ЗМІСТ

1. Вступ **3**
1.1. Причини оновлення Енергетичної стратегії 3
1.2. Цілі і задачі Енергетичної стратегії 4
1.3. Основні висновки 5
1.4. Реалізація та актуалізація Енергетичної стратегії 5
1.5. Прогнозні сценарії развитку економіки та ПЕК 6
2. Прогнозування балансів паливно-енергетичних ресурсів 8
2.1. Прогнозний загальний паливно-енергетичний баланс 8
2.2. Баланс електричної енергії 15
2.3. Баланс вугілля 17
2.4. Баланс нафти 19
2.5. Баланс природного газу 20
3. Стратегія розвитку електроенергетичної галузі 22
3.А. Електрична енергія 22
3.1. Споживання електроенергії 22
3.2. Виробництво, передача та розподіл електроенергії 25
3.3. Державне регулювання та структура власності в електроенергетиці 30
3.4. Загальні екологічні проблеми в галузі електроенергетики 34
3.Б. Теплова енергія 37
3.В. Нетрадиційні відновлювані джерела енергії 43
4. Стратегія розвитку атомної генерації 47
4.1. Поточний стан та розвиток атомної генерацій 47
4.2. Напрями розвитку атомної енергетики України 47
4.3. Розвиток інфраструктури підтримки експлуатації 50
5. Стратегія розвитку вугільної промисловості 54
5.1. Поточний стан вугільної промисловості 54
5.2. Розвиток вугільної промисловості 57
5.3. Державне регулювання та структура власності у вугільній галузі 61
6. Стратегія розвитку нафтогазової галузі 63
6.1. Споживання газу 63
6.2. Видобуток газу 69
6.3. Диверсифікація джерел імпорту газу 74
3.4. Газотранспортна система 76
6.5. Споживання нафтопродуктів 83
6.6. Нафтопереробна галузь 88
6.7. Видобуток нафти й газового конденсату 90
6.8. Нафтотранспортна система 92
6.9. Пріоритетні напрямки державного регулювання нафтогазової галузі 95
7. Пріоритетні напрями енергозбереження, потенціал розвитку нетрадиційних і відновлюваних джерел енергії 106
7.1. Основні принципи державної політики в сфері енергоефективності 106
7.2. Потенціал розвитку нетрадиційних і відновлюваних джерел енергії й альтернативних видів палива 111

8. Загальні екологічні проблеми, зумовлені виробничою діяльністю підприємств паливно-енергетичного комплексу, та шляхи їх розв'язання 114
9. Гарантування енергетичної безпеки 119
10. Фінансове забезпечення розвитку паливно-енергетичного комплексу 121

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 обгрунтоване 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 покликана визначити вектор розвитку галузей енергетики України відповідно до цілей і завдань ПЕК до 2030 року.

1.1. Причини оновлення Енергетичної стратегії

Оновлення Енергетичної стратегії України до 2030 р. (далі - Енергостратегії) обумовлене 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 з 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;
  - Зміни в українській та світовій економіках, викликані фінансово-економічною кризою, призвели до значних коригувань показників розвитку;

[1]Паливно-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).

– 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 і задачі Енергетичної стратегії

Цілями Енергетичної стратегії є:

- Збільшення ВВП України за рахунок економічно ефективного развитку ПЕК;
- Створення умов для надійного та якісного задоволення попиту на енергетичні продукти;
- 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 з указаних 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 ринків 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 обгрунтованої цінової політики відносно 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. Основні висновки

Реалізація заходів Енергостратегії дозволить досягти таких основних результатів[2]:

- 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;
- 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 з залучення інвесторів;
- 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 припинення субсидування галузей з підвищенням ефективності роботи підприємств ПЕК;
- Впровадження комплексних програм підвищення енергоефективності зі зниженням питомого споживання енергоресурсів в економіці на 30-35% до 2030 року, що істотно зменшить навантаження на економіку, підвищить енергонезалежність держави та конкурентність її ВВП.
- Залучення необхідних інвестицій (близько 200 млрд дол США) в ПЕК потребує розробки програм реформування галузей, створення конкурентних ринків, підвищення цін на енергоресурси для створення привабливих умов для приходу в галузь приватних інвесторів, посилення системи контролю над монополіями, а також доопрацювання і довгострокової стабілізації нормативно-правового поля.

1.4. Реалізація та актуалізація Енергетичної стратегії

Для забезпечення реалізації та своєчасної актуалізації Енергостратегії необхідно:

- Уточнення кожні 5 років прогнозного енергетичного балансу України;
- Розробка, затвердження та щорічна актуалізація Плана-графіка реалізації Енергостратегії, Національних планів та Галузевих програм у напрямах, що задані Енергостратегією (докладний перелік необхідних 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 з реалізації Енергостратегії та завдань, визначених в Національних планах та Галузевих програмах;
- Кожні п’ять років, а в разі необхідності – частіше, оновлення Енергостратегії з урахуванням звітів з її реалізації.

[2] За умови фактичного розвитку макроекономічних показників на горизонті до 2030 р. у відповідності до сценарних припущень Енергостратегії

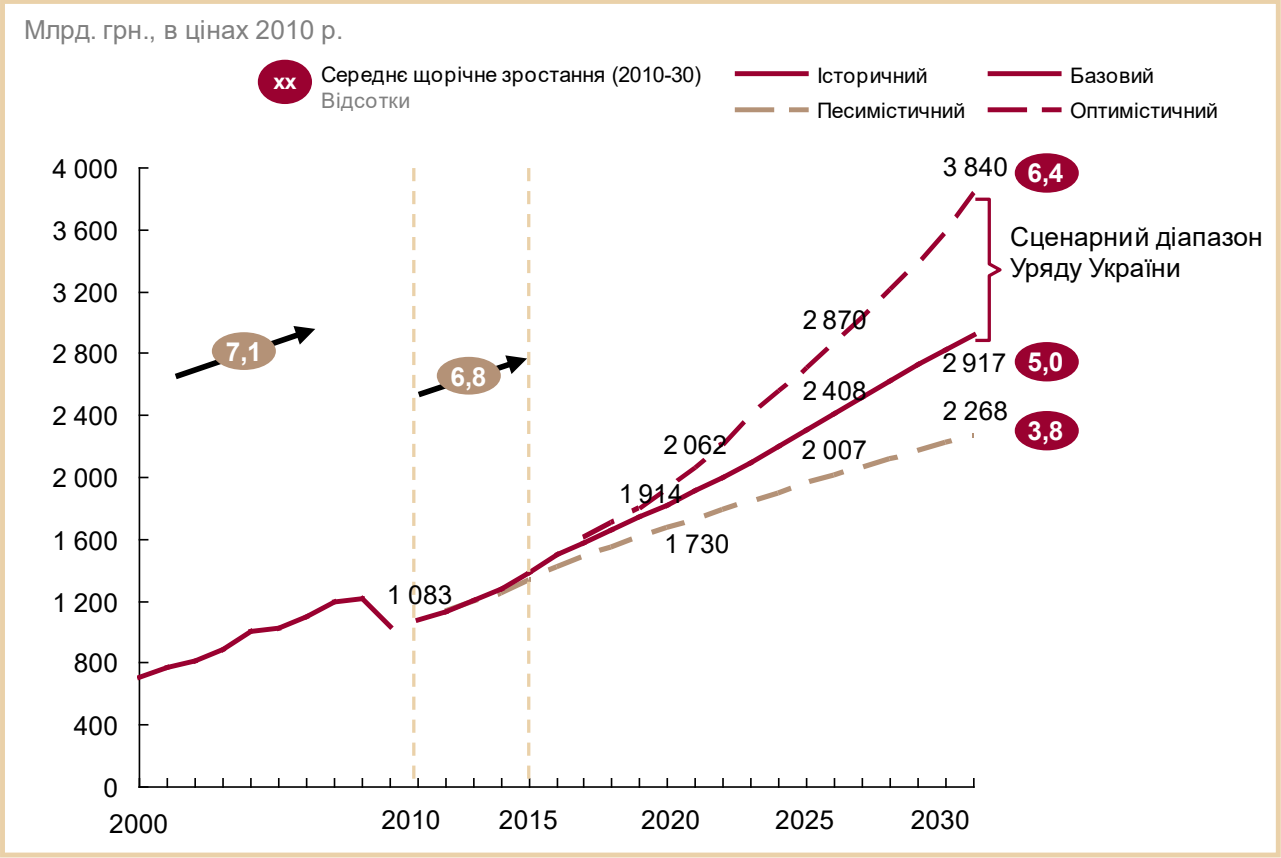
1.5. Прогнозні сценарії развитку економіки та ПЕК

