання використання біопалив по всьому ланцюжку виробництва і продажів. Для цього потрібне сприяння активному поширенню тих видів біопалива, виробництво яких перебуває близько до рівня економічної самоооплатності і які в майбутньому зможуть самостійно розвиватися без підтримки держави, за допомогою заходів, спрямованих на формування і збільшення попиту та розвиток виробництва біопалив:

- Формування і збільшення попиту на біопаливо:
 - Диференціація акцизів на біопаливо і традиційні нафтопродукти (у тому числі відповідно до впливу на екологію);
 - Установлення норм із обов'язкової частки вмісту біопалив у бензині/дизелі для досягнення обсягів, зазначених у Стратегії й відповідно до вимог європейського співтовариства. Реалізація цього заходу повинна бути поступовою: планомірне збільшення обов'язкової частки продажу біопалив протягом декількох років, а також поширення застосування нормативів, починаючи з найбільших міст;
 - Створення економічних стимулів для споживачів до переустаткування або придбання транспортних засобів, які споживають суміші з більш високим вмістом біопалива;
 - Забезпечення на всіх етапах суворого контролю якості виробленого та реалізованого через роздрібну мережу АЗС біопалива.
- Розвиток виробництва біопалив усередині країни. При недостатній самостійній економічній окупності на початкових стадіях розглянути можливість застосування стимулюючої системи оподаткування, за умови підтримки балансу інтересів формування державного бюджету та економічного розвитку на середньо та довгострокову перспективу.

Обраний комплекс заходів повинен бути включений до комплексної програми розвитку біопалив²⁶ на території України, яку необхідно розробити протягом шести місяців після затвердження Стратегії.

4. Здійснення планомірного переходу на більш високі стандарти якості палива

Для реалізації поставленого завдання потрібно:

- Протягом трьох років після ухвалення Стратегії - припинити реалізацію нафтопродуктів якості нижче Євро-4 на території України, включаючи:
 - З 01.01.2016 - усіх марок бензину, а також дизельного палива для сектора транспорту. Для інших галузей і груп споживачів дизельного палива

²⁶ Першочергову увагу має бути приділено розвитку біоетанолу, оскільки цей вид біопалива у теперішніх ринкових умовах знаходиться ближче за всіх до самостійної економічної окупності.

необхідно розробити окремий, більш повільний план переходу на паливо підвищеної якості для забезпечення можливості підготовки до змін.

– До 2020 р. - здійснити перехід на стандарт Євро-5.

Для недопущення істотного зниження конкурентоспроможності українських підприємств, точні строки підвищення вимог до якості палива вище Євро-4 повинні враховувати плановані темпи модернізації вітчизняних заводів.

6.9.5. Нафтопереробна галузь

Цілями держави в регулюванні нафтопереробної галузі є:

- Надійне забезпечення споживачів якісними нафтопродуктами за доступними ринковими цінами;
- Забезпечення конкурентних умов функціонування вітчизняних нафтопереробних заводів;
- Збільшення ВВП України в довгостроковій перспективі за рахунок збільшення місцевого виробництва продукції з високою доданою вартістю і створення робочих місць для висококваліфікованого персоналу;
- Підвищення енергетичної безпеки України;
- Зниження шкідливого впливу на навколишнє середовище.

Основними завданнями держави в регулюванні нафтопереробної галузі є:

1. Забезпечення рівних умов конкуренції для нафтопродуктів вітчизняної переробки й увезених з інших країн.

Вирівнювання конкурентного середовища є необхідною умовою функціонування вітчизняної нафтопереробної галузі та підвищення її конкурентоспроможності.

2. Підтримка розвитку й підвищення конкурентоспроможності української нафтопереробної галузі для збільшення глибини переробки та виробництва нафтопродуктів усередині країни

Для реалізації поставленого завдання необхідні:

- Розроблення комплексу заходів підтримки розвитку галузі, включаючи надання заходів державної підтримки для підвищення привабливості інвестицій і зниження витрат компаній на модернізацію, спрямовану на підвищення виходу світлих нафтопродуктів. При цьому державна підтримка повинна здійснюватися з використанням методів непрямого фінансового стимулювання (у тому числі надання державних гарантій кредитам на модернізацію та створення більш сприятливих умов оподаткування) та виділятися під конкретні проекти модернізації із заздалегідь застереженими зобов'язаннями заводів і терміном дії.

При цьому при здійсненні підтримки модернізації необхідне публічне розкриття інформації про умови виділення заходів підтримки, недискримінаційний розгляд заявок, регулярну звітність компаній про реалізацію заходів із модернізації, а також можливість відкритого публічного обговорення.

Перерахований вище комплекс заходів підтримки має бути реалізований виходячи із міжнародних зобов'язань України та не суперечити їм. Також, він має бути об'єднаний в єдину програму модернізації найбільших і найсучасніших заводів із метою підвищення конкурентоспроможності та збільшення виходу

світлих нафтопродуктів. Ця програма повинна бути розроблена разом із виробниками протягом трьох місяців після ухвалення Стратегії.

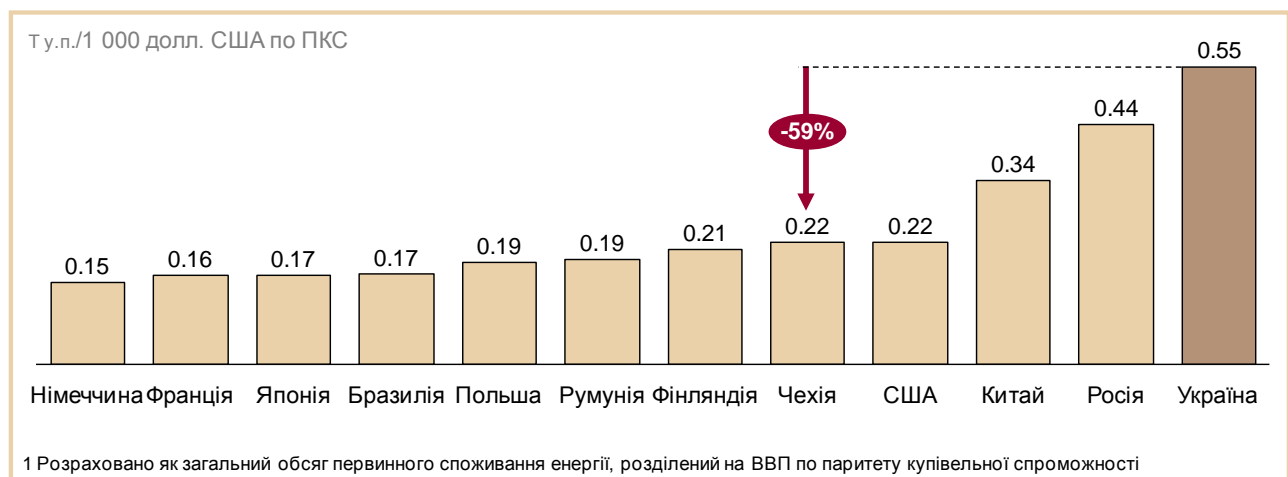
- Забезпечення необхідного рівня регулювання ринку та контролю над якістю палива, для чого необхідні:
 - Жорсткість контролю над недопущенням поставок контрафактної продукції;
 - Забезпечення виробництва нафтопродуктів, які відповідають діючим стандартам якості, для чого можливе введення ліцензування виробництва на внутрішньому ринку;
 - Постійний контроль якості продукції, реалізованої на АЗС.

7. Пріоритетні напрями енергозбереження, потенціал розвитку нетрадиційних і відновлюваних джерел енергії

7.1. Основні принципи державної політики в сфері енергоефективності

За показником енергоємності ВВП Україна в декілька разів перевищує показники розвинених країн Західної і Східної Європи. Так, енергоємність ВВП України в 2010 р. склала 0,55 т у.п. на 1000 доларів ВВП у порівнянні з 0,1 - для Німеччини, 0,2 - для Польщі й 0,46 - для Росії. Висока енергоємність України є наслідком особливостей структури національної економіки, зміщеної у бік більш енергоємних галузей, істотного технологічного відставання більшості галузей економіки від рівня розвинених країн, а також цінових викривлень на внутрішніх енергетичних ринках. В умовах залежності країни від імпорту таких енергоносіїв як газ та нафта висока енергоємність обмежує конкурентоспроможність національного виробництва й лягає важким навантаженням на економіку. Крім економічної й екологічної доцільності, збільшення енергоефективності є необхідним Україні для зміцнення національної енергетичної безпеки, а також для приєднання до європейського та світового енергетичних ринків. Зниження енергоємності економіки має стати однією з пріоритетних цілей державної політики в області енергетики.

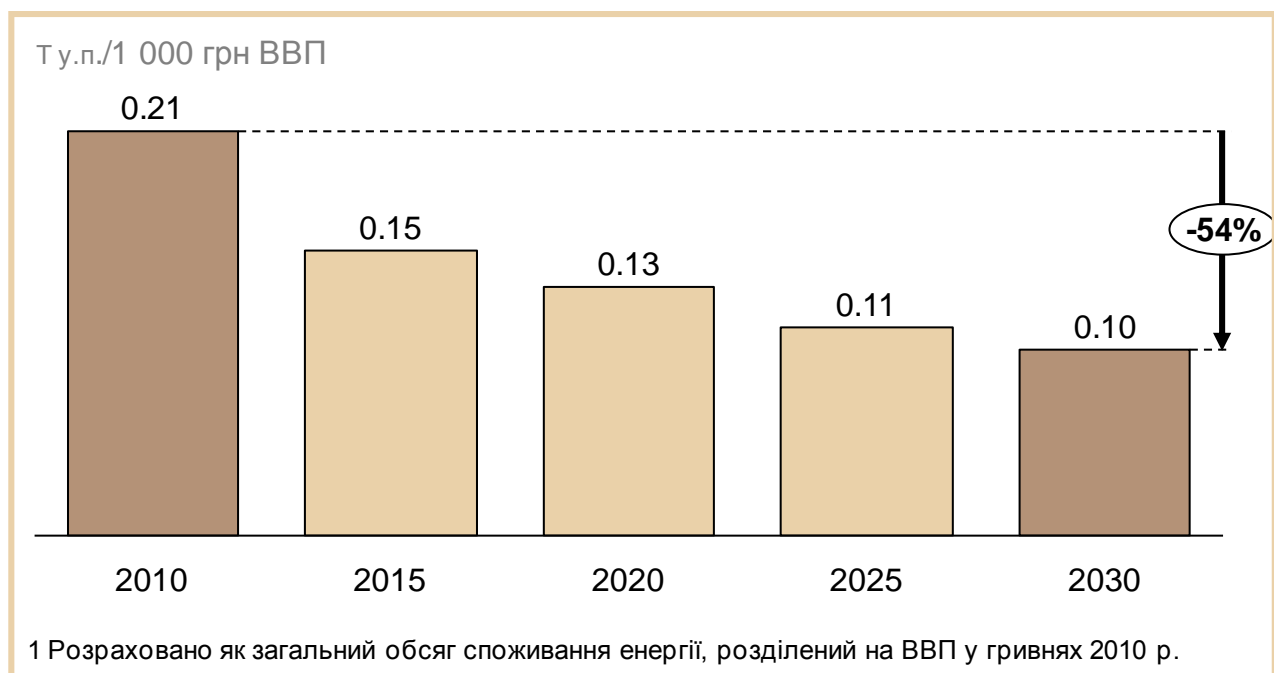
Порівняння енергоємності ВВП різних країн



Низька енергоефективність збільшила кризові явища в українській економіці в першій половині 90-х років за рахунок різкого зростання частки матеріальних витрат у загальній вартості продукції на тлі падіння промислового виробництва. Тільки наприкінці 1990-х рр., у результаті припинення падіння промислового виробництва та завдяки прийнятим на державному рівні закону та програмі енергозбереження, почалося підвищення енергоефективності економіки, при цьому, вперше в історії України спостерігалось зростання ВВП при одночасному скороченні споживання первинних паливно-енергетичних ресурсів. Однак на початку 2000-х рр. темпи зниження енергоємності ВВП сповільнилися. Основними чинниками, які перешкоджають подальшому зниженню енергоємності ВВП, є:

- Високий ступінь фізичного зношення основних фондів і технологічне відставання в найбільш енергоємних галузях і житлово-комунальній сфері;
- Невідповідність тарифів і цін на енергоресурси до витрат на їх виробництво, що ускладнює модернізацію енергетичних об'єктів;
- Неefективність функціонування природних монополій;
- Високий рівень втрат енергоресурсів при їх передачі та споживанні;
- Обмеженість стимулів до зниження споживання енергоресурсів при відсутності приладів обліку;
- Низький рівень впровадження енергоефективних технологій і устаткування як у промисловості, так і серед населення.

Прогноз зниження загальної енергоємності економіки України до 2030 р.

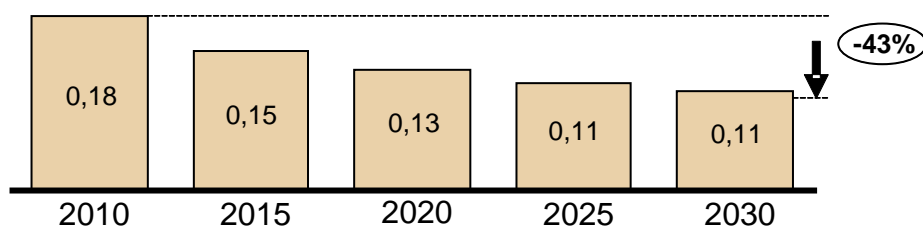


Узагальнюючим макроекономічним показником, який характеризує стан енергоефективності національної економіки, є енергоємність ВВП. У рамках базового сценарію розвитку економіки при реалізації заходів для збільшення енергоефективності може бути досягнуто зниження показника енергоємності ВВП майже на 60%, або в середньому на 3,9% на рік (із 0,2 кг у.п./грн. ВВП до 0,09 кг у.п./грн. ВВП), а електроємності – на 44% (з 0,17 кВт·год/грн. у 2009 р. до 0,11 кВт·год/грн. у 2030 р.). З урахуванням важливості природного газу як джерела енергії для української економіки, окрему увагу необхідно приділити показнику газоємності ВВП: у рамках базового сценарію розвитку може бути досягнуто зниження цього показника на 68% (з 0,06 м³/грн. до 0,02 м³/грн.). Зниження показників енергоємності ВВП наблизить Україну до показників розвинених східноєвропейських країн.

Прогноз динаміки показників енергоефективності ВВП України

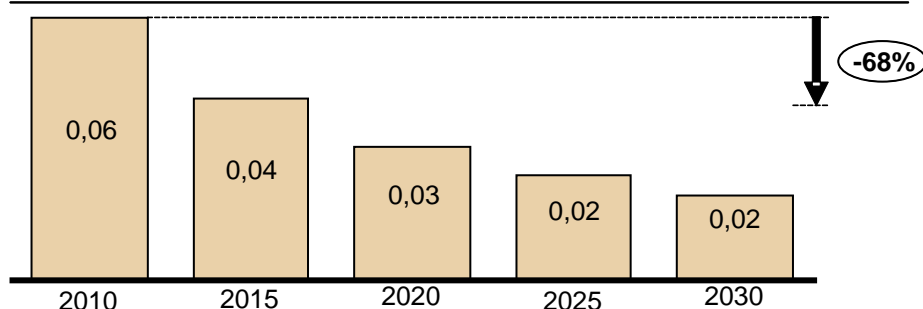
Прогноз зниження електроємності ВВП

ТВт·год /млрд. грн. (у цінах 2010 р.)



Прогноз зниження газоємності ВВП

Млрд. м³/млрд. грн. (у цінах 2010 р.)



Скорочення енергоспоживання в економіці України можливе за рахунок структурного і технічного чинників. Структурна складова потенціалу енергозбереження відображає вплив зменшення питомої ваги енергоємних галузей у ВВП України за рахунок розвитку виробництв із низькою енергоемністю та матеріалоемністю, а також наукомістких галузей. Технічна (технологічна) складова потенціалу енергозбереження містить у собі зниження енергоемності виробництва (видобутку), перетворення, транспортування і споживання енергоресурсів за рахунок впровадження новітніх енергоефективних технологій та енергозберігаючих заходів.

Протягом останніх десяти років зниження енергоемності економіки забезпечувалося, в основному, за рахунок зростання ВВП, яке випереджає динаміку споживання енергоресурсів, а також впливу змін структурного чинника. Для того, щоб продовжити зниження енергоемності ВВП, необхідно негайно задіяти технологічні важелі енергозбереження. У разі невжиття комплексу заходів з упровадження нових енергозберігаючих технологій, відставання показників енергоефективності економіки України від показників розвинених країн збільшиться і ще сильніше знизить конкурентоспроможність вітчизняних виробництв на світових ринках. Загальний технологічний потенціал збільшення енергоефективності в середньому по економіці в базовому сценарії розвитку оцінюється в 30-35%.

Найважливішими завданнями в області підвищення енергоефективності економіки України за рахунок технологічних важелів є підвищення ефективності споживання електрики, газу, тепла, а також нафтопродуктів. Для забезпечення поставлених цілей необхідно розробити комплекс галузевих програм з підвищення енергоефективності, що включає в себе опис конкретних заходів із досягнення поставлених в Енергостратегії цілей і план впровадження ініціатив із зазначенням строків і відповідальних за їх виконання.

У 2011 році Україна вступила до Енергетичного Співтовариства. З метою виконання взятих на себе зобов'язань в рамках Договору про заснування Енергетичного Співтовариства Урядом повинен бути підготовлений Національний план дій з

енергоефективності до 2020 року (далі – НПД ЕЕ). Загальною метою НПД ЕЕ на національному рівні повинно бути досягнення кількості збереженої енергії у 2020 році в розмірі 9% від середньої кількості кінцевого споживання.

Основними принципами державної політики в сфері енергоефективності мають бути:

- Введення обов'язкового енергетичного менеджменту й енергетичного аудиту на підприємствах і установах усіх форм власності;
- Розробка та впровадження механізмів стимулювання енергозбутових компаній до забезпечення зниження споживання електроенергії їх клієнтами;
- Встановлення більш жорстких стандартів енергоефективності при будівництві та реконструкції будівель та встановлення темпів підвищення енергоефективності існуючих будівель;
- Популяризація заходів із підвищення енергоефективності серед населення.
- Стимулювання розвитку енергосервісних компанії (ЕСКО) за рахунок створення відповідної нормативної бази та впровадження механізмів ЕРС договорів.

Головним чинником, який унеможливує забезпечення надійної основи для реалізації енергоефективної політики, є недосконалість законодавчої бази. Зокрема, на сьогодні, основним законодавчим актом, що регулює відносини у сфері енергоефективності, є Закон України «Про енергозбереження», який носить декларативний характер та не містить механізмів прямої дії і на сьогодні вичерпав свій ресурс. Саме прийняття законопроекту «Про ефективне використання паливно-енергетичних ресурсів» надасть реального поштовху до здійснення реформ у сфері енергоефективності

Необхідно надати пріоритет проведенню заходів із підвищення енергоефективності у державному секторі, де при належному виконанні централізований контроль надає унікальну можливість досягти значних результатів у короткий термін.

У той же час необхідно розробити на національному та регіональних рівнях систему стимулювання та фінансової допомоги населенню (пільгові кредити, податкові пільги тощо), що буде спрямована на фінансування впровадження заходів для підвищення енергоефективності.

Виробництво та споживання електроенергії

Базовий сценарій попиту на електроенергію передбачає вихід до 2030 р. на рівень споживання 282 ТВт·год на рік., що означає зниження електроємності ВВП приблизно на 40% (з 0,19 кВт·год/грн у 2009 р. до 0,11 кВт·год/грн у 2030 р.). Для виходу на цей показник необхідно досягти 20% скорочення питомого споживання електроенергії, у тому числі за рахунок таких зусиль:

- Зниження втрат у магістральних і розподільних мережах;
- Стимулювання модернізації застарілих і наденерговитратних видів виробництва;
- Впровадження принципів енергетичного менеджменту й енергетичного аудиту;
- Лібералізація ринку електроенергії й усунення перехресного субсидування;
- Приведення тарифів до економічно обґрунтованого рівня;
- Популяризація диференційованих за часом доби тарифів на електроенергію для кінцевого споживача;

- Стимулювання використання енергозберігаючих побутових електроприладів та енергозберігаючих систем освітлення;
- Популяризація заходів для зниження споживання електроенергії в піковий час і загальне підвищення енергоефективності серед населення.

За відсутності реалізації заходів підвищення енергоефективності сукупний обсяг споживання електроенергії до 2030 р. складе 331 ТВт·год на рік.

Основними секторами споживання електроенергії є промисловість, сільське господарство, сектори комерційного та побутового споживання, а також розподіл і передача електроенергії й експорт. Для того щоб до 2030 р. вийти на рівень споживання 282 ТВт·год на рік, необхідно досягти наведених нижче показників економії споживання електроенергії за секторами:

- Промисловість і сільське господарство - економія близько 7% (139 ТВт·год у порівнянні зі 151 ТВт·год без вживання заходів підвищення енергоефективності)
- Споживання в комерційних спорудах і на транспорті - економія 30% (58 ТВт·год у порівнянні з 76 ТВт·год), у тому числі за рахунок впровадження енергозберігаючих технологій для опалення, кондиціонування (наприклад, використання теплових насосів) і освітлення будинків (наприклад, застосування світлодіодів);
- Побутове споживання - економія 11% (57 ТВт·год у порівнянні з 63 ТВт·год), у тому числі за рахунок стимулювання використання енергозберігаючих побутових електроприладів і енергозберігаючих ламп;
- Втрати при розподілі та передачі - економія 57% (23 ТВт·год у порівнянні з 36 ТВт·год).

Реалізація заходів для заощадження електроенергії промисловими споживачами економічно прибуткова і має відбуватися за рахунок коштів приватних власників, у той час як у ЖКГ та сфері послуг для їх реалізації необхідне розроблення цільових державних програм. При цьому, за реалізації завдань щодо поетапного приведення тарифів на електричну енергію для населення до економічно обґрунтованого рівня, заходи з енергоефективності допоможуть значно зменшити витрати на електричну енергію.

Першочерговими заходами для впровадження економічних механізмів енергоефективності, передбаченими комплексною програмою, мають стати:

- Встановлення прогресивних норм витрат, питомих витрат енергоносіїв у порядку, визначеному законодавством;
- Визначення перспективних напрямків для підвищення енергоефективності (підвищення стандартів електроспоживання для побутових приладів і матеріалів, що використовуються при будівництві й утепленні будинків, застосування теплових насосів тощо) і встановлення відповідного державного контролю (удосконалення нормативно-правової бази та діяльності контрольних органів, запровадження системи штрафів);
- Розробка програм за обраними перспективними напрямками підвищення енергоефективності, а також підкріплення їх реалізації за рахунок інвестицій (зокрема, за рахунок держбюджету або державно-приватного партнерства);
- Лібералізація ринку електроенергії й усунення перехресного субсидування;

- Введення обов'язкового енергетичного менеджменту й енергетичного аудиту для бюджетних установ та підприємств, що отримують державні дотації та субсидії;
- Розробка та впровадження механізмів стимулювання енергозбутових компаній до забезпечення зниження споживання електроенергії їх клієнтами;
- Популяризація заходів для підвищення енергоефективності серед населення.

Споживання тепла та газу

Базовий сценарій розвитку економіки передбачає вихід до 2030 р. на рівень споживання газу в 49 млрд. м³ і тепла в 271 млн. Гкал на рік. Для цього потрібна активна реалізація заходів із підвищення енергоефективності та скорочення споживання газу приблизно на 40% і тепла - на ~25%, у тому числі за рахунок таких зусиль:

- Модернізація промисловості з використанням енергозберігаючих технологій;
- Зниження втрат газу і тепла за рахунок реконструкції газотранспортної системи;
- Приведення тарифів до економічно обґрунтованого рівня;
- Зміна законодавства України з метою посилення будівельних нормативів і реконструкція системи тепlopостачання;
- Модернізація житлових і комерційних будинків із проведенням енергетичних аудитів об'єктів та забезпеченням персоналізованого обліку споживання газу й тепла;
- Скорочення частки газифікованого житла у новому будівництві у містах і перехід на використання альтернативних джерел тепла в сільській місцевості;
- Просування альтернативних джерел виробництва тепла.

За відсутності реалізації заходів підвищення енергоефективності сукупний обсяг споживання газу в економіці до 2030 р. складе близько 82 млрд. м³, тепла – близько 366 млн. Гкал на рік. Таке зростання енергоспоживання буде чинити значний негативний вплив на конкурентоспроможність української економіки та підвищувати її залежність від імпортних енергоресурсів, обмежуючи можливості для сталого довгострокового розвитку. Можливість подібного варіанта розвитку подій підкреслює важливість підвищення енергоефективності економіки.

Основними групами споживачів газу є промисловість, населення, тепло- і електроенергетика, а також газова галузь (видатки на транспортування й розподіл, втрати). Для досягнення загального споживання газу до 2030 р. на рівні 49 млрд. м³ необхідно забезпечити реалізацію заходів для енергоефективності й досягти поданих нижче показників скорочення споживання в кожному із сегментів (більш детальний опис заходів підвищення енергоефективності наведено у главі «Споживання газу»):

- Промисловість – скорочення споживання на 53% (18 млрд. м³ у порівнянні з 38 млрд. м³ без упровадження заходів підвищення енергоефективності);
- Населення – скорочення споживання на 33% (12 млрд. м³ у порівнянні з 18 млрд. м³);
- Тепло- й електроенергетика – скорочення споживання на 27% (16 млрд. м³ у порівнянні з 22 млрд. м³);
- Транспортування, розподіл і втрати газу – скорочення споживання на 10% (2,8 млрд. м³ у порівнянні з 3,1 млрд. м³).

Основними групами споживачів тепла є: населення, комерційний сектор і промисловість. Для досягнення загального споживання тепла до 2030 р. на рівні 271 млн. Гкал необхідно забезпечити реалізацію заходів підвищення енергоефективності та досягти наведених далі показників скорочення споживання в кожному із сегментів (більш детальний опис заходів підвищення енергоефективності наведено у розділі «Теплова енергія»):

- Населення - скорочення споживання на 15-20% (161 млн. Гкал у порівнянні з 195 без упровадження заходів підвищення енергоефективності);
- Комерційний і комунальний сектор - скорочення споживання на 30% (53 млн. Гкал у порівнянні з 76 млн. Гкал);
- Промисловість - скорочення споживання на 40% (57 млн. Гкал у порівнянні зі 95 млн. Гкал).

Виробництво та споживання нафтопродуктів

У базовому сценарії розвитку, завдяки зростанню транспортного парку, галузей економіки та добробуту населення, сукупний внутрішній попит на основні світлі нафтопродукти (бензин, дизель, гас) складе близько 17,4 млн. т. Для досягнення цього показника необхідне підвищення ефективності витрати палива на 25-30% завдяки структурним зрушенням у витраті палива та реалізації низки заходів, спрямованих на скорочення споживання традиційних нафтопродуктів, у тому числі:

- Стимулювання оновлення транспортного парку на більш економічні машини;
- Сприяння використанню більш економічних альтернативних видів палива, включаючи розроблення цільових програм скорочення споживання традиційних нафтопродуктів великими групами споживачів;
- Стимулювання розвитку попиту та виробництва біопалив.

Більш детальний опис заходів підвищення ефективності витрати палива наведено у розділах «Споживання нафтопродуктів» і «Нафтопереробна галузь».

7.2. Потенціал розвитку нетрадиційних і відновлюваних джерел енергії й альтернативних видів палива

Розвиток нетрадиційних і відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) є важливим фактором підвищення рівня енергетичної безпеки, зниження використання викопних паливних ресурсів (у тому числі імпортованих), розвитку промисловості і сільського господарства, збільшення зайнятості населення в секторах економіки, пов'язаних із використанням ВДЕ, а також зниження негативного впливу енергетики на навколишнє середовище й підвищення якості життя громадян.

Незважаючи на те, що на сьогодні ВДЕ є найчастіше економічно більш витратними, ніж традиційні джерела енергії й види палива, передбачається, що разом із майбутнім розвитком технологій собівартість енергії на базі ВДЕ буде знижуватися, і їх виробництво ставатиме дедалі більш рентабельним. Державі необхідно:

- Підвищувати привабливість освоєння та розвитку тих ВДЕ, які мають високу ймовірність економічної окупності в майбутньому і є найбільш перспективними з погляду виробництва на території України;
- Підтримувати розроблення і впровадження конкурентоспроможних технологій;

- Стимулювати локалізацію виробництва необхідного устаткування. У майбутньому, у міру розвитку технологій і зниження собівартості виробництва електроенергії на базі ВДЕ, необхідно скорочувати державну підтримку даного виду генерації та вирівнювати умови конкуренції між традиційними і нетрадиційними видами енергії.

Загальний потенціал використання альтернативних джерел енергії в Україні до 2030 р. оцінюється приблизно в 25 ТВт·год електроенергії на базі ВДЕ і близько 2 млн. т біопалив. Більш детальний опис розвитку ВДЕ міститься у розділі «Стратегія розвитку електроенергетичної галузі», біопалив - у розділі «Споживання нафтопродуктів».

Генерація енергії на базі ВДЕ

Напрямок стратегічного розвитку ВДЕ в області енергетики у країні має відповідати основним принципам Європейського співтовариства в області енергетики, зокрема, вибору курсу на розширення використання відновлюваних джерел енергії. Нові потужності з генерації теплової та електричної енергії необхідно проектувати з обов'язковим додержанням Європейських норм з викидів. Виходячи із сьогоденного стану факторів, описаних у Розділі 3.В, прогноз доцільної сукупної потужності ВДЕ у 2030р. складає 12,6 % від загальної встановленої потужності або 8 ГВт (14 ГВт включаючи великі ГЕС), а обсяг виробітку – 14 ТВт·год (28 ТВт·год включаючи великі ГЕС). Також у Розділі 3.В вказані умови, за яких показник встановленої потужності ВДЕ у 2030р. може бути збільшено. Місцезнаходження будівництва нових потужностей повинно здійснюватись у відповідності з системним, централізованим підходом, який забезпечить оцінку потенціалу генерації енергії з ВДЕ та буде враховувати можливі технічні обмеження.