Подальший розвиток економіки України і супутня 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, за якого реалізується безліч ризиків, пов'язаних із уповільненням виходу економіки із кризи, зниження темпів відновлення світового попиту на продукцію металургії й інших галузей (середнє щорічне реальне зростання ВВП до 2030 р. - близько 3,8%) до оптимістичного (аналогічний показник - близько 6,4%). За базовий прийнято сценарій, за якого середнє зростання ВВП складе 5% на рік до 2030 р. Усі сценарії враховують ефект від детінізації економіки.

У всіх сценаріях економічний розвиток України відбуватиметься у два етапи:

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

Динаміка зростання ВВП України



За базовий сценарій для розрахунку прогнозів ринків прийнято сценарій із середнім щорічним реальним зростанням ВВП у 2010-2030 рр. – 5%. При цьому, за регулярного відновлення Енергостратегії необхідно відстежувати фактичний розвиток ринків і ВВП і, за більш швидкого зростання, ніж закладено в базовому сценарії, необхідно проводити коригування прогнозів.

У базовому сценарії співвідношення ВВП сфери послуг до 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, за якого реальний ВВП України зростає із середнім щорічним темпом 6,4%, причому 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%). За такого сценарію у 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. складе 2,3 трлн. грн.

3 Тут і далі всі суми в реальних цінах 2010 р., 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 прийнято 2010 р., у цінах якого прогнозуються показники 2015-2030 рр. Прогнози наявних ресурсів та обсягів споживання первинних енергоресурсів за базовим сценарієм розвитку економіки на період до 2030 року наведено нижче.

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

Стаття балансу	Розмірність	2010 (Факт)	Прогноз			
			2015	2020	2025	2030
Прибуткова частина						
І. Ресурси, усього	**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	77,5	87,3	102,6	131,8
1.1.1 Вугілля готового	млн. т	54,8	62,6	71,5	81,6	93,2
	млн. т у.п.	43,0	49,3	56,4	64,6	73,9
1.1.2 Нафта	млн. т	3,6	2,8	2,4	2,4	4,5
	млн. т у.п.	5,1	4,0	3,4	3,4	6,4
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	112	140	154	167
	млн. т у.п.	39,0	41,8	51,0	54,6	57,8
1.2.1 АЕС	млрд. кВт*г	89	96	116	126	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	1	4	7	13
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 довкілля	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						
ІІ. 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, усього, у т. ч.:	млн. т у.п.	132,3	138,2	136,5	141,7	148,4
1.1.1 Вугілля	млн. т у.п.	48,3	54,5	54,0	57,5	61,5
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	41,8	51,0	54,6	57,8
1.2.1 АЕС	млн. т у.п.	34,0	35,8	42,2	44,7	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	0,4	1,5	2,5	4,5

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 Органічного палива	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 Електроенергії	млрд. кВт*г	6	6,5	5,5	6,5	6,5
	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

Прогнозний паливно-енергетичний баланс України на 2015-2030 рр.

(*песимістичний сценарій*)

Стаття балансу	Розмірність	2010 (Факт)	Прогноз			
			2015	2020	2025	2030
Прибуткова частина						
І. Ресурси, усього	**млн. т у.п.**	**231,9**	**225,2**	**239,5**	**247,4**	**258,7**
1 Виробництво енергоресурсів, усього, у т.ч.:	млн. т у.п.	132,0	141,3	161,4	175,9	194,5
1.1 Видобуток органічного палива	млн. т у.п.	72,0	77,6	86,9	97,2	112,0
1.1.1 Вугілля готового	млн. т	54,8	62,6	71,5	81,6	93,2
	млн. т у.п.	43,0	49,3	56,4	64,6	73,9
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	112	140	146	152
	млн. т у.п.	38,9	41,8	50,9	51,8	52,5
1.2.1 АЕС	млрд. кВт*г	89	96	116	118	118
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	1	4	7	13
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 довкілля	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	22,8	22,3	19,9	19,1
Витратна частина						
II. Розподіл ресурсів, усього	**млн. т у.п.**	**231,9**	**225,2**	**239,5**	**247,4**	**258,7**
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, усього, у т. ч.:	млн. т у.п.	132,3	134,2	128,4	131,6	133,1
1.1.1 Вугілля	млн. т у.п.	48,3	50,9	47,6	51,9	54,0
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	41,8	50,9	51,8	52,5
1.2.1 АЕС	млн. т у.п.	34,0	35,8	42,2	41,9	40,8
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	0,4	1,5	2,5	4,5
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	22,425	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	6,8	16,3	19,6	24,0
2.1 Органічного палива	млн. т у.п.	10,8	4,3	14,0	17,3	21,7
2.1.1 Вугілля	млн. т	6,2	5,5	17,7	21,9	27,4
	млн. т у.п.	4,9	4,3	14,0	17,3	21,7
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 Електроенергії	млрд. кВт*г	6	6,5	6,5	6,5	6,5
	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.	28,0	23,0	22,6	19,7	21,4

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

Стаття балансу	Розмірність	2010 (Факт)	Прогноз			
			2015	2020	2025	2030
Прибуткова частина						
І. Ресурси, усього	**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	77,6	87,3	104,3	138,2
1.1.1 Вугілля готового	млн. т	54,8	62,6	71,5	81,6	93,2
	млн. т у.п.	43,0	49,3	56,4	64,6	73,9
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. м3	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	112,0	140,0	154,0	176,0
	млн. т у.п.	38,9	41,8	50,9	54,6	60,8
1.2.1 АЕС	млрд. кВт*г	89,0	96,0	116,0	126,0	141,0
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	1,0	4,0	7,0	14,0
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 довкілля	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. м3	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 Органічного палива, усього, у т. ч.:	млн. т у.п.	132,3	139,5	142,5	156,0	170,0
1.1.1 Вугілля	млн. т у.п.	48,3	55,7	58,1	67,0	74,7
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	41,8	50,9	54,6	60,8
1.2.1 АЕС	млн. т у.п.	34,0	35,8	42,2	44,7	48,7
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	0,4	1,5	2,5	4,8
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 Органічного палива	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 Електроенергії	млрд. кВт*г	4,1	6,5	7,5	6,5	6,5
	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