Виробництво теплової енергії на базі ВДЕ

Для часткового заміщення природного газу як джерела енергії розглядається можливість розвитку виробництва теплової енергії на базі ВДЕ, у тому числі на основі технології прямого спалювання біомаси (в основному, у вигляді деревини та відходів сільського господарства), використання геотермальної енергії, сонячних колекторів, а також теплових насосів. Розвиток цих видів генерації тепла в Україні перебуває на початковому етапі: сукупний обсяг виробництва теплової енергії не перевищує 1 млн. Гкал. На сьогодні стримуючим чинником розвитку цього напрямку найчастіше є висока вартість генерації енергії, яка обмежує доцільність цих проектів. Проте передбачається, що в майбутньому, у міру розвитку технологій, собівартість теплової енергії на базі ВДЕ знижуватиметься, і їх виробництво ставатиме дедалі більш рентабельним.

Розвиток виробництва та споживання біопалив

Напрямок стратегічного розвитку біопалив на території України має відповідати основним принципам Європейського співтовариства в області біопалив, відображеним у «Стратегії ЄС із біопалив» (Brussels, 8.2.2006 COM (2006) 34 final), зокрема, стимулюванню споживання та виробництва біопалив. Це стосується як твердого біопалива (соломи, дров, відходів деревообробки тощо) так і рідких біопалив. За підвищення попиту на них на світовому ринку з одного боку, та розвитку виробництва даних видів біопалива та зниження собівартості їх виробництва в Україні з іншого, необхідно розглянути питання збільшення їх експорту до інших країн.

У рамках базового сценарію Енергетичної стратегії передбачається перехід на використання бензину з 10% вмістом етанолу до 2020 р. і 15% вмістом етанолу - до 2030 р., а також перехід на використання дизельного палива зі 7% вмістом біодизеля до 2030 р. При цьому передбачається, що більш активний розвиток біодизеля почнеться тільки з 2020 р. завдяки зниженню собівартості його виробництва. Прогноз динаміки використання біопалив до 2030 р. у базовому сценарії виглядає таким чином:

Динаміка виробництва та споживання біопалив у 2010-2030 рр., млн. т

	2010	2015	2020	2025	2030
Біоетанол	<0,1	0,3	0,6	0,8	1,1
Біодизель	~0	~0	<0,1	0,3	0,8
Разом, споживання біопалив	<0,1	0,3	0,6	1,1	1,9

8. Загальні екологічні проблеми, зумовлені виробничою діяльністю підприємств паливно-енергетичного комплексу, та шляхи їх розв'язання

Завдання держави

Розвиток усіх складових енергетичного сектору економіки, включаючи галузі видобутку, транспортування, переробки та споживання ресурсів, впливає на різні компоненти навколишнього середовища. Характерною рисою цього впливу є його багатоплановість (одночасний вплив на різні елементи навколишнього середовища), розмаїтість характеру впливу (від механічних змін ландшафту до радіоактивного забруднення), а також масштаб (негативні ефекти проявляються не тільки на регіональному, але й на глобальному рівні).

За станом на кінець 2011 р. у рейтингу країн за індексом екологічного стану Україна посідає 102 місце зі 132, перебуваючи в одній групі з Росією, Киргизією, Туреччиною, Катаром, Білорусією та Сербією, у той час як розвинені країни Східної та Західної Європи посідають місця в числі перших 30 країн. Цей індекс складається Єльським університетом і містить у собі оцінки різних екологічних параметрів країни від якості повітря та води до рівня використання пестицидів у сільському господарстві й розвитку відновлюваних джерел енергії. Помітне відставання України від розвинених європейських країн за екологічними показниками демонструє важливість вирішення екологічних питань, які стоять перед паливно-енергетичним комплексом.

Беручи до уваги очікувані істотні зміни й активний розвиток ПЕК України, основними завданнями держави в області екології є забезпечення раціонального використання природних ресурсів і мінімізація негативного впливу на навколишнє середовище з урахуванням соціально-економічних пріоритетів, фінансових і технічних обмежень, вимог національного законодавства, а також міжнародних природоохоронних зобов'язань України.

Основними принципами реалізації цих завдань є:

- Забезпечення дотримання національних і міжнародних екологічних стандартів і нормативів з охорони навколишнього природного середовища та використання природних ресурсів;
- Значне зменшення і, по можливості, зведення до мінімуму техногенного впливу підприємств ПЕК на навколишнє середовище й населення за рахунок проведення активної політики підвищення ефективності використання природних ресурсів та енергозбереження;
- Зменшення утворення шкідливих речовин у процесі виробничої діяльності за рахунок впровадження прогресивних технологій виробництва та реалізації заходів запобіжного характеру з охорони навколишнього середовища;
- Забезпечення нарощування обсягів виробництва без підвищення техногенного тиску на довкілля за рахунок використання екологічних та ресурсозберігаючих технологій;

- Дотримання відповідних норм і нормативів охорони навколишнього середовища при проектуванні, будівництві та реконструкції капітальних об'єктів;
- Зменшення шкідливого впливу на навколишнє середовище шляхом локалізації (уловлювання) викидів і скидів із подальшою їх нейтралізацією, складуванням й утилізацією;
- Зменшення й, по можливості, усунення небезпечних наслідків уже заподіяного негативного впливу на навколишнє середовище та населення;
- Запобігання виникненню надзвичайних й інших несистемних ситуацій техногенного характеру, які негативно впливають на навколишнє середовище;
- Завчасного залучення громадськості до прийняття рішення про спорудження нових об'єктів ТЕК, а також інших рішень, що можуть впливати на здоров'я людей та стан довкілля.

Стратегія мінімізації негативного ефекту паливно-енергетичного комплексу на екологію повинна ґрунтуватися на концепції поетапного розроблення та реалізації заходів, спрямованих на покращення екології, залежно від їх вартості. Пріоритетність здійснюваних заходів повинна визначатися їх екологічною актуальністю й очікуваною еколого-економічною ефективністю. Є необхідним проведення зваженої політики підвищення суворості екологічних вимог та їх гармонізації з міжнародними стандартами, що забезпечує введення нових екологічних нормативів без різкого зниження рівня конкурентоспроможності підприємств галузі або загрози їх зупинки.

Реалізація політики покращення екології в ПЕК повинна проходити паралельно з реалізацією політики енергозбереження та підвищення енергоефективності, що містить у собі оптимізацію структури споживання джерел енергії на користь використання джерел енергії з низьким рівнем викидів вуглецю, а також поступовий перехід на використання відновлюваних і нетрадиційних джерел енергії.

Розв'язання завдань із покращення екологічного стану довкілля потребує фінансової підтримки реалізації відповідних заходів на загальнодержавному й місцевому рівнях, проведення науково-дослідних, дослідно-конструкторських робіт, впровадження пілотних проектів з освоєння новітніх технологій. Для реалізації заходів щодо зниження негативного впливу на навколишнє середовище необхідно розробити механізм і порядок, які забезпечують раціональне цільове використання коштів Фонду охорони навколишнього середовища.

Для реалізації курсу на мінімізацію негативного ефекту паливно-енергетичного комплексу на екологію необхідно розробити комплексну довгострокову програму, яка передбачатиме здійснення заходів із протидії зміні клімату з одночасним балансом цілей із захисту навколишнього середовища, підтримки конкурентоспроможності та забезпечення енергетичної безпеки відповідно до принципів, заявлених в Енергетичній стратегії, і міжнародних угод. Подібна програма повинна містити в собі визначення конкретних екологічних цілей, опис заходів для їх досягнення (включаючи зазначені далі в цьому розділі) і план впровадження ініціатив із зазначенням строків і відповідальних за їх виконання.

Основні напрямки розвитку

Комплексна програма мінімізації негативного ефекту паливно-енергетичного комплексу на екологію повинна деталізувати основні напрямки зниження негативного впливу на навколишнє середовище по галузях. Важливими напрямками є:

В електроенергетиці та тепловій енергетиці²⁷:

- Зниження викидів забруднюючих речовин (пилу, оксидів сірки й азоту) за рахунок обов'язкового оснащення енергогенеруючих об'єктів (ТЕС, ТЕЦ та котельень) пилогазоочисним устаткуванням із метою доведення питомих викидів до рівня європейських нормативів (більш детально описано у Розділі 3.4. Загальні екологічні проблеми в галузі електроенергетики);
- Скорочення викидів діоксиду вуглецю на одиницю виробленої енергії за рахунок підвищення коефіцієнту корисної дії (ККД) станцій;
- Стимулювання утилізації золошлакових відходів, а також використання золи та шлаків як вторинної сировини для різних секторів економіки;
- Розвиток генерації на базі ВДЕ та реалізація заходів з енергоефективності й енергозбереження (докладніше описано в розділі «Пріоритетні напрями енергозбереження, потенціал розвитку нетрадиційних і відновлюваних джерел енергії»);
- Зниження витрат при виробництві, передачі та розподіленні електричної та теплової енергії.

В атомній енергетиці²⁸ :

- Підвищення експлуатаційної безпеки при будівництві, функціонуванні та виведенні з експлуатації об'єктів атомної енергетики (включаючи уранове виробництво, виробництво ядерного палива, генерацію та ін.), підвищення КВВП, а також контроль над величинами викидів і скидів радіоактивних речовин АЕС;
- Підвищення безпеки функціонування реакторів, термін експлуатації яких продовжується;
- Удосконалювання механізмів поводження з радіоактивними відходами, спрямованих на забезпечення повного закінченого циклу переробки радіоактивних відходів з моменту їх створення до моменту захоронення;
- Забезпечення безпеки поводження з відпрацьованим ядерним паливом й ухвалення політики щодо його переробки або захоронення.

У видобутку вугілля:

- Підвищення ефективності попередньої дегазації вугільних родовищ, зниження потенційної небезпеки загазування гірничих виробітків, запобігання проявам газодинамічних явищ;
- Запобігання утворенню осередків горіння на породних відвалах шляхом покриття відвалів інертними матеріалами, рекультивації тощо;
- Запобігання тепловому та хімічному забрудненню поверхневих і підземних вод шляхом істотного зменшення теплових і хімічно забруднених скидів підприємств за рахунок удосконалення виробничих технологій, схем водопостачання й очищення стічних вод із використанням екологічно безпечних фільтрувальних й абсорбуючих матеріалів і реагентів;

²⁷ Більш детальний опис напрямків підвищення мінімізації негативного ефекту електроенергетики на екологію наведено у відповідній главі

²⁸ Більш детальний опис напрямків мінімізації негативного ефекту атомної енергетики на екологію наведено у відповідній главі

- Впровадження технологій демінералізації високомінералізованих шахтних вод і обґрунтованих норм і режимів скидів слабкомінералізованих шахтних вод до рік та водойм; запобігання потраплянню забруднених дренажних вод із насичених токсичними елементами териконів і відвалів до рік, водойм та підземних водоносних горизонтів;
- Розвиток систем замкненого (зворотнього) водопостачання для технологічних потреб за рахунок використання очищених шахтних вод, в тому числі підприємствами інших галузей;
- Впровадження технологій та виробництв з використанням породних відходів вуглевидобутку та вуглезбагачення, в тому числі, як вторинних енергетичних ресурсів для виготовлення будівельних матеріалів та закладення виробленого простору шахт;
- Запобігання порушенню природних ландшафтів і забрудненню земної поверхні твердими відходами видобутку та переробки вугілля;
- Підвищення безпеки видобутку вугілля і зниження викидів метану до атмосфери за рахунок застосування технологій дегазації шахт;

У видобутку газу й нафти:

- Зменшення негативного впливу на навколишнє середовище певних речовин, які використовуються або утворюються у процесі виробництва, зокрема бурових розчинів, які утворюються при бурінні свердловин тощо;
- Підвищення екологічної безпеки процесу гідророзриву пласта, у тому числі: зниження ризиків потрапляння розчину, що використовується при гідророзриві, до джерел води і ґрунту, у т.ч. за допомогою бетонування; а також повторне використання або очищення рідини, використаної для гідророзриву пласта;
- Застосування найбільш сучасного устаткування при видобутку, у тому числі для скорочення спалювання попутного нафтового газу;
- Підвищення екологічної безпеки при здійсненні видобутку на глибоководному шельфі, включаючи розроблення системи реагування у разі надзвичайних ситуацій (розливи нафти, прорив свердловин, ушкодження танкерів);
- Планування та запровадження комплексу заходів, спрямованих на поведінку із зазначеними обсягами відходів, забруднених техногенно-підсиленими джерелами природного походження.

У виробництві та споживанні нафтопродуктів:

- Планомірне підвищення якості нафтопродуктів, реалізованих на території України, відповідно до стандартів Європейського союзу стосовно вмісту у вихлопних газах окису вуглецю, оксидів сірки (Директива 1999/32/ЕС) й азоту та продуктів неповного згоряння ароматичних вуглеводнів; у тому числі, підвищення стандарту якості нафтопродуктів до Євро-5 до 2020 р. при врахуванні темпів підвищення глибини переробки на вітчизняних НПЗ.
- Контроль над дотриманням стандартів екологічної безпеки при утилізації побічних продуктів виробництва та відходів (сірка, кокс) і зниження викидів забруднюючих речовин у процесі нафтопереробки;
- Стимулювання використання більш економічного транспорту з меншою питомою витратою палива;

- Стимулювання підвищення екологічності транспорту за рахунок підвищення вимог до екологічного класу автотранспорту, який випускається на території України, більш широкого поширення альтернативних видів палива, а також розвитку біопалив і просування машин, які споживають суміші з високим вмістом біопалива;
- Зниження забруднення навколишнього середовища при виробництві нафтопродуктів за рахунок модернізації устаткування та контролю над процесом переробки (витрати пари, рівень тиску в газових турбінах тощо), збільшення ефективності чинного процесу роботи (відновлення втрат тепла, заміна нагрівальних елементів, використання механізмів когенерації тощо), а також застосування технологій уловлювання та зберігання вуглецю.

Варто окремо відзначити важливість питання регулювання викидів парникових газів промисловими підприємствами на рівні всієї економіки України. Для стимулювання підприємств до зниження викидів необхідно розробити систему торгівлі викидами парникових газів усередині країни в рамках реалізації положень Кіотського протоколу.

9. Гарантування енергетичної безпеки

Енергетична безпека України – це спроможність держави забезпечити ефективне використання власної паливно-енергетичної бази, здійснити оптимальну диверсифікацію джерел і шляхів постачання в Україну енергоносіїв для забезпечення життєдіяльності населення та функціонування національної економіки у режимі звичайного, надзвичайного та стану війни, попередити різкі цінові коливання на паливно-енергетичні ресурси, або ж створити умови для безболісної адаптації національної економіки до нових цін на ці ресурси на світових ринках.

Енергетична безпека передбачає досягнення стану технічно надійного, стабільного, економічно ефективного та екологічно безпечного забезпечення енергетичними ресурсами економіки і соціальної сфери держави.

Енергетична безпека є невід’ємною складовою національної безпеки держави, а ефективна політика забезпечення енергетичної безпеки через покращення стану об’єктів енергетики здійснює позитивний вплив на ситуацію в економіці держави.

Основні загрози енергетичній безпеці держави та напрями її зміцнення докладно описані в Основних напрямках державної політики у сфері забезпечення енергетичної безпеки України, схвалених Указом Президента України від 27.12.2005 № 1863.

Рівень енергетичної безпеки оцінюється згідно з методикою, розробленою Міністерством економічного розвитку і торгівлі. Для забезпечення енергетичної безпеки необхідне досягнення та підтримання заданих у Методиці порогових значень індикаторів.

Сучасний стан енергетичної безпеки характеризується як незадовільний. Низька ефективність виробництва палива та енергії з їх наступним транспортуванням і використанням в галузях господарства держави зумовлюють незадовільний стан енергозабезпечення. Зношеність технологічного обладнання об’єктів ПЕК призводить до перевитрат енергосировинних ресурсів, втрат енергії в місцевих електричних та теплових мережах, зниження ККД теплових станцій.