2.2. Баланс електричної енергії

(Млрд. кВт*г)

Стаття балансу	2010 (факт)	Прогноз			
		2015	2020	2025	2030
Базовий сценарій					
Прибуткова частина					
І. Ресурси, всього	189,9	215,0	236,0	259,0	282,0
1. Виробництво, всього	188,0	215,0	236,0	259,0	282,0
1.1 Виробництво електроенергії на АЕС	89,0	96,0	116,0	126,0	133,0
1.2 Виробництво електроенергії на ГЕС	12,0	12,0	13,0	14,0	14,0
1.3 Виробництво електроенергії на ГАЕС	1,0	3,0	7,0	7,0	7,0
1.4 Виробництво електроенергії на ТЕС – вугілля	68,0	82,0	75,0	83,0	92,0
1.5 Виробництво електроенергії на ТЕС - газ	0,0	2,0	2,0	2,0	2,0
1.6 Виробництво електроенергії на ТЕЦ і блок-станції	18,0	19,0	20,0	21,0	21,0
1.7 Виробництво електроенергії на ВДЕ	0,0	1,0	4,0	7,0	13,0
2. Імпорт	1,9	0	0	0	0
Витратна частина					
ІІ. Розподіл ресурсів – усього	189,9	214,9	236,0	259,0	282,0
1. Споживання електроенергії нетто, у т.ч.:	152,9	186,5	208,5	231,4	253,5
1.1 Промисловість	97,6	111,0	120,4	131,0	139,0
1.2 Комерційне (сфера послуг та транспорт)	28,6	35,4	41,4	48,5	57,8

Стаття балансу	2010 (факт)	Прогноз			
		2015	2020	2025	2030
1.3 Населення	36,7	40,1	46,7	51,9	56,8
2. Втрати при транспортуванні та розподілі	21,7	22,9	22,0	22,1	23,0
3. Споживання електроенергії брутто – всього	184,6	209,4	230,5	253,5	276,5
4. Експорт	6,1	5,5	5,5	5,5	5,5
Песимістичний сценарій					
Прибуткова частина					
І. Ресурси, всього	189,9	205,0	220,0	234,0	244,0
1. Виробництво, всього	188,0	205,0	220,0	234,0	244,0
1.1 Виробництво електроенергії на АЕС	89,0	96,0	116,0	118,0	118,0
1.2 Виробництво електроенергії на ГЕС	12,0	12,0	13,0	14,0	14,0
1.3 Виробництво електроенергії на ГАЕС	1,0	3,0	7,0	7,0	7,0
1.4 Виробництво електроенергії на ТЕС – вугілля	68,0	73,0	60,0	67,0	71,0
1.5 Виробництво електроенергії на ТЕС - газ	0,0	2,0	2,0	2,0	2,0
1.6 Виробництво електроенергії на ТЕЦ і блок-станції	18,0	18,0	19,0	19,0	20,0
1.7 Виробництво електроенергії на ВДЕ	0,0	1,0	4,0	7,0	13,0
2. Імпорт	1,9	0,0	0,0	0,0	0,0
Витратна частина					
ІІ. Розподіл ресурсів – усього	189,9	205,0	220,0	234,0	244,0
1. Споживання електроенергії брутто – всього	183,9	199,5	214,5	228,5	238,5
2. Експорт електроенергії	6,0	5,5	5,5	5,5	5,5
Оптимістичний сценарій					
Прибуткова частина					
І. Ресурси, всього	189,9	215,0	243,0	278,0	315,0
1. Виробництво, всього	188,0	215,0	243,0	278,0	315,0
1.1 Виробництво електроенергії на АЕС	89,0	96,0	116,0	126,0	141,0
1.2 Виробництво електроенергії на ГЕС	12,0	12,0	13,0	14,0	14,0
1.3 Виробництво електроенергії на ГАЕС	1,0	3,0	7,0	7,0	7,0
1.4 Виробництво електроенергії на ТЕС – вугілля	68,0	82,0	82,0	102,0	116,0
1.5 Виробництво електроенергії на ТЕС - газ	0,0	2,0	2,0	2,0	2,0

Стаття балансу	2010 (факт)	Прогноз			
		2015	2020	2025	2030
1.6 Виробництво електроенергії на ТЕЦ і блок-станції	18,0	19,0	20,0	21,0	22,0
1.7 Виробництво електроенергії на ВДЕ	0,0	1,0	4,0	7,0	14,0
2. Імпорт	1,9	0,0	0,0	0,0	0,0
Витратна частина					
ІІ. Розподіл ресурсів – усього	189,9	215,0	243,0	278,0	315,0
1. Споживання електроенергії брутто – всього	183,9	209,5	237,5	272,5	309,5
2. Експорт	6,0	5,5	5,5	5,5	5,5

2.3. Баланс вугілля

Млн. т

Стаття балансу	2010 (факт)	Прогноз			
		2015	2020	2025	2030
Базовий сценарій					
Прибуткова частина					
І. Ресурси, всього	72,8	75,9	84,6	94,1	105,2
1. Видобуток вугілля рядового, всього, у тому числі:	75	83,5	92,8	103,3	115
− для коксування	24	27,3	31	35,2	40
− енергетичного	51	56,2	61,8	68,1	75
з нього **готового**:	54,8	62,6	71,5	81,6	93,2
− для коксування	17,5	20,5	23,9	27,8	32,4
− енергетичного	37,2	42,2	47,6	53,8	60,8
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					
ІІ. Розподіл ресурсів- усього	72,8	75,9	84,6	94,1	105,2
1. Споживання вугілля нетто, у т.ч.:	59,6	67,1	66,6	70,9	76,0
2. Втрати при транспортуванні, зберіганні та розподілі	1,9	2,1	1,8	1,8	1,6
3. Споживання вугілля брутто, всього	61,5	69,2	68,4	72,7	77,5
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
Песимістичний сценарій					
Прибуткова частина					
І. Ресурси, всього	72,8	75,7	83,7	92,5	103,5
1. Видобуток вугілля рядового, всього, у тому числі:	75	83,5	92,8	103,3	115
− для коксування	24	27,3	31	35,2	40

Стаття балансу	2010 (факт)	Прогноз			
		2015	2020	2025	2030
− енергетичного	51	56,2	61,8	68,1	75
з нього **готового**:	54,8	62,6	71,5	81,6	93,2
− для коксування	17,5	20,5	23,9	27,8	32,4
− енергетичного	37,2	42,2	47,6	53,8	60,8
2. Імпорт	12,1	7,6	6,9	5,6	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	75,7	83,7	92,5	103,5
1. Споживання вугілля нетто, у т.ч.:	59,6	62,7	58,6	63,9	66,3
2. Втрати при транспортуванні, зберіганні та розподілі	1,9	1,9	1,8	1,7	1,7
3. Споживання вугілля брутто, всього	61,5	64,7	60,4	65,6	68,0
4. Експорт вугілля	6,2	5,5	17,7	21,9	27,4
5. Залишки у сховищах на кінець періоду	5,1	5,5	5,6	5	8,1
Оптимістичний сценарій					
Прибуткова частина					
I. Ресурси, всього	72,8	76,0	85,4	95,1	106,6
1. Видобуток вугілля рядового, всього, у тому числі:	75	83,5	92,8	103,3	115
− для коксування	24	27,3	31	35,2	40
− енергетичного	51	56,2	61,8	68,1	75
з нього **готового**:	54,8	62,6	71,5	81,6	93,2
− для коксування	17,5	20,5	23,9	27,8	32,4
− енергетичного	37,2	42,2	47,6	53,8	60,8
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	76,0	85,4	95,1	106,6
1. Споживання вугілля нетто, у т.ч.:	59,6	68,5	71,5	82,6	92,3
2. Втрати при транспортуванні, зберіганні та розподілі	1,9	2,1	2,2	2,1	1,9
3. Споживання вугілля брутто, всього	61,5	70,7	73,7	84,7	94,2
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

2.4. Баланс нафти

Млн. тонн

Статті балансу	2010 (факт)	Прогноз			
		2015	2020	2025	2030
Базовий сценарій					
Прибуткова частина					
І. 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					
ІІ. 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 брутто – 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
Песимістичний сценарій					
Прибуткова частина					
І. 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					
ІІ. 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 брутто – 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
Оптимістичний сценарій					
Прибуткова частина					
І. 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					
ІІ. 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 брутто – 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. м^3

Стаття балансу	2010 (факт)	Прогноз			
		2015	2020	2025	2030
Базовий сценарій					
Прибуткова частина					
І. 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					
ІІ. 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 брутто, 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
Песимістичний сценарій					
Прибуткова частина					
І. 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					
ІІ. 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 брутто, 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
Оптимістичний сценарій					
Прибуткова частина					
І. 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					
ІІ. 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 брутто, 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.A. 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 кілька разів перевищує аналогічний показник європейських країн. Однією з причин цього є структура української економіки, яка здебільшого складається з електроємних галузей, і надмірно високі витрати електроенергії на виробництво одиниці продукції. Висока електроємність також викликана істотним технологічним відставанням багатьох галузей промисловості та житлово-комунального господарства, а також високим зношенням основних фондів.

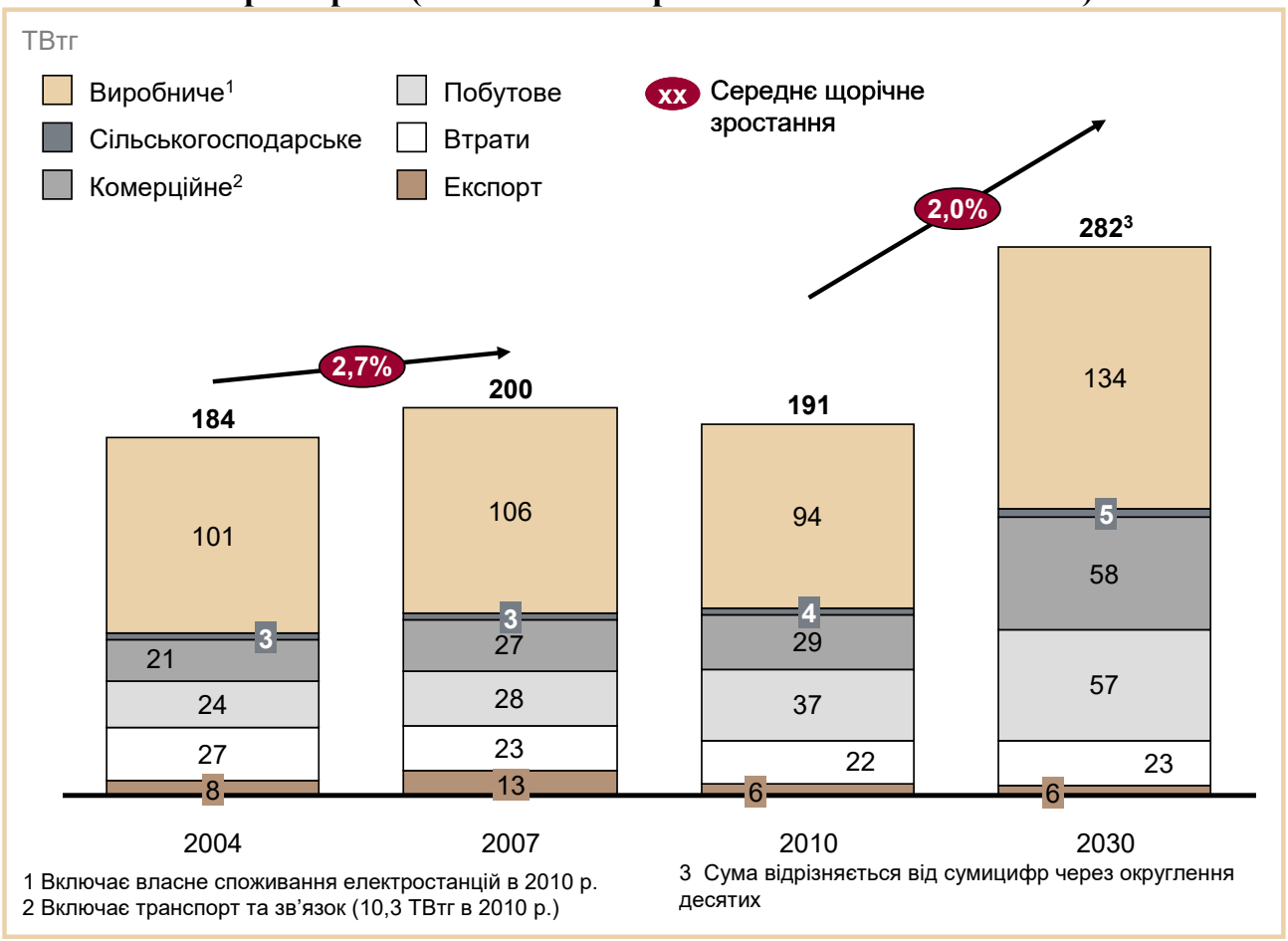
Виходячи з історичних коефіцієнтів еластичності зростання енергоспоживання за зростанням ВВП за трьома категоріями споживачів (промисловість, сектор послуг і населення), споживання електроенергії у 2030 р. в базовому сценарії складе 282 ТВт•год (включаючи експорт, втрати і власне споживання електростанцій) за середнього щорічного зростання 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).

Попит на електроенергію[4] (ТВт•год) за реалізації базового сценарію розвитку ВВП

	2010	2015	2020	2025	2030
Промисловість[5]	94	107	116	127	134
Сільське господарство	4	4	4	5	5
Комерційне та побутове споживання	65	76	88	101	115
Втрати[6]	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)



1 Включає власне споживання електростанцій в 2010 р.
2 Включає транспорт та зв'язок (10,3 ТВтг в 2010 р.)
3 Сума відрізняється від сумицифр через округлення десятих

4 Результуючі значення можуть відрізнятися від арифметичної суми доданків за рахунок округлення
5 Включає власне споживання електростанцій (24 ТВт·год у 2030 р.) та споживання ГАЕС
6 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 та 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 раза.