Частка імпорту в постачанні ПЕР в Україну (близько 50 %) перебуває на середньоєвропейському рівні. При цьому необхідно зауважити високу монопольну залежність від імпорту нафти та газу (близько 70 %) та ядерного палива (100 %) з Росії. Труднощі з нарощуванням власного видобутку вугілля, нафти, газу та несприятливий баланс енергоспоживання (значна частка газу -близько 45 % в загальному споживанні порівняно із середньоєвропейським показником близько 22 %) загострюють проблему енергетичної залежності.

Наслідки для економіки держави, що виникають при недотриманні принципів енергетичної безпеки, полягають у наступному:

- Недостатні обсяги робіт по реконструкції, технічному переозброєнню та вводу нових підприємств ПЕК і галузей, що його забезпечують; фізичний і моральний знос обладнання; зростання аварійності обладнання; збільшення споживання ресурсів;
- Зниження продуктивності праці, диспропорції цін на ПЕР в результаті неефективної тарифної політики, скорочення позитивного впливу ринкових відносин і конкурентності у виробництві; недоотримання енергоресурсів;

- Неefективне використання паливно-енергетичних ресурсів, що викликає перевитрати ресурсів і збільшує техногенне навантаження на довкілля;
- Зменшення обсягів видобування і виробництва ПЕР, зростання обсягів і наслідків технологічних порушень, а також ремонтних витрат через низький технічний рівень і якість обладнання, низька якість будівельно-монтажних, ремонтних робіт і експлуатації, неприпустимо високий рівень зносу обладнання;
- Порушення стабільності тепло- та електропостачання населення і підприємств від централізованих джерел;
- Порушення сталості паливостачання, що негативно впливає на обсяги виробітку й відпуску електричної та теплової енергії, призводить до примусового переходу на паливо більш низької якості;
- Зниженні технічної безпеки ПЕК, і, як наслідок, небезпеки лавиноподібного виходу з ладу енергетичного обладнання.

Цілі та напрями забезпечення енергетичної безпеки

Головними цілями забезпечення енергетичної безпеки в Україні визначено:

- Ефективне забезпечення економіки держави і населення обґрунтовано необхідними обсягами енергетичних ресурсів з урахуванням мінімізації вартості, і сприяння стабільному соціально-економічному розвитку України;
- Максимізація зусиль керівництва держави, направлених на зниження рівня залежності від імпортованих енергоносіїв та диверсифікація джерел імпорту за умов постійного зовнішнього тиску;
- Підвищення рівня конкурентоздатності галузей ПЕК: залучення і перейняття кращого міжнародного досвіду в управлінні компаніями сектору і елементами ринку, розвитку власної науково-технічної бази, підвищення рівня кваліфікації кадрів.

Головні напрями енергетичної політики України з точки зору забезпечення енергетичної безпеки:

- Диверсифікація поставок всіх видів енергетичних ресурсів;
- Скорочення енергоємності ВВП до рівня провідних країн Європи шляхом впровадження заходів з ефективного виробництва, транспортування і споживання енергоносіїв;
- Нарощування економічно доцільного рівня власного видобутку та виробництва енергетичних ресурсів;
- Забезпечення задовільного технологічного стану підприємств ПЕК;
- Наявність та підтримка належного рівня стратегічного резерву енергетичних ресурсів;
- Забезпечення вільної конкуренції на конкурентних ринках та контроль і регулювання природних монополій зі сторони держави;
- Максимально можливе використання наявних і створення нових транспортних потужностей ПЕР;
- Створення пілотних проектів із використанням нетрадиційних видів енергетики та їх поширення в національному господарстві держави; підтримка власних виробників обладнання даного напрямку використання;

- Впровадження нових джерел енергії, в тому числі: з використанням водню, газоподібного вугільного палива, водо-вугільної суспензії тощо.

Підтримка розвитку ПЕК є одним з основних принципів забезпечення енергетичної безпеки та сприятиме зміцненню національної економіки України.

Моніторинг безпеки енергопостачання

З метою забезпечення стабільного середовища для функціонування національного енергетичного ринку та адаптації національного законодавства до законодавства ЄС (Директиви 2005/89/ЄС, 2004/67/ЄС та Регламент 994/2010) має бути запроваджений моніторинг безпеки енергопостачання. Моніторинг безпеки енергопостачання має здійснюватися уповноваженим органом державної влади, та стосуватися, зокрема:

- Балансу виробництва-споживання електричної енергії та природного газу;
- Достатності обсягів резервних потужностей для балансування;
- Рівня очікуваного майбутнього попиту на електричну енергію та природний газ, а також прогнозу потужності, яка має бути забезпечена за рахунок додаткових генеруючих потужностей, що знаходяться у процесі будівництва, або будівництво яких планується;
- Диверсифікації джерел постачання енергоресурсів;
- Експлуатаційної надійності мереж та безперебійності енергопостачання;
- Якості та рівня технічного обслуговування мереж;

Заходів щодо покриття максимального навантаження та вирішення проблеми дефіциту генеруючої потужності.

10. Фінансове забезпечення розвитку паливно-енергетичного комплексу

Обсяги інвестицій у розвиток ПЕК

Реалізація стратегічних цілей розвитку паливно-енергетичного комплексу до 2030 р. потребуватиме здійснення значних інвестицій. Масштаб необхідних заходів викликаний надзвичайно низьким рівнем інвестицій у розвиток енергетичного комплексу за останні 20 років. За цей час практично у всіх енергетичних секторах виникла нагальна потреба у вкладеннях у модернізацію та розвиток для підтримки і збільшення конкурентоспроможності, при цьому у низці галузей необхідність інвестицій має критичний характер для забезпечення безперервного та стабільного функціонування.

Для досягнення поставлених в Енергостратегії цілей у базовому сценарії²⁹ розвитку економіки сумарний обсяг інвестицій у ПЕК України повинен скласти близько 1,8 трлн. грн. Оцінка інвестиційних потреб ПЕК представлена в Енергостратегії з метою порівняння з можливостями потенційних джерел фінансування, а також для розробки механізмів забезпечення основних обсягів інвестицій у майбутньому. Представлені оцінки можуть бути орієнтирами, але не повинні використовуватися для визначення доцільності реалізації інвестиційних проєктів або при виділенні фінансування (без проведення додаткового детального розрахунку). Зазначений сумарний обсяг інвестицій розподіляється за галузями таким чином:

Сумарні інвестиції в розвиток ПЕК України, 2012-2030 рр.

Напрямок	Інвестиції, млрд. грн. (у цінах 2010 р.)		
	Усього ³⁰ , 2012–30 рр.	2012-2020 рр.	2020-2030 рр.
ЕЛЕКТРО- І ТЕПЛОЕНЕРГЕТИКА, У Т.Ч.	785	382	403
ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ	187	103	84
ТЕПЛОВА ГЕНЕРАЦІЯ	324	147	177
ГІДРОГЕНЕРАЦІЯ	60	50	10
ВДЕ	130	40	90
СИСТЕМА ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ	84	42	42
АТОМНА ЕНЕРГЕТИКА	391	127	264
ВУГІЛЬНА ПРОМИСЛОВІСТЬ	83	64	19
НАФТОГАЗОВА ПРОМИСЛОВІСТЬ, У Т.Ч.	562	176	386
ГАЗОТРАНСПОРТНА СИСТЕМА	52	30	22

²⁹ Обсяг інвестицій може варіюватися залежно від розвитку зовнішніх чинників, змін у попиті тощо

³⁰ Результуючі значення можуть відрізнятися від арифметичної суми доданків за рахунок округлення

ГАЗОРОЗПОДІЛЬНА СИСТЕМА	50	30	20
НАФТОТРАНСПОРТНА СИСТЕМА	7	3	4
ВИДОБУТОК ГАЗУ	316	60	256
ВИДОБУТОК НАФТИ	93	20	73
РОЗВИТОК БЮПАЛИВ	7	4	3
НАФТОПЕРЕРОБКА	37	29	8
СУМАРНІ ІНВЕСТИЦІЇ	1821	749	1072

Цільова спрямованість необхідних інвестицій у розрізі за галузями і секторами наступна:

Електро- і тепла енергетика:

- Розвиток електричних мереж: нове будівництво, реконструкція і модернізація магістральних мереж - 53 млрд. грн., нове будівництво, реконструкція і модернізація розподільних мереж - 134 млрд. грн.;
- Теплова генерація: модернізація ТЕС - 170 млрд. грн., включаючи установку ПГО при модернізації теплових станцій - 98 млрд. грн., модернізація ТЕЦ - 22 млрд. грн., будівництво ТЕС - 132 млрд. грн.
- Гідрогенерація: реконструкція та будівництво ГЕС і ГАЕС - 60 млрд. грн.
- ВДЕ: будівництво електростанцій на основі ВДЕ - 130 млрд. грн.
- Системи теплопостачання: розвиток систем транспортування, розподілу й обліку теплової енергії - 84 млрд. грн.

Атомна енергетика³¹:

- Паливне забезпечення атомних електростанцій – 20 млрд.грн.
- Подовження строку служби 11 енергоблоків АЕС – 26 млрд. грн.
- Будівництво нових блоків: будівництво енергоблоків №3,4 Хмельницької АЕС – 42 млрд. грн., будівництво інших нових блоків – 223 млрд. грн., у тому числі для заміщення тих, які виводяться з експлуатації – 127 млрд. грн.
- Поводження з РАВ, ВАВ та зняття з експлуатації ядерних установок: відрахування 18 млрд. грн. у Фінансовий резерв зняття з експлуатації, відрахування у Фонд РАВ близько 15 млрд. грн., удосконалення поведження з РАВ на майданчиках діючих АЕС – 2,7 млрд. грн.;
- Підвищення безпеки діючих АЕС – 25 млрд. грн.;
- Підвищення надійності та ефективності експлуатації АЕС – 15 млрд. грн.;
- Будівництво централізованого сховища ВЯП – 3,7 млрд. грн.

Вугільна промисловість:

- Модернізація шахтного фонду для збільшення видобутку: енергетичного вугілля - 50 млрд. грн., коксівного вугілля - 13 млрд. грн.;

³¹ Обсяг фінансування визначений без врахування витрат, пов'язаних з можливим придбанням активів у виробничих потужностях з ізотопного збагачення урану, удосконалення інфраструктури підтримки та забезпечення розвитку експлуатації АЕС, розробки та впровадження нових технологій поведження з ВЯП, РАВ та ВАВ.

- Реструктуризація галузі (закриття шахт, соц. забезпечення) - 19 млрд. грн.;
- Заходи для забезпечення охорони довкілля – 4-8 млрд. грн.:
 - Підвищення ефективності дегазації - 2-5 млрд. грн. (залежно від родовища);
 - Запобігання утворенню осередків горіння - 170- 200 млн. грн. (в тому числі на гасіння наявних відвалів, що горять в даний час);
 - Запобігання тепловому та хімічному забрудненню поверхневих і підземних вод – 70 млн. грн. (щорічно);
 - Впровадження технологій демінералізації шахтних вод – 1,5 – 1,7 млрд. грн. (на капітальне будівництво демінералізаційних станцій);
 - Розвиток систем замкненого водопостачання – 80 млн. грн.;
 - Стимулювання впровадження екологічних і ресурсозберігаючих технологій та виробництв - 4-8 млн. грн.;
 - Запобігання порушенню природних ландшафтів - 25-30 млн. грн.;
 - Підвищення безпеки видобутку - 500-700 млн. гривень.

Нафтогазова промисловість:

- Розвиток і модернізація газорозподільної системи – 50 млрд. грн.
- Модернізація газотранспортної системи - 47-58 млрд. грн.
- Модернізація нафтотранспортної системи - 5-7 млрд. грн.
- Видобуток газу:
 - Інвестиції в розвідку та видобуток традиційного газу (збільшення глибини буріння, розширення використання заходів підвищення віддачі пластів) - 110-125 млрд. грн.
 - Інвестиції в розвідку та видобуток нетрадиційного газу: газу щільних порід - 55-65 млрд. грн., сланцевого газу - 35-45 млрд. грн., метану вугільних пластів- 12-15 млрд. грн.
- Видобуток нафти з традиційних родовищ: інвестиції в розвідку та видобуток - 30-40 млрд. грн.
- Видобуток нафти та газу з глибоководного шельфу – 135-150 млрд. грн..
- Біопаливо: розвиток інфраструктури для виробництва та дистрибуції біоетанолу - 6-8 млрд. грн.
- Нафтопереробна галузь: модернізація НПЗ із метою збільшення глибини перероблення і поліпшення якості палива - 29-44 млрд. грн.

Джерела фінансування розвитку ПЕК

Здійснення описаних інвестицій і фінансування розвитку ПЕК України здійснюватиметься як комерційними компаніями (приватними або державними), так і державою в рамках зазначених далі основних механізмів:

- Самостійне інвестування комерційними компаніями (приватними або державними) у рамках природних процесів функціонування бізнесу за рахунок власних коштів або позикового фінансування. Для успішного й повного залучення цього важеля державі необхідно забезпечити компаніям сприятливе середовище для функціонування бізнесу й наявність довгострокових стабільних і

прозорих правил роботи на ринку та економічно обґрунтованих цін для споживачів, які забезпечать повернення на інвестиції. Кошти комерційних компаній повинні бути основним механізмом фінансування інвестицій у розвиток ПЕК;

- Використання методів тарифної політики для забезпечення достатності інвестиційних коштів у комерційних компаній, які діють на регульованих ринках. Для реалізації цього механізму завданням держави має бути поступове виведення регульованих цін і тарифів на енергоресурси на конкурентний рівень, який містить у собі інвестиційну складову, достатню для забезпечення необхідного повернення на інвестиції комерційним компаніям;
- Прямі державні інвестиції (у тому числі й за рахунок залучення зовнішніх позик від міжнародних організацій для реалізації складних інфраструктурних проектів) у разі, якщо енергетичні об'єкти перебувають у державній власності і держава планує продовжувати зберігати над ними контроль.

Для додаткового стимулювання до здійснення інвестицій в об'єкти ПЕК держава може за допомогою заходів непрямої підтримки створювати умови, які підвищують привабливість вкладень у галузь. Подібні методи непрямого стимулювання можуть містити в собі тимчасове введення більш сприятливих умов оподаткування, сприятливу митну політику щодо ввезення устаткування для капітальних проектів, застосування прискореної амортизації, підтримка вітчизняного машинобудування для нафто та газовидобувної промисловості тощо. При цьому потрібно підтримувати баланс інтересів формування державного бюджету та економічного розвитку на середньо та довгострокову перспективу.

Найбільш пріоритетним має бути фінансування модернізації, реконструкції та нового будівництва енергетичних об'єктів за рахунок залучення приватних інвестицій із мінімізацією навантаження на бюджет. Це може відбуватися, у тому числі, шляхом продажу пакетів акцій підприємств із відкритою пропозицією ціни за принципом аукціону, а також за рахунок залучення інвестицій у капітал у рамках державно-приватного партнерства. Приватні кошти повинні стати основним джерелом інвестицій в об'єкти теплової генерації, ВДЕ, мережі розподілу електроенергії та теплопостачання, модернізацію вугільної і нафтопереробної промисловості, видобуток нафти й газу, а також виробництво біопалив. Доцільно також розглянути питання модернізації, реконструкції та нового будівництва об'єктів в інших підгалузях ПЕК (гідрогенерація, магістральні електричні мережі, атомна енергетика, ГТС) за рахунок часткового використання приватних ресурсів.