Споживання електроенергії підприємствами транспортної галузі зросте внаслідок збільшення обсягів вантажних і пасажирських перевезень, викликаного 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 раза), 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 спричинено 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, кондиціювання, вентиляції та освітлення приміщень, а також для живлення побутових електроприладів. Аналогічне зниження енергоспоживання спостерігається наразі у розвинених країнах, що викликане високими тарифами, а також переведенням різних приладів на нові стандарти енергоспоживання.

Втрати 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 втрати дещо збільшаться за рахунок зростання споживання: з 22 ТВт•год у 2010 р. до 23 ТВт•год у 2030 р. Зниження втрат у відносному вираженні буде досягнуто завдяки модернізації розподільчих і магістральних мереж.

Таким чином, сумарна потреба в електроенергії до 2030 р. складе близько 282 ТВт•год (на 91 ТВт•год вище, ніж 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, імпорт і транзит 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 2010 р. склала 53 ГВт, з яких 52% припадає на теплові електростанції (ТЕС), 27% - на атомні електростанції (АЕС), 9% - на гідроелектростанції (ГЕС) і гідроакумулюючі електростанції (ГАЕС), 12% - на теплоелектроцентралі (ТЕЦ), блок-станції й інші об'єкти. При цьому з урахуванням 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, 13,2 тис. км – напругою 330 кВ, 4,1 тис. км – напругою 220 кВ і 0,7 тис. км – напругою 35–110 кВ, а також 133 підстанції загальною трансформаторною потужністю 78 442,9 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, за виключенням так званого «Бурштинського острова» (включає Бурштинську ТЕС, Калуську ТЕЦ та

Теребля-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; для підтримки надійності енергосистеми потрібна повномасштабна програма модернізації цих активів:

- Станом на кінець 2010 р. 84% блоків теплових електростанцій 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 вугільні блоки ТЕС, спроектовані для роботи в базовому режимі, використовуються для підтримки змінної частини графіка навантаження енергосистеми;
- На сьогодні 35% повітряних ліній електропередач (ЛЕП) напругою 220-330 кВ експлуатуються понад 40 років, 55 відсотків 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 важкістю 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: 31% електричних мереж і 32% трансформаторних підстанцій потребують реконструкції або заміни. Недостатнє оснащення низьковольтних мереж компенсаторами реактивної потужності призводить до істотних відхилень напруги від нормативних значень.

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 зі встановленням пилогазоочисного обладнання (ПГО), ТЕЦ, АЕС, ГЕС);

- Модернізація та розвиток магістральних і розподільчих мереж;
- Реалізація проектів будівництва ГЕС і ГАЕС (загальною потужністю 5 ГВт);
- Подовження строку експлуатації діючих АЕС на 20 років;
- 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;
- В 2017 р. початок передпроектних робіт, в 2022 р. – початок будівництва атомних блоків на заміну наявних блоків, які будуть виведені з експлуатації після 2030 р.

За песимістичного сценарію розвитку попиту на електроенергію (244 ТВт•год у 2030 р.) реалізація лише перерахованих заходів дозволить задовольнити попит на електроенергію. За базового (282 ТВт•год) і оптимістичного сценарію (315 ТВт•год) необхідне також здійснення таких проектів:

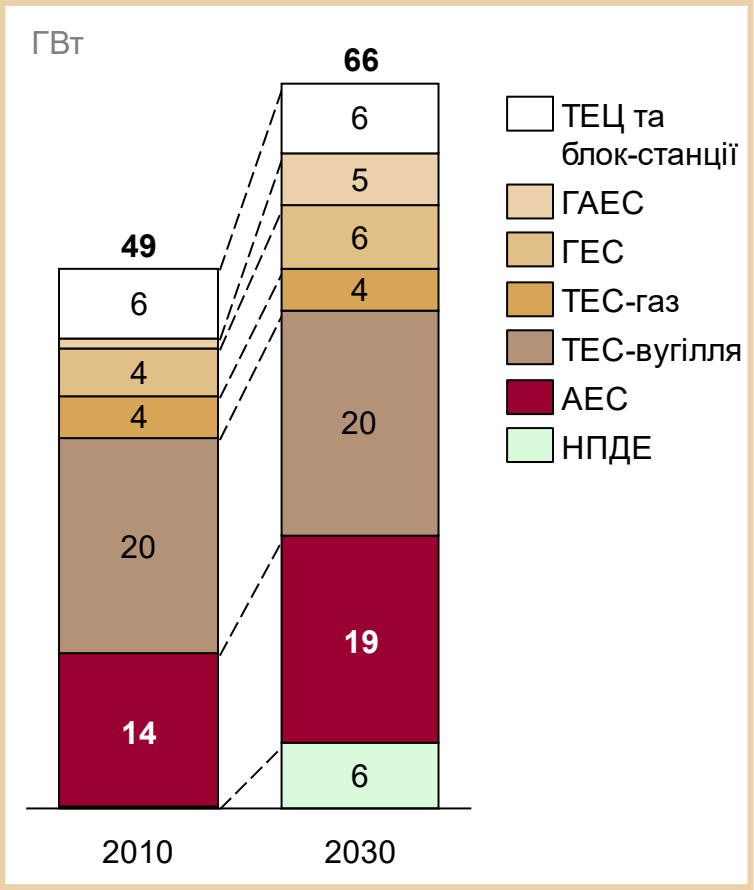
- Будівництво атомних блоків на нових майданчиках (мінімальною потужністю 3 ГВт за базового сценарія та 5 ГВт за максимального попиту, що прогнозується в оптимістичному сценарії);
- Додаткове будівництво вугільних станцій (потужністю 5 ГВт за базового сценарія та 11 ГВт за максимального сценарія).

Для зниження потреби в будівництві генеруючих потужностей необхідно стимулювати не тільки збереження електроенергії, але й вирівнювання графіку навантаження. Для цього необхідно 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 та 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., раз на п'ять років необхідно на основі оновленого прогнозу попиту коригувати програму будівництва нових генеруючих потужностей з урахуванням прогнозованого дефіциту потужностей і строків будівництва.

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

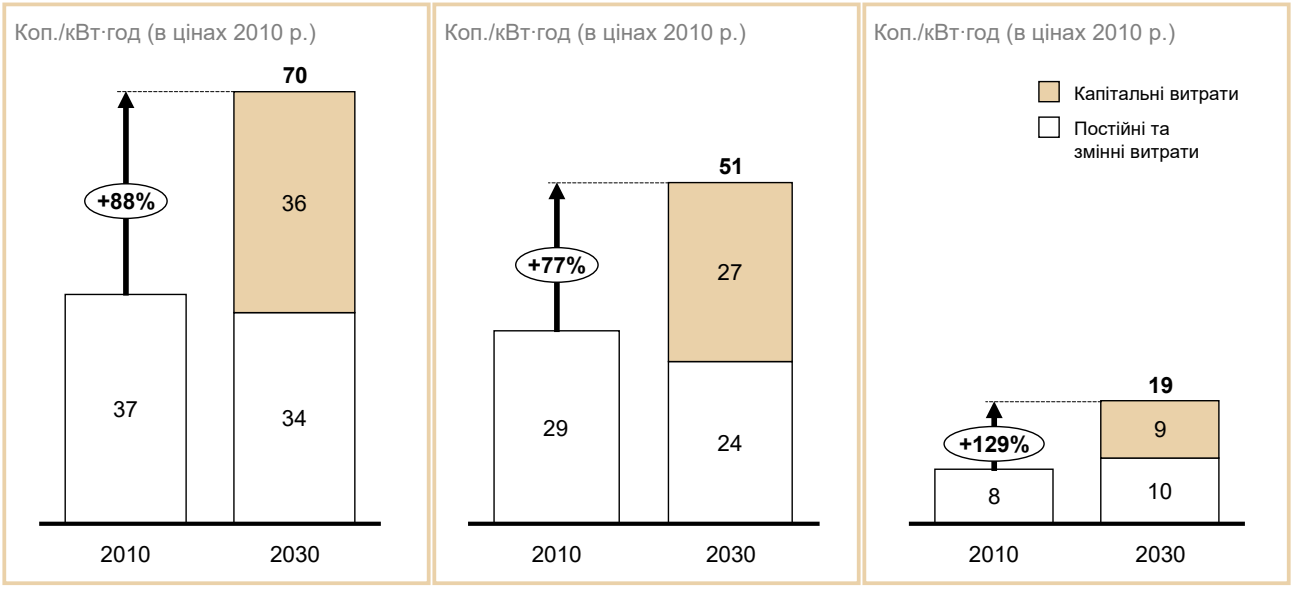


Інвестиції в модернізацію та будівництво генеруючих потужностей та об'єктів електромереж за 2011-2030 рр. за базового сценарія розвитку попиту складуть більше 1 трлн. грн.; забезпечення повернення на вкладений капітал на рівні, необхідному для залучення інвесторів, призведе до зростання середніх повних 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 необхідно:

- 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.

Середні повні витрати на виробництво, передачу та розподілення електроенергії (витрати для базового 2010 р. зазначені без розбивки на капітальні та постійні і 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) і будівництва нових генеруючи об'єктів (з описом технологій генерації, що використовуватимуться, розміщення майданчиків, строків будівництва тощо) для попередження виникнення дефіциту потужностей;
- Актуалізовану програму розвитку магістральних мереж, що узгоджується з програмою з будівництва та модернізації генеруючих потужностей;
- Детальну програму розвитку розподільчих мереж, що також узгоджується з програмою з 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)

	2010	2015			2020			2025			2030		
		I	II	III	I	II	III	I	II	III	I	II	III
Встановлена потужність, ГВт, у тому числі	**48,8**	**50,1**	**50,3**	**50,3**	**53,1**	**53,5**	**55,7**	**55,2**	**61,6**	**66,1**	**56,0**	**65,2**	**73,7**
АЕС	13,8	13,8	13,8	13,8	15,8	15,8	15,8	15,8	17,8	18,8	15,8	18,8	20,8
ГЕС[7]	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[8] – вугілля	19,5	18,7	18,7	18,7	16,1	16,1	18,1	16,0	19,8	23,3	14,4	19,7	25,5
ТЕС – газ	3,8	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	6,3	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		0,4	0,6	0,6	1,2	1,6	1,8	2,8	3,3	3,3	5,2	6,0	6,7
Виробіток, ТВт•год, у тому числі	**187,9**	**205**	**215**	**214**	**220**	**236**	**243**	**234**	**259**	**278**	**244**	**282**	**314**
АЕС	89,2	96	96	96	116	116	116	118	126	126	118	133	141
ГЕС[10]	12,4	12	12	12	13	13	13	14	14	14	14	14	14
ГАЕС	0,5	3	3	3	7	7	7	7	7	7	7	7	7
ТЕС – вугілля[9]	67,8	73	82	82	60	75	82	67	83	102	71	92	116
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	0	1	1	1	4	4	4	7	7	7	13	13	14

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

7 Без урахування малих ГЕС; малі ГЕС враховано в ВДЕ
8 Потужність ТЕС зазначено за вирахуванням законсервованих блоків і блоків, які перебувають на реконструкції
9 КВВП вугільних ТЕС знижується після 2015 р. внаслідок введення атомних блоків і розвитку ВДЕ

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);
- Сприяння розвитку конкуренції на ринку електроенергії.

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.

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.

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	5[10]/49[11]	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[12]	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 із 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 Південноукраїнська АЕС-Ісакча (Румунія) та реконструкції діючої ВЛ 750 кВ Західноукраїнська-Альберштина (Угорщина) або будівництва нових високовольтних ліній, а також або будівництва вставок постійного струму (ВПС), 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 гравцями ринку електроенергії за відповідної оцінки його економічної доцільності. При цьому держава, регулятор 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 з видачі дозволів, землевідведення тощо.

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

3.2.5. Розвиток розподільчих електромереж

10 За роботи тільки через «Бурштинський острів»
11 За роботи у паралельному режимі з ENTSO-E
12 Одна лінія електропередачі постійного струму 400 кВ

Для якісного та надійного електропостачання споживачів необхідно:

- 2011–2020 рр. збільшувати щорічне введення в експлуатацію нових розподільних мереж з тим, щоби 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 в обсязі норм амортизаційних відрахувань.

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. Для підвищення надійності електропостачання необхідний також розвиток та розширення мереж напругою 330 кВ.

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 й екологічної безпеки.

У розвиток розподільчих мереж до 2030 р. необхідно інвестувати 134 млрд. грн., що потребує збільшення щорічних інвестицій до 7 млрд. грн., що потребуватиме значних будівельних та монтажних потужностей та дозволить наблизитися до європейського рівня питомих інвестицій в розподільчі мережі.

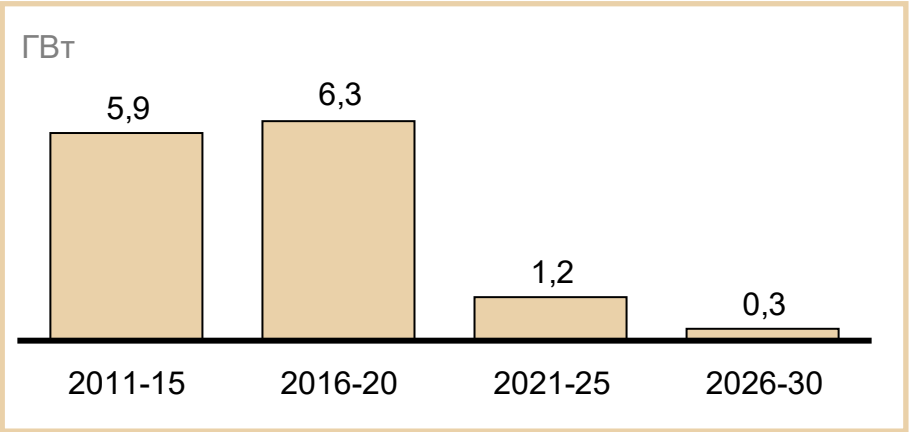
3.2.6. Розвиток теплової генерації

Першочергове завдання у сфері розвитку теплової генерації – модернізація та реконструкція наявних потужностей ТЕС 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 пилу, оксиду сірки й азоту до норм ЄС.

Збільшення власного споживання 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 пиловугільних енергоблоків загальною потужністю близько 14 ГВт. Сумарний розмір інвестицій з урахуванням встановлення пилогазоочисного устаткування (ПГО) складе близько 109 млрд. грн.