Для стимулювання інвестицій у розвиток видобутку газу та нафти, розвиток біопалив, модернізацію НПЗ державі потрібно розглянути можливість використання методів непрямого стимулювання, які не збільшують навантаження на бюджет.

Для створення сприятливих умов інвестування на ринках з регульованим ціно- і тарифоутворенням, державі потрібно виводити тарифи на рівень, який дозволив би компаніям одержувати необхідне повернення на інвестиції³².

Використання прямих державних інвестицій допускається тільки в обмеженому списку галузей ПЕК, у яких зберігається державна власність, у тому числі для

³² Зокрема, при реалізації проекту реформування енергоринку для фінансування нового будівництва буде використаний механізм проведення тендерів на будівництво нової потужності оператором системи з виплатою фіксованої надбавки до тарифу за нову потужність переможцю тендера протягом фіксованого періоду часу

розвитку магістральних мереж електроенергії, будівництві об'єктів гідро- й атомної енергетики, транспортуванні газу та нафти, а також у системі тепlopостачання до приватизації. Державна підтримка буде потрібною для здійснення інвестицій, пов'язаних із закриттям вугільних шахт. При цьому інвестиції, здійснювані державними компаніями в галузях ПЕК, повинні максимально ґрунтуватися на принципі комерційної доцільності й економічної раціональності.

Цільовий розподіл основних механізмів здійснення інвестицій за галузями виглядає таким чином (механізм регулювання тарифів для цих секторів діє до впровадження лібералізованої моделі ринку електричної енергії):

Механізми здійснення інвестицій за галузями ПЕК

Для успішної реалізації інвестицій у зазначених секторах необхідне використання додаткових методів стимулювання		✓ Основний спосіб	✓ Можливий спосіб	
		Кошти компаній ¹	Регулювання тарифів	Прямі держ. інвестиції
Електро- і теплоенергетика	• Розподільні мережі	✓	✓	
	• Магістральні мережі	✓	✓	✓ ²
	• Теплова генерація	✓	✓	
	• Гідрогенерація	✓	✓	✓ ²
	• Розвиток НПДЕ	✓	✓	
	• Система тепlopостачання	✓	✓	✓
Атомна енергетика	• Атомна енергетика	✓	✓	✓ ²
Вугільна промисловість	• Вугільна промисловість	✓		✓ ³
Нафтогазова промисловість	• Газорозподільна система	✓	✓	
	• Нафтотранспортна система	✓	✓	✓
	• Видобуток газу	✓		
	• Біопаливо	✓		
	• Нафтопереробка	✓		
	• Видобуток нафти	✓		✓

1 Кошти комерційних компаній (приватних і державних); 2 При здійсненні корпоративізації інвестиції повинні здійснюватися за рахунок приватних коштів (у т.ч. позикових) без прямої держ. підтримки; 3 Механізми здійснення інвестицій за галузями ПЕК» викласти у наступній редакції: «Інвестиції у закриття шахт; можливе надання державної підтримки для модернізації при передачі підприємств в оренду або концесію та реалізації механізмів ДПП не більше ніж 5 років із щорічним переглядом і скороченням розміру підтримки

Одночасно з модернізацією галузей ПЕК потрібне проведення комплексу заходів з енергозбереження в галузях промисловості та сфері житлово-комунального господарства, спрямованого на підвищення ефективності використання енергетичних ресурсів. Для реалізації цих заходів потрібне застосування системного підходу з розробленням комплексної програми підвищення енергоефективності економіки відповідно до цілей, поставлених у Стратегії (більш детальна інформація міститься у розділі «Пріоритетні напрямки й обсяги енергозбереження»). Програма повинна містити в собі перелік заходів для підвищення енергоефективності, згрупованих за основними споживачами енергії, а також оцінку й горизонт необхідних інвестицій з описом джерел фінансування.

11. Державне управління та регулювання в енергетиці та участь громадськості в прийнятті рішень

Державне управління й регулювання повинне сприяти зростанню економіки України шляхом гармонійного розвитку та функціонування енергетичних ринків. Окрім необхідності структурних перетворень, однією з найважливіших умов для забезпечення сталого розвитку ПЕК є чітке визначення та розмежування функцій державного управління та регулювання, а також недопущення впливу природних монополій на ухвалення рішень державними органами. Виходячи з цього, забезпечення незалежної дії органів державного регулювання в енергетиці є найважливішим фактором сталого розвитку ПЕК.

У той же час потрібно враховувати, що рішення щодо розвитку ПЕК мають значний вплив на економічний, соціальний та екологічний стан окремих регіонів та країни в цілому, тому ці рішення обов'язково повинні прийматися з урахуванням позиції громадськості. Таким чином процес підготовки рішень та їх прийняття повинен бути максимально прозорим та включати в себе активну участь громадських організацій, експертів та інших представників громадянського суспільства. Вкрай важливо, щоб участь громадськості базувалась на конструктивному та аргументованому діалозі, спрямованому на досягнення консенсусу, який буде максимально збалансовано враховувати інтереси всіх зацікавлених сторін та об'єктивну оцінку всіх факторів, що мають вплив на остаточне рішення.

Динамічний розвиток секторів галузі неможливий без чіткого визначення та довгострокової стабілізації нормативно-правового поля. Зусилля держави найближчими роками мають бути спрямовані на створення прозорої моделі регулювання комплексу, що забезпечує стабільність і передбачуваність законодавчих умов роботи в галузі у довгостроковій перспективі.

У цьому розділі наведено звід основних напрямків розвитку майбутнього регулювання ПЕК. Повний опис цілей держави в кожній галузі, відповідних завдань, механізмів і конкретних заходів регулювання міститься в кожній із секцій цього документа, присвячених галузям комплексу.

Електрична енергія

Головними змінами ролі держави в електроенергетичній галузі будуть:

- Лібералізація ринку електроенергії;
- Приватизація окремих груп активів галузі;
- Стимулювання модернізації та підвищення ефективності електроенергетики;
- Будівництво нових генеруючих потужностей і електромереж.

Однією з ключових змін ціноутворення в електроенергетиці є ліквідація перехресного субсидування на ринку споживання електроенергії. Лібералізація цін на електроенергію для всіх груп споживачів буде супроводжуватися переходом до нової моделі ринку, яка повинна включати такі основні елементи як: ринок двосторонніх договорів, ринок на добу вперед, балансуєчий ринок і ринок допоміжних послуг.

Цільова структура власності на активи галузі передбачає повну приватизацію теплових електростанцій, теплоелектроцентралей і розподільних мереж і збереження державного контролю над великими гідро- й атомними електростанціями, магістральними мережами та оператором Об'єднаної енергетичної системи України. Державні компанії, які мають енергетичні активи, повинні бути корпоративізовані. Саме така структура власності в галузі сприятиме підвищенню ефективності й залученню приватних інвестицій при дотриманні національних інтересів і виконанні стратегічних завдань розвитку галузі.

Важливим завданням держави в регулюванні роботи генерації електроенергії є стимулювання модернізації та нарощування потужностей для забезпечення зростаючих потреб в електроенергії. Реалізація цього завдання має враховувати перехід на нову модель ринку електроенергії що запровадить ринкове формування цін на електричну енергію виробників.

Регулювання роботи магістральних і розподільних мереж передачі електроенергії має стимулювати розвиток, модернізацію, підвищення ефективності діяльності мереж та забезпечення належного рівня якості послуг з енергопостачання. Для цього потрібно визначати тарифи на передачу електроенергії на основі моделі регулювання норми прибутку на інвестований капітал із урахуванням коефіцієнта підвищення ефективності та фактору якості послуг.

Теплозабезпечення

Основою для стабільного розвитку галузі є збереження системи централізованого теплопостачання при реформуванні системи тарифоутворення й фінансування, спрямоване на перехід на економічно обґрунтований рівень тарифів при подальшому впровадженні механізмів стимулюючого тарифного регулювання і неухильне зниження рівня бюджетних субсидій підприємствам галузі. Нова система тарифоутворення повинна стимулювати модернізацію активів галузі, зниження втрат енергії та підвищення якості послуг теплогенеруючих підприємств. Для подальшого розвитку системи теплозабезпечення потрібно розробити законодавчу базу з метою формування майбутнього конкурентного ринку теплової енергії та вдосконалення існуючого, що забезпечує ефективну взаємодію виробників тепла, організацій, що здійснюють його транспортування і розподіл, а також споживачів в ринкових умовах функціонування галузі.

ВДЕ

Держава має стимулювати розвиток ВДЕ для зниження використання викопних паливних ресурсів і негативного впливу на навколишнє середовище. Разом із тим, розвиток ВДЕ в довгостроковій перспективі має відбуватися на основі економічної конкуренції із традиційними джерелами енергії без державного дотування сектору ВДЕ або суміжних галузей. Зниження коефіцієнтів «зеленого тарифу» зумовлене зниженням собівартості будівництва об'єктів, призначених для генерації з ВДЕ, і відповідно, дозволить зберегти природний темп розвитку ВДЕ.

Держава має забезпечувати відповідність темпу зростання потужності ВДЕ темпам розвитку маневрових потужностей і технологічних характеристик енергосистеми України для збереження її надійної роботи. Для цього потрібно розробити і впровадити механізм участі власників електростанцій з ВДЕ у фінансуванні будівництва маневрових потужностей, магістральних і розподільних мереж, необхідних для функціонування цих електростанцій.

Атомна генерація

Основною проблемою розвитку атомної енергетики в найближчі десятиріччя буде подовження строку служби наявних і будівництво нових генеруючих потужностей, паралельно з підготовкою до виведення з експлуатації після 2030 р. тих потужностей, які виробили свій ресурс.

В країні потрібно акумулювати відповідні фонди для фінансування виведення з експлуатації та будівництва нових блоків. До переходу на лібералізовану модель ринку електричної енергії це має здійснюватися за рахунок інвестиційної складової в тарифі на електроенергію, вироблену на атомних станціях. При переході на нову модель ринку електроенергії необхідно розробити механізми, що забезпечать фінансування виведення з експлуатації та будівництва нових блоків АЕС. Для підготовки до майбутнього зняття з експлуатації інших підприємств атомно-промислового комплексу України, (заводу з виробництва ядерного палива та централізованого сховища ВЯП та ін..) також потрібно забезпечити акумулювання коштів у відповідних фондах.

Для підвищення енергонезалежності України в атомній енергетиці державі потрібно стимулювати розширення наявних потужностей для виробництва ядерного палива, а також розробити й реалізувати програми співробітництва з іншими країнами з питань створення, переробки й утилізації палива.

Вугільна промисловість

Ефективний розвиток вугільної промисловості в Україні можливий за умови лібералізації ринку вугілля, повної приватизації перспективних вугільних шахт і закриття або консервації глибоко збиткових шахт, яке супроводжується якісною реалізацією програм мінімізації наслідків від їх закриття.

Ключові зміни в галузі повинні відбуватися у два етапи. В 2012-2015 рр. потрібно завершити приватизацію державних підприємств, реалізацію механізмів державно-приватного партнерства, закриття або консервацію дуже збиткових шахт, які нецікаві інвесторам, за відсутності потенційного дефіциту марок вугілля, яке неможливо покрити з інших джерел. Завданням високого пріоритету для держави є організація програм соціальної адаптації працівників галузі, які вивільняються, і рекультивації землі після закриття шахт. Наступним етапом розвитку галузі повинна стати активна модернізація шахт вуглевидобувних підприємств у 2015-2020 рр.

Нафтогазова галузь

Ключовими змінами, необхідними для забезпечення цільового розвитку нафтогазової галузі, є лібералізація ринку газу, створення сприятливого інвестиційного клімату в секторі видобутку газу та нафти й усунення істотного державного цінового субсидування окремих груп споживачів.

До 2030 р. Україна може значно збільшити обсяги видобутку вуглеводнів (у першу чергу, природного газу) за рахунок нетрадиційних видів видобутку. Для досягнення цієї мети державі потрібно стимулювати залучення до сектору видобутку вуглеводнів значних фінансових інвестицій, нових технологій і компаній, які спеціалізуються на видобутку у складних умовах. Для цього, у свою чергу, потрібно реалізувати такі завдання:

- Створити прозорі та стабільні умови розвідки й видобутку вуглеводнів за рахунок:
 - Впровадження системи звітування відповідно до механізму Ініціативи прозорості видобувних галузей (EITI)
 - Зниження ризиків використання родовищ і спрощення процесу видачі ліцензій і угод про розподіл продукції (УРП);
 - Підвищення захищеності прав інвесторів в області земельних правовідносин;
- Стимулювати видобуток нетрадиційних вуглеводнів і видобуток у складних умовах.

Поступова лібералізація ринку газу повинна відбуватися у два етапи. На період до 2020-2022 рр. потрібно створити конкурентні ринки збуту газу і залучити приватні компанії до сегменту розподілу, зберігши при цьому державний контроль над надійністю поставок кінцевим споживачам за допомогою інституту гарантованих постачальників й інших регуляторних механізмів. У цей же період має відбутися планомірне вирівнювання оптових цін для всіх сегментів споживачів й усунення істотного державного субсидування. Важливим складовим елементом цього етапу також є створення прозорого регуляторного поля, яке дозволяє гарантувати як споживачам, так і постачальникам рівний недискримінаційний доступ до загальної газотранспортної й газорозподільної інфраструктури. У процесі цих перетворень збережеться необхідність підтримки двох сегментів оптового ринку газу - регульованого для поставок газу для потреб населення і ТКЕ із планомірним збільшенням оптових цін в цьому сегменті і сегмента вільних договорів між промисловими споживачами й оптовими постачальниками газу. Після завершення зазначеного строку потрібно перевести всі оптові операції на вільний конкурентний ринок газу з можливістю укладання прямих договорів між постачальниками й оптовими споживачами, включаючи промислові та збутові компанії.

В управлінні ГТС державі потрібно обрати модель, яка призведе до максимізації обсягів транзиту в довгостроковій перспективі. Одним із можливих рішень може бути створення консорціуму за участі стратегічних інвесторів і збереженням стратегічного контролю над ГТС із боку держави.

Найважливішим елементом державного управління в секторі нафтопереробки повинна бути підтримка програм підвищення глибини переробки на найбільш великих і сучасних заводах для підвищення їх конкурентоспроможності з метою стимулювання розвитку економіки, підвищення енергетичної безпеки й забезпечення надійних поставок нафтопродуктів. Підтримка повинна здійснюватися на проектній основі з використанням заходів непрямого фінансового стимулювання. Реалізація заходів підтримки повинна супроводжуватися забезпеченням рівних умов цінової конкуренції для виробників нафтопродуктів.

Основною метою державного регулювання на ринку нафтопродуктів є підвищення рівня конкуренції для забезпечення стабільних поставок споживачам якісних нафтопродуктів за доступними ринковими цінами. До числа пріоритетних цілей розвитку також входять підвищення екологічності й економічності витрат палива. Державі потрібно проводити збалансовану політику поступового підвищення якості палива до рівня сучасних європейських стандартів, піднімаючи обов'язкові нормативи якості палива з урахуванням необхідних інвестицій у підвищення глибини переробки. У рамках зусиль із підвищення ефективності витрат палива державі потрібно

стимулювати використання більш економічних видів транспорту за рахунок використання диференційованого оподаткування, а також просувати використання нетрадиційних видів палива. Одним з завдань є стимулювання споживання та виробництва біопалива за допомогою обов'язкових нормативів вмісту біопалива й надання заходів підтримки національним виробникам на початковому етапі виробництва.

12. Інтеграція в Європейський Союз у сфері енергетики

Ключовим кроком на шляху до європейської інтеграції України та реформування ПЕК є активне членство в Європейському Енергетичному Співтоваристві та виконання взятих на себе відповідних зобов'язань. Таким чином адаптація законодавства України до законодавства ЄС є міжнародним зобов'язанням, передбаченим Законом України від 15 грудня 2010 року № 2787-VI «Про ратифікацію Протоколу про приєднання України до Договору про заснування Енергетичного Співтовариства».

Для здійснення інтеграції ОЕС України до енергосистем Євросоюзу потрібно розробити і реалізувати комплекс заходів, які природно розподіляються на два класи: нормативно-правовий та технологічний.

Нормативно-правові заходи

1 лютого 2011 року Україна набула статусу Договірної Сторони Енергетичного Співтовариства. Таким чином українська енергетика повинна розвиватися відповідно до очікувань, покладених на членів Енергетичного Співтовариства, статутними цілями якого є:

- запровадження Договірними Сторонами нормативно-правової бази Європейського Співтовариства з енергетики, навколишнього середовища, конкурентної політики та відновлюваних джерел енергії, що враховує як інституційну структуру Енергетичного Співтовариства, так і конкретну ситуацію в кожній з Договірних Сторін;
- встановлення регуляторної системи, що дозволяє ефективно функціонування ринків мережевих енергопродуктів на територіях Договірних Сторін і частині території ЄС та охоплює створення єдиного механізму транскордонного транспортування мережевих енергопродуктів, та здійснення нагляду за дотриманням заходів з безпеки;
- створення Сторонами ринку мережевих енергопродуктів без внутрішніх кордонів, у тому числі координація взаємодопомоги у разі серйозних порушень у функціонуванні енергетичних мереж або зовнішніх пошкоджень.

Виходячи з цих та інших вимог, адаптація українського законодавства до енергетичного законодавства ЄС має сприяти створенню прозорих та конкурентних енергетичних ринків України, інтегрованих до європейських ринків. Створення таких ринків базується на засадах:

- забезпечення надійності постачання енергоносіїв;
- розширення конкуренції відповідно до принципів свободи руху товарів, послуг, капіталу та робочої сили;
- вільний вибір споживачами постачальників;
- створення системних національних органів державного регулювання;
- сприяння транскордонному співробітництву та інвестуванню;
- сприяння більшій прозорості діяльності енергетичних компаній;

- забезпечення охорони навколишнього середовища та цивільного захисту у сфері техногенної безпеки.

Правове регулювання енергетики на міжнародному рівні здійснюється на основі перелічених далі загальних документів ЄС:

- енергетика 2020 Стратегія конкурентоспроможної, сталої і безпечної енергетики {SEC (2010) 1346};(Енергетична стратегія ЄС);
- регламент Ради (ЄС, Євратом) № 617/2010 від 24 червня 2010 року про повідомлення Комісії інвестиційних проектів в енергетичній інфраструктурі в рамках Європейського Союзу та скасування Регламенту (ЄС) № 736/96;
- регламент Комісії № 833/2010 від 21 вересня 2010 щодо реалізації Правил № 617/2010, що стосуються повідомлення комісії інвестиційних проектів в енергетичній інфраструктурі в рамках Європейського Союзу;
- регламент (ЄС) № 663/2009 Європейського парламенту і Ради від 13 липня 2009 стосовно розробки програми допомоги відновленню економіки шляхом надання Спільнотою фінансової допомоги на проекти в галузі енергетики;
- регламент (ЄС) 67/2010 Європейського Парламенту та Ради від 30 листопада 2009 р. про встановлення загальних правил надання Співтовариством фінансової допомоги в області транс'європейських мереж;
- регламент (ЄС) № 1099/2008 Європейського Парламенту та Ради від 22 жовтня 2008 щодо енергетичної статистики.

Адаптація законодавства України за напрямками:

Електроенергетика

Правове регулювання електроенергетичної галузі ЄС спрямоване на вдосконалення чинного ринку електроенергії, який має забезпечити повну лібералізацію відносин у сфері постачання електроенергії.

Правова основа створення ринку електроенергії:

- Директива 2005/89/ЕС від 18 січня 2006 р. про заходи, що забезпечують надійність поставок електроенергії та капіталовкладень в інфраструктуру;
- Директива 2003/54/ЕС про загальні правила функціонування внутрішнього ринку електроенергії
- Регламент 1228/2003 стосовно умов доступу до мережі транскордонної передачі електроенергії
- Рішення № 2006/770 Європейської Комісії від 9 листопада 2006 р. про внесення змін до додатку до Регламенту №1228/2003 щодо умов доступу до мереж для трансграничного обміну електричної енергії;
- Директива 2009/72/ЕС про загальні правила функціонування внутрішнього ринку електроенергії та про скасування Директиви 2003/54/ЕС³³;
- Регламент 714/2009 про умови доступу до мережі транскордонної передачі електроенергії та скасування Регламенту 1228/2003³⁴.

³³ Директива Третього енергетичного пакету-за умови закінчення внутрішньодержавних процедур приєднання України до Третього енергетичного пакету (Висновки 9-го засідання Ради Міністрів Енергетичного Співтовариства, 06.10.2011)

Адаптація законодавства України в частині розвитку ринку електроенергії має передбачати такі основні засоби та механізми утворення ринку:

- створення умов для діяльності незалежного органу державного регулювання в енергетиці;
- запровадження регульованого (на основі встановлених органом державного регулювання однакових незалежно від форм власності та недискримінаційних тарифів) доступу до засобів транспортування та розподілу електроенергії;
- запровадження прозорих та недискримінаційних соціальних зобов'язань енергетичних компаній щодо надання послуг і захист найбільш незахищених категорій споживачів;
- створення умов для розвитку внутрішніх та міждержавних електричних мереж з метою забезпечення надійності функціонування ринку електричної енергії, здійснення експортно-імпортних операцій електроенергії;
- реформування політики тарифо- та ціноутворення в електроенергетиці.

Ядерна енергетика

Основу правового регулювання складають такі документи з відповідними змінами та доповненнями:

- Віденська конвенція про цивільну відповідальність за ядерну шкоду від 21 травня 1963 р.;
- Конвенція про ядерну безпеку від 20 вересня 1994 р.;
- Рішення Ради ЄС 2008/114/ (ЄС, Євратом) від 12 лютого 2008 р. про встановлення статутів Агенції Євратому з постачання;
- Правила Агенції Євратому з Постачання ЄС з ядерної енергетики від 11.05.1960 р. щодо способу врівноваження попиту та пропозиції на уранову руду, вихідні матеріали та спеціальні матеріали, що розщеплюються;
- Об'єднана конвенція про безпеку поводження з відпрацьованим паливом та про безпеку поводження з радіоактивними відходами від 05 вересня 1997 р.;
- Директива Ради ЄС 2006/117/ Євратом від 20 листопада 2006 р. про нагляд та контроль за перевезенням радіоактивних відходів та відпрацьованого ядерного палива;
- Регламент Ради (Євратом) 1493/93 від 8 червня 1993 р. щодо перевезень радіоактивних речовин між країнами-членами.

Адаптація українського законодавства у цій сфері потребує прийняття законодавчих актів, спрямованих на:

- підтвердження відповідності продукції, що постачається на підприємства атомної енергетики;
- залучення та використання фінансових ресурсів для зняття з експлуатації АЕС та передачі на довгострокове зберігання/захоронення радіоактивних відходів (далі – РАВ);

³⁴ Регламент Третього енергетичного пакету-за умови закінчення внутрішньодержавних процедур приєднання України до Третього енергетичного пакету (Висновки 9-го засідання Ради Міністрів Енергетичного Співтовариства, 06.10.2011)

- впровадження санітарних норм і правил для АЕС;
- спорудження сховищ відпрацьованого ядерного палива (далі – ВЯП) та РАВ;
- продовження терміну експлуатації АЕС;
- забезпечення інвестування в будівництво нових об'єктів ядерно-енергетичного комплексу (далі – ЯЕК);
- виконання процедур підготовки і передачі на захоронення РАВ підприємств ЯЕК та остаточного захоронення РАВ;
- поводження з ВЯП після його довгострокового безпечного зберігання;
- облік та контроль за ядерними матеріалами.

Відновлювані джерела енергії

Правове регулювання у цій сфері розвивається за двома напрямками: зменшення енергоємності та розвиток відновлювальних джерел енергії. Основними правовими актами, які регулюють відповідні відносини, є такі:

- Директива 2009/28/ЕС від 23 квітня 2009 року стосовно сприяння використанню енергії відновлюваних джерел і про внесення змін і Згодом скасування Директиви 2001/77/ЕС та 2003/30/ЕС.

Адаптація українського законодавства у цій сфері потребує прийняття законодавчих актів, спрямованих на:

- створення умов для збільшення використання відновлювальних джерел енергії, зокрема через забезпечення доступу електроенергії з відновлювальних джерел до електричних мереж за прийнятними цінами, встановлення спеціальних тарифів, спрощення адміністративних процедур надання дозволу на будівництво «відновлюваних» електростанцій тощо;
- надання преференцій для розвитку (реабілітації) ресурсної бази для ВДЕ, зокрема полікристалічного кремнію для виробництва фотоперетворювачів сонячних модулів, біомаси, шахтного метану тощо;
- підвищення енергоефективності та покращення надійності постачання енергетичних продуктів шляхом створення правових рамок для заохочення та розвитку вискоелективної когенерації, тобто одночасного виробництва теплової та електричної енергії;
- сприяння залученню відновлюваних джерел енергії до паливно-енергетичних балансів;
- організаційна, правова і фінансова підтримка можливого використання промислових і побутових відходів, перш за все енергоємних, таких як металолом, відходи будівельних матеріалів, склотари тощо.

Вугільна галузь

Регулювання вугільної галузі в ЄС спрямоване на впорядкування та зменшення державних субсидій на видобування вугілля, а також на встановлення прозорих цін на ринку з метою досягнення ринкових умов функціонування галузі, зокрема через створення належних умов для конкуренції.

Адаптація українського законодавства у цій галузі потребує прийняття законодавчих актів, спрямованих на:

- пріоритетне забезпечення економіки країни власною вугільною продукцією в економічно виправданих обсягах і належної якості, захист і підтримка вітчизняного вугільного виробництва у відповідності з нормами Світової організації торгівлі;
- правове і фінансове забезпечення реструктуризації та інноваційного розвитку вугільної промисловості для підвищення її конкурентоспроможності, визначення видів державної допомоги, які надаються вугільній галузі, а також умов та термінів їх надання виключно законами України;
- створення системи моніторингу надання та використання державної допомоги і моніторингу експорту та імпорту вугілля;
- адаптацію підприємств галузі до ринкових умов господарювання та сприяння формуванню у галузі ринкового конкурентного середовища;
- забезпечення захисту прав та інтересів усіх учасників господарських відносин у вугільній промисловості.

Нафтогазова галузь

Основними актами ЄС у цій сфері є:

- Директива Ради 2006/67/ЄС від 24 липня 2006 р. про введення зобов'язань країн-членів ЄС підтримувати мінімальні резерви сирової нафти та/або нафтопродуктів;
- Директива Ради 2009/119 від 14 вересня 2009 р. щодо зобов'язання країн членів ЄС підтримувати мінімальні запаси сирової нафти та / або нафтопродуктів.

Адаптація енергетичного законодавства України до енергетичного законодавства ЄС у сфері нафтової галузі полягає у досягненні безпеки поставок і забезпеченні надійності функціонування енергосистеми шляхом прийняття законодавчих актів, якими передбачатимуться заходи щодо:

- створення та підтримання резервів нафти та нафтопродуктів на рівні, достатньому для забезпечення внутрішнього споживання протягом не менше 90 днів, за рахунок суб'єктів господарювання, що здійснюють діяльність на ринку нафти та нафтопродуктів, та інших джерел, не заборонених законодавством, без залучення коштів державного бюджету крім резервів, що утримуються Державним комітетом України з державного матеріального резерву;
- створення уніфікованого порядку обліку та використання резервів нафти та нафтопродуктів;
- розроблення плану дій, що має застосовуватися у випадку виникнення ускладнень у постачанні сирової нафти і нафтопродуктів;
- створення умов для надійної роботи внутрішніх і міждержавних нафтопроводів, здійснення транзиту нафти;
- створення або визначення компетентного органу з належними повноваженнями на випадок виникнення труднощів у постачанні сирової нафти чи нафтопродуктів;
- визначення порядку проведення міждержавних консультацій та забезпечення координації національних заходів у разі виникнення кризової ситуації на ринку нафти та нафтопродуктів.

Природний газ

Правове регулювання газової галузі ЄС спрямоване на створення конкурентного ринку природного газу.

Правова основа створення ринку природного газу:

- Директива № 2003/55/ЄС від 26.03.2003 стосовно спільних правил для внутрішнього ринку природного газу;
- Директива № 2004/67/ЄС стосовно безперервного постачання природного газу;
- Регламент (ЄС) № 1775/2005 про умови доступу до мереж газопостачання;
- Директива № 2009/73 стосовно спільних правил для внутрішнього ринку природного газу та про скасування Директиви № 2003/55/ЄС³⁵;
- Регламент № 715/2009 про умови доступу до мереж транспортування природного газу та яким скасовується Регламент (ЄС) № 1775/2005³⁶.

Адаптація енергетичного законодавства України до енергетичного законодавства ЄС у газовій галузі спрямована на розв'язання таких завдань:

- створення умов для діяльності незалежного органу державного регулювання;
- впровадження повноцінного та конкурентного внутрішнього ринку природного газу;
- забезпечення недискримінаційності доступу до газотранспортної мережі;
- формування економічно обґрунтованих тарифів на послуги суб'єктів ринку природного газу;
- забезпечення раціонального споживання природного газу та впровадження енергозберігаючих технологій;
- покращення фінансово-економічного стану підприємств, що працюють на ринку природного газу, підвищення рівня їхньої рентабельності.

Енергозбереження та енергоефективність

Правова основа енергозбереження та енергоефективності:

- Директива 2004/8/ЄС від 11 лютого 2004 р. про сприяння спільному виробництву тепла й електроенергії (когенерації) на основі корисного теплового навантаження на внутрішньому енергетичному ринку та внесення змін до Директиви 92/42/ЄЕС;
- Директива 2006/32/ЄС від 5 квітня 2006 р. про ефективність кінцевого використання енергії та енергетичні послуги;
- Директива 2010/31/ЄС від 19 травня 2010 року щодо енергетичних характеристик будівель, яка скасовує та замінює чинну раніше Директиву 2002/91/ЄС;
- Директива 2010/30/ЄС від 19 травня 2010 року щодо позначення класів енергоспоживання та стандартизованої інформації про споживання енергії та інших ресурсів електро побутовими приладами, яка скасовує та замінює чинну раніше Директиву 92/75/ЄЕС.