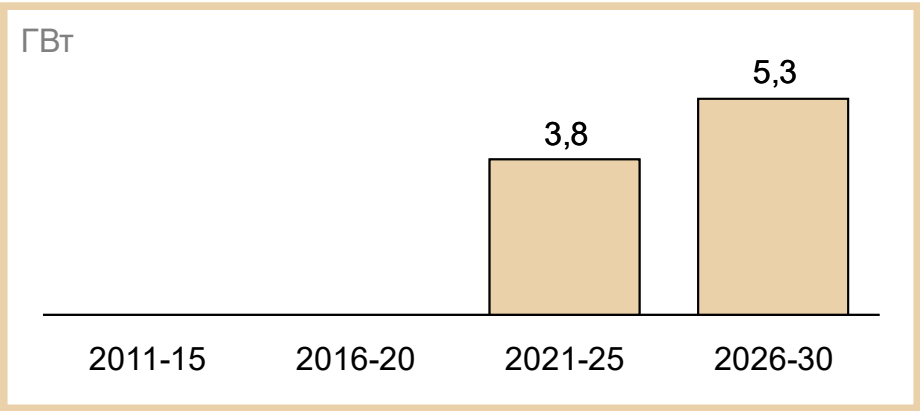
Модернізація потужностей теплових станцій (базовий сценарій)



Також необхідно здійснити модернізацію та реконструкцію наявних ТЕЦ; сумарні інвестиції складуть близько 22 млрд. грн. Виробіток ТЕЦ визначатиметься потребами у теплозабезпеченні та за базовим сценарієм збільшиться майже на 25% у порівнянні з 2010 роком для задоволення збільшених потреб у теплі 2030 року.

За базовим сценарієм розвитку споживання електроенергії у 2018–2030 рр. необхідно ввести 10 ГВт нових потужностей вугільних ТЕС шляхом заміни основного устаткування діючих енергоблоків і будівництва нових, у тому числі на місці виведених з експлуатації. Усі нові 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). Сумарні інвестиції в будівництво нових блоків складуть 132 млрд. грн.

Введення нових потужностей пиловугільних ТЕС по роках (базовий сценарій)



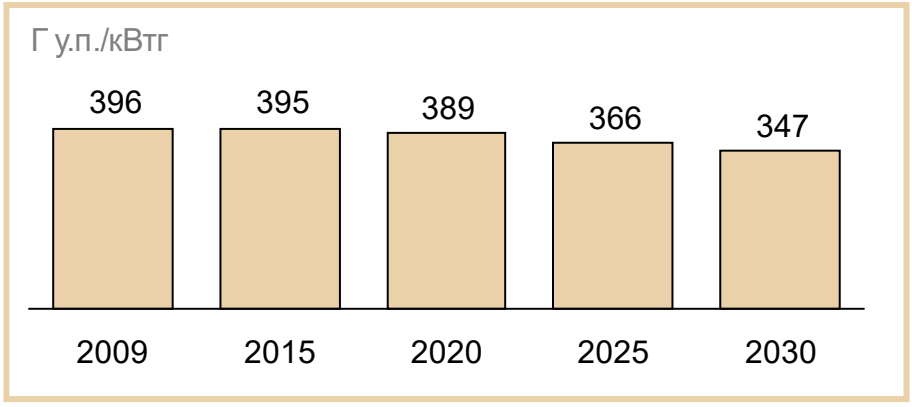
Рішення про вибір технології для нових блоків має прийматися на підставі вартості будівництва, планованої собівартості виробництва електроенергії, вимог із маневреності, екологічних показників, можливого ступеня локалізації виробництва

устаткування в Україні і можливості використання національних паливних ресурсів. При виборі палива для нових блоків необхідно максимально орієнтуватися на використання вітчизняного вугілля, можливий розгляд проектів будівництва блоків з використанням бурого вугілля, за відповідних техніко-економічних обґрунтувань. Всі наведені аспекти нового будівництва 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 з 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 за необхідності. 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 енергії ТЕС 2010 р. використано 32,2 млн. т вугілля, 50,3 тис. т мазуту та 0,8 млрд. м^3 газу; питома витрата умовного палива на відпуск електроенергії склала 396 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 супер над-критичних 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 вироблення 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 необхідне 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 р. та розширення Каховської ГЕС потужністю 270 МВт до 2020 році;
- Реконструкції та розширення Теребля-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.

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

В рамках розроблення комплексної програми розвитку електромереж та генерації необхідно уточнити строки реалізації даних проектів та доцільний рівень збільшення встановленої потужності.

Виконання програми з 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 з європейською енергосистемою та паралельної роботи з енергосистемою Росії, збільшити експорт і транзит електроенергії, зміцнити позиції України як транзитної держави в європейському енергопросторі.

3.2.8. Розвиток атомної генерації

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

- Виконання заходів з підвищення безпеки АЕС;
- Реалізація програми подовження строку служби 11 енергоблоків АЕС на 20 років;
- 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 максимальним сценарієм зростання попиту до 2025–2030 рр. необхідне також додаткове будівництво енергоблоків АЕС потужністю 3 ГВт і 5 ГВт відповідно, вартість яких оцінюється в 96 млрд. грн. та 160 млрд. грн. відповідно. Рішення про будівництво цих енергоблоків АЕС необхідно 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 близько 10% до 2030 р., що за базовим сценарієм становить близько 6 ГВт. Співвідношення частки генерації на електростанціях з використанням вітру, сонця, біомаси та малих річок буде визначено 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 та 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 державними

енергетичними компаніями 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 повинно бути надійним та ефективним.

Будівництво нових гідро- та атомних електростанцій можливе або за рахунок держави, або за участі приватних інвесторів на умовах державно-приватного партнерства. Для цього необхідно 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.

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 установлення ПГО на наявні станції, що приватизуються. Приватизація повинна бути проведена прозоро, згідно чинного законодавства та з наданням рівних можливостей всім учасникам. Перед проведенням приватизації необхідно 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 повинно бути завершене до кінця 2012 р.), скерованого на створення ефективного регулятора, 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 необхідно 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 за умови 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 видатків 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;

- Мінімізацію ціни для кінцевих споживачів при забезпеченні «справедливих» рівнів доходів для генеруючих і мережевих компаній;
- Формування цін для кінцевих споживачів відповідно до повних витрат, пов’язаних з виробництвом, передачею та розподілом 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 необхідна для збереження конкурентоспроможності української промисловості, оскільки в іншому разі, за очікуваного зростання повної собівартості електроенергії, тарифи для промисловості будуть вищими за європейські.

В регулюванні діяльності магістральних і розподільчих мереж необхідний перехід на тарифоутворення, що стимулює інвестування та підвищення ефективності (регулювання за нормою прибутку на інвестований капітал з урахуванням коефіцієнту підвищення ефективності). Відповідно до Програми економічних реформ України на 2010-2014 рр., стимулююче ціноутворення в розподілі електроенергії має бути введено в 2012 р. Також необхідний перехід на стимулююче тарифоутворення в магістральних мережах.

При переході на нову модель ринку електроенергії ринкові механізми будуть визначати ціну на електроенергію для конкурентних видів діяльності (генерація, збут) та покривати економічно обґрунтовані видатки 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.