³⁵ Директива Третього енергетичного пакету-за умови закінчення внутрішньодержавних процедур приєднання України до Третього енергетичного пакету (Висновки 9-го засідання Ради Міністрів Енергетичного Співтовариства, 06.10.2011)

³⁶ Регламент Третього енергетичного пакету-за умови закінчення внутрішньодержавних процедур приєднання України до Третього енергетичного пакету (Висновки 9-го засідання Ради Міністрів Енергетичного Співтовариства, 06.10.2011)

Адаптація енергетичного законодавства України до енергетичного законодавства ЄС з питань енергозбереження та енергоефективності спрямована на :

- підвищення ефективності споживання паливно-енергетичних ресурсів;
- зниження енергоємності ВВП;
- прискорення здійснення структурної перебудови економіки України;
- мінімізацію залежності економіки України від імпорту енергоносіїв;
- підвищення конкурентоспроможності вітчизняної продукції на світових ринках;
- забезпечення формування привабливого інвестиційного клімату;
- зменшення техногенного навантаження на довкілля.

Екологія

Нормативно-правова база Європейського Співтовариства з екології :

- Директива 85/337/ЕЕС від 27 червня 1985 р. стосовно оцінки впливу певних державних та приватних проєктів на навколишнє середовище з поправками, внесеними Директивою 97/11/ЕС та Директивою 2003/35/ЕС;
- Директива 1999/32/ЕС від 26 квітня 1998 р. щодо зменшення вмісту сірки у певних видах рідкого палива;
- Директива 2001/80/ЕС від 23 жовтня 2001 р. стосовно встановлення граничного рівня викидів певних забруднювачів до атмосфери великими спалювальними установками;
- Директива 79/409/ЕС від 2 квітня 1979 р. стосовно охорони диких птахів (Пункт 2 статті 4).

Адаптація українського законодавства у цій сфері потребує прийняття законодавчих актів, спрямованих на:

- поліпшення екологічної ситуації під час вироблення та транспортування енергопродуктів;
 - моніторинг рівня радіоактивності в навколишньому середовищі;
- впровадження екологічного аудиту на енергопідприємствах.

Технологічні заходи

Для інтеграції ОЕС України до енергосистем європейських країн потрібно здійснити комплекс технологічних заходів для забезпечення:

- вимог щодо регулювання частоти та потужності в ОЕС України, розроблених у межах енергетичного об'єднання країн СНД і Балтії, погоджених з енергетичним об'єднанням ENTSO-E;
- вимог Директив Європейської комісії щодо екологічних показників роботи енергоблоків ТЕС потужністю більше 50 МВт згідно із зобов'язаннями України як члена Енергетичного співтовариства;
- достатньої конкурентоздатності генеруючого обладнання ТЕС на міждержавному ринку електричної енергії.

Для цього потрібно:

- побудувати сучасну телекомунікаційну систему, систему автоматичного регулювання частоти та перетоків потужності, дистанційного керування комутуючим обладнанням, підключенню диспетчерського центру ОЕС України до Центру координації європейських системних операторів та до мережі передачі даних Electronic Highway;
- закінчити добудову наявних і будівництво нових енергооб'єктів, у тому числі й об'єктів магістральних мереж, відповідно до умов паралельної роботи ОЕС України з європейською енергосистемою;
- забезпечити здійснення модернізації та реконструкції необхідної кількості генеруючого обладнання з підвищенням маневреного діапазону та впровадженням сучасних систем автоматичного регулювання енергоблоків, їх підключенням до телекомутаційної системи автоматичного регулювання частоти і потужності ОЕС України, що створюється;
- при плануванні і проведенні реконструкції і модернізації енергоблоків ТЕС, що братимуть участь у регулюванні частоти і потужності в енергетичній системі, слід забезпечити підвищення економічності їх роботи до рівня конкурентоздатності на міждержавному ринку електричної енергії;
- у зв'язку зі вступом України до Енергетичного співтовариства і пов'язаною з цим необхідністю виконання вимог директив ЄС щодо суттєвого поліпшення екологічних показників виробництва електричної енергії на теплових електричних станціях потужністю більше 50 МВт, у найближчі роки розробити цільову програму впровадження належних природоохоронних заходів на ТЕС України, виходячи з реальних технічних і інвестиційних можливостей електроенергетичного комплексу;
- у зв'язку із значним прогнозованим розвитком відновлюваної енергетики в Україні, що характеризується стохастичним характером видачі потужності, заходи з реконструкції енергоблоків ТЕС потрібно доповнити впровадженням в енергосистемі України засобів автоматичного управління навантаженнями за рахунок створення в системах централізованого теплопостачання країни спеціалізованої групи електротеплового обладнання (теплові насоси, теплонакопичувальні нагрівачі, холодильні установки) із включенням його в систему автоматичного управління частотою та перетоками потужності енергосистеми України як її функціональну складову;
- розробити фінансово-економічні механізми, кваліфікаційні вимоги, нормативно-технічну і нормативно-правову базу щодо участі спеціалізованих споживачів-регуляторів в роботі енергетичної системи як суб'єкта ринку регулюючих послуг із урахуванням необхідності забезпечення їх конкурентоздатності при виробництві теплової енергії та особливий статус їх використання у системах теплопостачання;
- забезпечити виконання критеріїв безпеки і сталості роботи ОЕС України шляхом підвищення надійності генерації електричної енергії, її передачі між регіонами країни по внутрішніх перетинах, регулювання напруги в мережі, ліквідації пошкоджень в мережі у нормативні терміни;
- враховуючи тривалий термін технічних заходів із переведення ОЕС України на синхронну роботу з ENTSO-E, забезпечити подальше удосконалення

енергетичного обладнання ТЕС «Бурштинського острова» за рахунок реконструкції наявних та будівництва нових енергоблоків на наявних ТЕС і ТЕЦ.

Вартість забезпечення синхронізації ОЕС України з європейською мережею системних операторів ENTSO-E в рамках об'єктів мережі ОЕС України, згідно з проектом Державної цільової програми, програми інтеграції ОЕС України до енергетичного об'єднання енергосистем європейських держав, буде становити 4,2 млрд. грн. (з них на будівництво ліній електропередач – 2,9 млрд. грн., на встановлення трансформаторів – 0,3 млрд. грн., на модернізацію підстанцій – 1 млрд. грн.).

13. Науково-технічне та кадрове забезпечення

Поточний стан та ключові проблеми науково-технічного та кадрового забезпечення ПЕК

Недостатність уваги до питань науково-технічного та кадрового забезпечення в останні десятиріччя призвів до помітного сповільнення розвитку науково-технічного потенціалу ПЕК. Збереження цієї тенденції може стати перешкодою для подальшого успішного зростання галузей ПЕК та досягнення показників, закладених в Енергостратегії.

У даний час наукове та науково-технічне забезпечення галузей ПЕК виконують установи та організації різного відомчого підпорядкування – Міністерства енергетики та вугільної промисловості, Національної академії наук України, Міністерства освіти і науки, інших Міністерств і відомств. Їх головними завданнями є науково-технічний та технологічний супровід роботи галузі, забезпечення ефективного використання інтелектуального та технічного потенціалу галузевих наукових та інжинірингових організацій. У 2000-10 рр. 55-65% наукових та науково-технічних робіт виконувались в галузевих організаціях, 20-30% - в академічних організаціях, 10-15% - у вищих навчальних закладах, та решта 5% - у заводських організаціях.

Існує декілька найважливіших проблем, які стоять перед ПЕК України в галузі науково-технічного та кадрового забезпечення.

По-перше, зростаючий дефіцит кваліфікованих інженерних та робочих кадрів, який відчувають практично всі підприємства ПЕК країни при зростаючому попиті на робочу силу. Дефіцит інженерних кадрів почав формуватися в 90-ті роки – через низький соціальний статус і рівень оплати праці знизилась престижність інженерної праці і, як наслідок, зменшилась кількість студентів технічних спеціальностей. Поглибленню негативних тенденцій сприяє невідповідність структури спеціальностей, за якими готують фахівців в університетах країни за бюджетні кошти, потребам ринку в цілому і, зокрема, галузей ПЕК. Усе це призвело до того, що на сьогодні в Україні важко задовольнити потребу в інженерних кадрах. Означені проблеми призвели до суттєвого старіння наукових та інженерно-технічних кадрів ПЕК країни. У наукових установах та на підприємствах ПЕК найменшим є прошарок працюючих вікової групи 35–45 років, а середній вік кваліфікованих спеціалістів нині становить 45–65 років. Ця тенденція є небезпечною, оскільки може призвести до порушення спадковості поколінь науково-технічних і виробничих фахівців, значного зниження кадрового потенціалу енергетики країни.

По-друге, скорочення наукових та технічних кадрів, а також низька увага до розвитку науково-технічного забезпечення галузі. За даними Державної служби статистики України, кількість установ Міністерства освіти і науки, молоді та спорту України, які виконують наукові та науково-технічні роботи, скоротилась з 152 у 2000 році до 150 у 2009 році та 144 у 2010 році. Протягом останніх 15 років чисельність працівників, що проводили наукові дослідження в університетах, постійно зменшувалась: так у 2009 році науковою та науково-технічною роботою було зайнято 7267 фахівців, а у 2010 році – лише 7092.

У 2009 році питома вага витрат на виконання наукових та науково-технічних робіт у ВВП становила в цілому по ЄС 2,01% (у тому числі в Німеччині – 2,82%, Чеській Республіці – 1,53%, Естонії – 1,42%, Іспанії – 1,38%), а в Україні – 0,86%, хоча згідно із Законом України «Про наукову і науково-технічну діяльність» «держава забезпечує бюджетне фінансування наукової та науково-технічної діяльності (крім видатків на оборону) у розмірі не менше 1,7% валового внутрішнього продукту України».

Через недостатній обсяг фінансування у критичному стані знаходиться матеріально-технічна база науки. Лише близько 2% наукового обладнання українських науково-технічних установ відповідає сучасному світовому рівню. Ступінь зносу основних засобів у науковій сфері становить 46%, менше 6% парку машин і устаткування, які перебувають на балансі наукових організацій, можна віднести до нового обладнання. При цьому коефіцієнт оновлення обладнання, за експертними оцінками, не перевищує 1–1,5% на рік. Означений стан матеріально-технічного забезпечення наукової і науково-технічної діяльності, особливо у галузі технічних наук, є однією з причин згортання експериментальних досліджень ряду важливих для ПЕК країни напрямів.

Не відповідає сучасним вимогам і стан матеріально-технічної бази наукових досліджень в університетах, де, за даними Державної служби статистики України, середній рівень зносу наукового обладнання та приладів складає понад 85%, що суттєво перешкоджає створенню конкурентоспроможних наукових розробок.

Недоліком української науки є низька участь приватного сектору та підприємництва у її фінансуванні. Так, в 2010 році виконання фундаментальних досліджень на 95% фінансувалося за рахунок коштів державного та місцевих бюджетів. Прикладні дослідження на три чверті фінансувалися за рахунок коштів державного та місцевих бюджетів і лише 10,8% за рахунок підприємницького сектора.

Напрямки розвитку науково-технічного та кадрового забезпечення ПЕК

Забезпечення належного рівня розвитку науково-технічної та кадрової підтримки галузей ПЕК є необхідним фактором для подальшого сталого і довгострокового розвитку енергетики та економіки України та вирішення практичних завдань, що стоять перед ПЕК. Для забезпечення ПЕК новітніми науковими та науково-технічними розробками, які відповідають світовому рівню, подолання дефіциту наукових, кваліфікованих інженерно-технічних та робітничих кадрів у його галузях потрібно здійснити ряд заходів, першочерговими з яких є такі:

- Забезпечення належного і достатнього фінансування академічної та галузевої науки, при цьому пріоритет повинен віддаватися виконанню прикладних науково-дослідних робіт за пріоритетними напрямками розвитку галузей ПЕК з подальшим практичним застосуванням результатів досліджень;
- Підвищення на рівні країни престижу наукової роботи у галузі технічних наук, залучення уваги до підготовки наукових кадрів вищої кваліфікації через мережу аспірантур і докторантур при академічних і галузевих інститутах, університетах;
- Узгодження спеціальностей, за якими здійснюється підготовка інженерних кадрів за бюджетні кошти, з потребами галузей ПЕК; відтворення системи підвищення кваліфікації інженерно-технічних працівників у галузях ПЕК з метою освоєння сучасних технологій виробництва, правових питань, інвестиційного менеджменту;

- Відновлення повноцінної професійно-технічної освіти для підготовки кваліфікованих робітничих кадрів для галузей ПЕК;
- Стимулювання учасників ринку до поліпшення системи соціальних гарантій на підприємствах ПЕК, забезпечення безпечних умов праці;
- Створення умов та стимулювання залучення позабюджетних коштів для реалізації інноваційних проектів, створення технопарків та інноваційних бізнес-інкубаторів, залучення венчурного капіталу для впровадження нових розробок в енергетиці, максимально швидкої організації виробництва і просування на ринок нових високотехнологічних продуктів;
- Формування енергетичної політики держави із залученням учасників ринку, профільних державних служб, галузевих об'єднань та співтовариств, міжнародних організацій, освітніх та наукових установ.

14. Програми та документи, необхідні для реалізації Енергетичної стратегії

Для успішної реалізації основних положень Енергостратегії України необхідні розробка і затвердження таких програмних документів:

- План заходів реалізації Енергостратегії, який повинен включати:
 - Перелік об'єктивних вимірюваних показників, які повинні бути досягнуті завдяки реалізації Енергостратегії. Вибір ключових показників повинен бути заснований на цілях держави в розвитку галузей ПЕК, викладених у цій Енергостратегії;
 - Детальні й конкретні кроки, потрібні для досягнення цих показників;
 - Терміни реалізації кожного кроку. При цьому, гранулярність зазначених кроків повинна бути наступною:
 - на період 2013-2015 рр. - не більше одного кварталу;
 - на період 2016-2020 рр. - не більше одного року;
 - на період 2021-2030 рр. - три-п'ять років.
 - Відповідальних за реалізацію кожного кроку;
 - Перелік учасників роботи над кожним кроком;
 - Ресурси, потрібні для реалізації цих кроків.

План заходів реалізації Енергостратегії повинен бути розроблений Міністерством енергетики та вугільної промисловості і затверджений протягом шести місяців від дня ухвалення Енергостратегії Урядом України. Після розробки програм розвитку окремих галузей ПЕК, які затверджуються Міненерговугілля, план заходів має бути доповнений планами реалізації цих програм.

- Механізм створення та контролю виконання плану заходів реалізації Енергостратегії, який повинен включати:
 - Порядок проведення моніторингу, підготовки та виконання плану заходів;
 - Графік розгляду результатів реалізації Енергостратегії на засіданнях уповноважених органів, включаючи Кабінет Міністрів України.

Оновлення Енергостратегії та актуалізація плану заходів має відбуватися не рідше, ніж раз на п'ять років.

Для контролю виконання реалізації Енергетичної стратегії необхідно вдосконалити підходи до збору та аналізу статистичних даних в цілому та ПЕК зокрема. Додатково до цього потрібно розробити систему показників вимірювання енергетичної ефективності та розробити механізми їх збору та аналізу з метою забезпечення контролю виконання кроків щодо підвищення енергетичної ефективності. Загалом, виходячи із цілей з міжнародної інтеграції України та активного співробітництва в рамках Енергетичного співтовариства, потрібно, щоб дані механізми та підходи базувалися на методології Міжнародного енергетичного агентства.

14.1. Нормативно-правове забезпечення

Для успішного досягнення цілей розвитку галузей ПЕК, зазначених у цій Енергостратегії, потрібно розробити або змінити низку нормативно-правових документів, включаючи, але не обмежуючись:

- Методологію формування прогнозного та звітного балансів паливно-енергетичних ресурсів з урахуванням рекомендацій МЕА, ОЕСЗ та ЄС;

14.1.1. Електроенергетика

а) Загальні питання

Розробити і затвердити:

- Закон України «Про державне регулювання в енергетиці України», який регламентує державне регулювання й забезпечує незалежність регулятора органу державного регулювання в енергетиці;
- Порядок фінансування послуг з приєднання електроустановок до електричних мереж;
- Порядок оприлюднення інформації електропередавальними організаціями щодо трансформаторних підстанцій;
- Стандарти операційної безпеки функціонування ОЕС України.

б) Фінансування галузі

Оновити або змінити:

- Порядок підготовки та фінансування проектів з метою реалізації плану реконструкції та модернізації теплових електростанцій.

Розробити і затвердити:

- Пакет нормативно-правових актів з удосконалення процедури проектування будівництва та введення в експлуатацію об'єктів інфраструктури електроенергетичної галузі, враховуючи *acquis communautaire* ЄС.

в) Структура власності

Розробити і затвердити:

- Нормативно-правові акти з удосконалення державно-приватного партнерства в електроенергетиці.

г) Ціноутворення

Розробити і затвердити:

- Методики та процедури розрахунку тарифу на передачу й розподіл електроенергії на основі багаторічного стимулюючого регулювання, а також плану переходу на таке тарифоутворення;
- План ліквідації перехресного субсидування населення й інших груп споживачів, включаючи строки та рівень підвищення тарифів для цих груп споживачів;
- Реформування системи надання адресної допомоги для захисту малозабезпечених верств населення у разі ліквідації перехресного субсидування.

д) Ринок електроенергії

Оновити або змінити:

- Закон України «Про електроенергетику»;
- Умови та правила здійснення ліцензійної діяльності з: оптового постачання електричної енергії, передачі електроенергії магістральними та міждержавними лініями електропередач та оперативно-диспетчерського управління, передачі електроенергії місцевими (локальними) електромережами, виробництва електроенергії, постачання електричної енергії за регульованим та нерегульованим тарифами;
- Закон України «Про здійснення державних закупівель»;
- Закон України «Про комбіноване виробництво теплової та електричної енергії (когенерацію) та використання скидного енергопотенціалу»;
- Податковий кодекс України.

Розробити і затвердити:

- Закон України «Про засади функціонування ринку електричної енергії України», у т.ч. підзаконні акти, необхідні для впровадження Закону;
- Правила ринку електричної енергії та правила ринку «на добу вперед»;
- Кодекс електричних мереж;
- Кодекс комерційного обліку електроенергії;
- План переходу від моделі єдиного покупця до моделі прямих договорів і балансуючого ринку.

14.1.1.1. Гідроенергетика

Для ефективної реалізації програми розвитку гідроенергетики потрібно провести наступні підготовчі заходи:

- Прийняти закон "Про безпеку гідротехнічних споруд", на основі якого і вдосконалити систему державного контролю за безпекою об'єктів гідроенергетики, перегляду і розробки нормативно-правових актів з безпеки гідроенергетичних об'єктів;
- Вдосконалити систему законодавства щодо державної підтримки і створення привабливого інвестиційного клімату та умов для будівництва малих та середніх ГЕС за рахунок приватних інвестицій;
- Вдосконалити управління об'єктами великої гідроенергетики для підвищення їх ефективності та рівня безпеки;
- Вдосконалити методику розрахунку тарифів на електроенергію, що виробляється ГЕС і ГАЕС, розробити і ввести механізм функціонування ринку системних послуг та їх оплати;
- Розширення і вдосконалення міжнародного співробітництва у сфері підвищення рівня безпеки гідроенергетичних об'єктів та залучення кредитів для їх реконструкції та будівництва.

14.1.1.2. Теплопостачання

а) Загальні питання

Оновити або змінити:

- Закон України «Про теплопостачання» в частині включення до складу економічно обґрунтованих витрат інвестиційної складової та складової для повернення

позикових коштів (а до приведення тарифів до економічно обґрунтованих врахування інвестиційної складової при розрахунку різниці між собівартістю та економічно обґрунтованими витратами), а також в частині встановлення стимулюючого принципу тарифоутворення.

Розробити і затвердити:

- Закон України «Про комерційний облік в сфері теплопостачання».

б) Фінансування галузі

Розробити і затвердити:

- Порядок подання, розгляду, схвалення та виконання інвестиційних програм ліцензіатів, що провадять господарську діяльність у сфері теплопостачання.

в) Структура власності

Розробити і затвердити:

- Нормативно-правові акти з удосконалення державно-приватного партнерства у сфері теплопостачання.

г) Ціноутворення

Розробити і затвердити:

- Методику формування тарифів на виробництво теплової та електричної енергії, що виробляється на ТЕЦ, на принципах стимулюючого регулювання;
- Методики та процедури розрахунку тарифу на теплову енергію на основі багаторічного стимулюючого регулювання;
- Положення про встановлення тарифів у сфері теплопостачання з відхиленням від економічно обґрунтованого рівня;
- Порядок відшкодування різниці між економічно обґрунтованим та встановленим тимчасовим тарифом для населення для суб'єктів природних монополій та суб'єктів господарювання на суміжних ринках у сфері теплопостачання

14.1.2. Атомна енергетика та промисловість

Розробити і затвердити:

- Кадастр майданчиків АЕС;
- План будівництва нових енергоблоків АЕС;
- Угоду (угоди) про співробітництво з постачальником технології (для нових енергоблоків АЕС);
- Рішення про розміщення та будівництво нових енергоблоків АЕС;
- Рішення про особливий режим надання дозволів на користування надрами для розвідки та розробки покладів урану та торію;
- Рішення про призначення генеральних проектувальників об'єктів ядерної енергетики та промисловості (ядерних установок);
- Рішення про стимулювання інвестування у розвиток промислової бази підприємств, залучених до будівництва енергоблоків АЕС;

- Рішення про стимулювання інвестування у виконання науково-дослідних та дослідно-конструкторських робіт супроводу експлуатації АЕС та розвиток науково-виробничої, методичної та інфраструктурної бази навчальних установ, що готують кадри для ядерно-енергетичного комплексу;
- Рішення щодо унормування, обліку та використання коштів, що надходять до Державного бюджету в якості коштів, призначених для зняття з експлуатації АЕС та ядерних установок;
- Рішення про стимулювання розвитку бізнесу в місцях розташування об'єктів колишнього уранового виробництва;
- Рішення про акціонування підприємств ядерно-промислового комплексу Міненерговугілля із залишенням контрольного пакету акцій підприємств в управлінні держави.

14.1.3. Вугільна промисловість

Оновити або змінити:

- Порядок ліквідації збиткових вугледобувних та вуглепереробних підприємств.

Розробити і затвердити:

- Закон України «Про оптимізацію видатків на ліквідацію вуглевидобувних підприємств»;
- Закон України «Про державну підтримку вугільної галузі», який визначає критерії, розміри й умови надання державної підтримки вуглевидобувним підприємствам;
- Закон України «Про порядок вирішення питання щодо заборгованості вугледобувних та вуглепереробних підприємств Міністерства енергетики та вугільної промисловості, що ліквідуються за рішенням Кабінету Міністрів України, перед Державним бюджетом України і місцевими бюджетами та державними цільовими фондами»;
- Концепцію створення системи соціальної підтримки працівників вугільної промисловості та населення депресивних територій, на яких перебувають у стадії закриття вугледобувні та вуглепереробні підприємства (включаючи соціальну підтримку, перенавчання і працевлаштування у разі закриття шахт, підтримку малого бізнесу, стимулювання трудової міграції та створення інституційної структури для реалізації запланованих заходів);
- Перелік документів, необхідних потенційним інвесторам для прийняття рішення щодо приватизації вугледобувних підприємств (Інвестиційний пакет) з інформацією про їх стан та порядок надання цих документів і їх використання потенційними інвесторами;
- Інвестиційний пакет по кожному із державних вугледобувних підприємств, з метою подальшого надання потенційним інвесторам;
- План ліквідації ДП «Вугілля України»;
- Рішення про необхідні обсяги фінансування з державного бюджету за роками для завершення процесу закриття певних шахт до 2016 р.;
- План-графік ліквідації (консервації) підприємств вугільної галузі;
- Комплексна програма енергозбереження для зниження споживання електричної енергії вуглевидобувними підприємствами, які працюють у режимі водовідливу;

- План-графік передачі до 2014 р. усіх об'єктів соціальної інфраструктури державних вуглевидобувних підприємств у комунальну власність;
- Методику формування ціни на енергетичне вугілля, виходячи з його калорійності й енергетичної цінності.

14.1.4. Нафтогазова галузь

Оновити або змінити:

- Кодекс України про надра;
- Закон України «Про нафту і газ»;
- Податковий кодекс України;
- Земельний кодекс України;
- Порядок надання спеціальних дозволів на користування надрами;
- Методику визначення початкової ціни продажу на аукціоні спеціального дозволу на право користування надрами.

Розробити й затвердити:

- Програму реформування Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України»;
- Інвестиційну програму модернізації газорозподільних мереж;
- Методику визначення вільної пропускної потужності газотранспортних та газорозподільних мереж;
- План приведення цін на газ для населення й ТКЕ до ринкового рівня до 2020-2022 рр.;
- План створення стратегічних запасів нафти та нафтопродуктів у відповідності з Директивою 2009/119/ЕС;
- Механізми стимулювання інвестицій у збільшення обсягів видобутку вуглеводнів на родовищах з важко видобувними та виснаженими запасами шляхом використання диференційованого оподаткування й інших заходів державної підтримки.
- План підтримки розвитку нафтопереробної галузі;
- Робочий план реалізації Ініціативи прозорості видобувних галузей (ЕІПІ)

14.1.5. Енергоефективність та енергозбереження

Розробити і затвердити:

- Нормативну базу для проведення енергетичних аудитів, встановлення прогресивних норм питомого видатку енергоносіїв для житлово-комунального господарства та бюджетних організацій, діяльності енергосервісних компаній;
- Закон «Про енергоефективність будинків»;
- Закон «Про ефективне використання паливно-енергетичних ресурсів».

14.1.6. ВДЕ

Розробити і затвердити:

- Методику розподілу витрат на будівництво й модернізацію магістральних і розподільних мереж (включаючи устаткування мереж і підстанцій), а також

будівництво додаткових регулюючих потужностей при будівництві генерації на ВДЕ;

- Заходи щодо стимулювання використання біопалива.

14.1.7. Екологія

Розробити і затвердити:

- Закон про основні засади державної політики у сфері регулювання антропогенних викидів парникових газів та адаптації до зміни клімату;
- Національний план щодо адаптації до зміни клімату.

14.1.8. Міжнародне співробітництво

Оновити або змінити:

- План заходів щодо виконання зобов'язань в рамках Договору про заснування Енергетичного Співтовариства.

Розробити і затвердити:

- Нормативні документи щодо синхронного об'єднання української і молдавської енергосистем з континентальною європейською енергосистемою ENTSO-E.

14.2. Перелік програм

Перелік програм, розроблення або оновлення яких є необхідною умовою реалізації цілей і завдань Енергостратегії, включає, але не вичерпується програмами, що наведені нижче і які можуть розроблятися на довгостроковий період.

14.2.1. Електроенергетика

Оновити або змінити:

- Галузеву програму розвитку електричних мереж напругою 35-110(150) кВ та визначення обсягів реконструкції електричних мереж напругою 0,4-10 кВ;
- План реконструкції та модернізації теплоелектростанцій і теплоелектроцентралей.

Розробити і затвердити:

- Державну цільову програму розвитку магістральних та міждержавних електричних мереж напругою 220-750 кВ;
- Галузеву програму модернізації ліній та підстанцій напругою 220-750 кВ;
- Програму інтеграції ОЕС України в енергосистему європейських країн, у тому числі план заходів щодо приведення генеруючих об'єктів і об'єктів електромереж у відповідність до вимог ENTSO-E (схеми первинного і вторинного регулювання, диспетчеризації тощо);
- Програму адаптації нормативно-технічних вимог з експлуатації обладнання об'єктів електроенергетики відповідно до європейських стандартів.

14.2.1.1. Гідроенергетика

Оновити або змінити:

- Галузеву програму реконструкції гідроелектростанцій і будівництва нових об'єктів гідроенергетики;
- Регіональні програми розвитку малої гідроенергетики з урахуванням питань будівництва нових малих ГЕС у комплексі інфраструктури для захисту від повеней.

Розробити та затвердити:

- Схему комплексного використання водних і гідроенергетичних ресурсів річок України та уточнення невикористаного економічно ефективного гідроенергетичного потенціалу.

14.2.1.2. Теплопостачання

Розробити і затвердити:

- Стратегію теплопостачання України;
- Національну програму розвитку теплопостачання до 2030 р.;
- Загальнодержавну цільову програму модернізації та розвитку житлово-комунального господарства.

14.2.2. Атомна енергетика

Оновити або змінити:

- Програму продовження терміну експлуатації енергоблоків АЕС;
- Програму підвищення ефективності експлуатації енергоблоків АЕС;
- Технічну документацію, регламентуючу експлуатацію АЕС;
- Концепцію зняття з експлуатації АЕС та ядерних установок;
- Програму підвищення безпеки експлуатації (КзППБ) та рішення про її фінансування;
- Державну цільову програму «Ядерне паливо України».
- Комплексну програму поводження з радіоактивними відходами експлуатуючої організації.

14.2.3. Вугільна промисловість

Розробити і затвердити:

- Програму закриття неперспективних вугільних шахт і розрізів, торфодобувних підприємств;
- Галузеву програму розвитку вугільної промисловості України на період до 2030 року;

- Державну цільову комплексну програму підвищення безпеки праці на вугледобувних та шахтобудівних підприємствах.

14.2.4. Нафтогазова галузь

Розробити й затвердити:

- Програму для підтримки впровадження альтернативних видів палива для виробництва тепла в негазифікованих районах;
- Програму освоєння вуглеводневих природних ресурсів України;
- Проекти модернізації магістральних газопроводів та ПГС.

14.2.5. Енергоефективність та енергозбереження

Оновити або змінити:

- Програму підвищення енергоефективності, яка, зокрема, повинна включати:
 - визначення перспективних галузей із підвищення енергоефективності;
 - визначення реальних цілей, механізмів їх реалізації, строків і відповідальних за реалізацію;
 - джерела фінансування заходів із енергоефективності.

Розробити і затвердити:

- Програму популяризації енергоефективності серед населення та інформування споживачів (як побутових, так і промислових) про наявні енергоефективні технології.

14.2.6. ВДЕ

Розробити і затвердити:

- Програму розвитку відновлюваної енергетики.

14.2.7. Екологія

Оновити або змінити:

- Загальнодержавну цільову екологічну програму поводження з радіоактивними відходами;
- Програму приведення в безпечний екологічний стан об'єктів колишнього уранового виробництва.

Розробити і затвердити:

- Державну цільову програму обмеження викидів деяких забруднюючих речовин в атмосферу з великих спалювальних установок електроенергетичного сектору (ТЕС, ТЕЦ) України;
- Загальнодержавну програму поводження з відходами.

З метою забезпечення потреб національної економіки у мінеральних ресурсах за рахунок власного видобутку та зменшення залежності України від імпорту мінеральних ресурсів потрібно актуалізувати Загальнодержавну програму розвитку мінерально-сировинної бази України на період до 2030 року щодо розвідки нових родовищ урану й інших корисних копалин, що використовуються в ЯПК, розвідки нових родовищ вугілля, нафти, газу та конденсату.