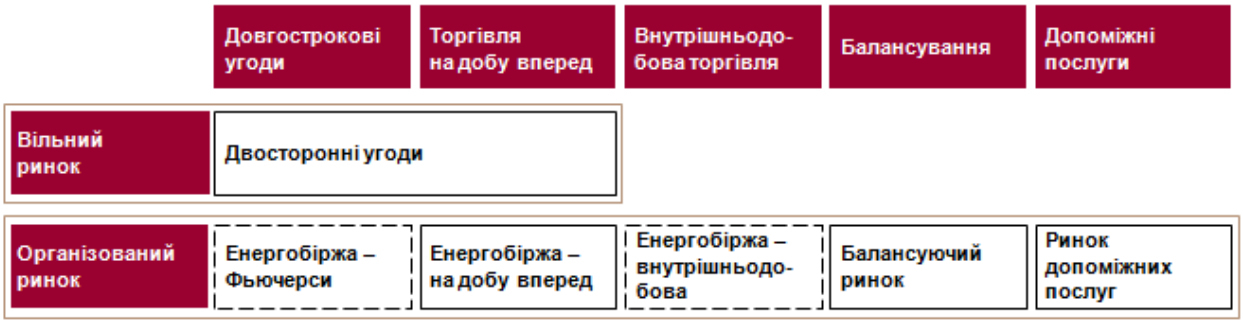
При цьому доцільно очікувати, що протягом наступних 5-10 років в Україні відбуватиметься послідовне наближення ціни електроенергії до рівня ринкових цін на лібералізованих ринках ЄС.

3.3.3. Модель ринку електричної енергії

Модель оптового ринку електроенергії має сприяти забезпеченню надійного постачання споживачів України електроенергією за мінімально можливою ціною на принципах конкуренції між її виробниками та постачальниками, забезпеченню надійного електропостачання споживачів, 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, балансуючий 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 балансуючому ринку, що дозволяє Системному оператору забезпечувати функціонування енергосистеми в реальному часі з мінімальними витратами. Введення балансуючого ринку стимулюватиме також учасників ринку до якіснішого прогнозування й оптимізації графіків споживання.

Ринок допоміжних послуг дозволяє стимулювати підтримку й покращення поточного рівня можливостей із надання допоміжних послуг, які включають первинне та вторинне регулювання частоти, регулювання реактивної потужності та напруги, протиаварійну автоматику, резерви з ручним введенням тощо.

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

Перехід від чинної до нової моделі ОРЕ може здійснюватися поетапно або одномиттєво. Необхідно ухвалити рішення щодо способу переходу на нову модель оптового ринку до кінця другого кварталу 2012 р., а також розробити програму переходу до нової моделі ринку до кінця 2012 року. Повномасштабний перехід на нову модель ринку має бути завершено до кінця 2014 р.

Впровадження нової моделі ринку потребуватиме детальної проробки технічних деталей, таких як механізми відшкодування «зеленого тарифу», 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 необхідно 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 поставкою 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.

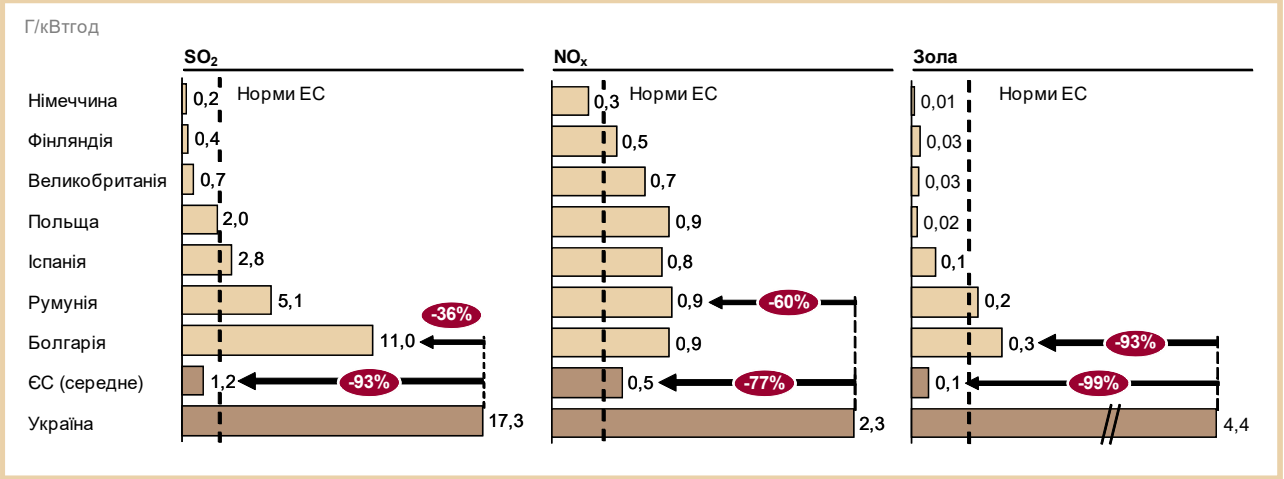
3.4. Загальні екологічні проблеми в галузі електроенергетики

Окрім розвитку генерації з ВДЕ та реалізації заходів із енергоефективності, які стали в усьому світі пріоритетними заходами зі зниження негативного впливу на навколишнє середовище, Україні необхідно зробити наступні важливі кроки з 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 2009 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, проектованих, 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 більше 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 необхідні інвестиції з розрахунку близько 1,4 млрд. грн. (у цінах 2010 р.) на блок у 300 МВт; 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 пилогазоочищення, дозволить вийти на рівень, який відповідає Директиві 2001/80/ЄС. Обсяг інвестицій для встановлення пилогазоочисного устаткування на наявні блоки ТЕС під час реконструкції й на нові блоки під час будівництва складе 100-110 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 необхідно розробити план зі 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 з поліпшення екології доцільно розробити державну цільову програму з досягнення вимог Директиви 2001/80/ЄС на підприємствах ПЕК України.

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 необхідно:

- Змінити нормативну базу для класифікації золошлаків як побічного продукту спалювання вугілля;
- Розробити комплекс організаційно-управлінських, нормативно-методичних і техніко-технологічних заходів із 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 CO_2-екв на рік, основними компонентами є CO_2 (близько 80%) і метан (більше 15%). Найбільшими джерелами викидів є підприємства енергетичної галузі[13] (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 CO_2-екв, що більш ніж у 2 рази вище поточного рівня викидів, таким чином Україна має значний потенціал із торгівлі квотами та роботи в рамках механізму спільного здійснення.

У рамках реалізації Національного плану заходів із реалізації положень Кіотського протоколу до Рамкової конвенції ООН про зміну клімату було розпочато процес розроблення 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 необхідно створити прозору систему розподілу дозволів на викиди, яка враховуватиме заходи з енергозбереження, реалізовані підприємствами останніми роками.

[13] 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 розвиненими. 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 офіційної статистики, характеризується в останні роки певним зниженням, яке обумовлюється 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 і вартості послуг СЦТ. Внаслідок 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, мають при цьому значні витрати на електричну енергію, 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 обумовлює низькі темпи їх відновлення. Що стосується інвестицій у основне обладнання ТЕЦ і котельних, то чинний порядок призначення тарифів на теплову енергію регулятором за принципом «від витрат», суттєво знижує зацікавленість у реальному підвищенні ефективності СЦТ.

Всі зазначені фактори, спричинені вадами чинних механізмів господарсько-економічного регулювання діяльності у галузі виробництва і постачання теплової енергії призводять до занепаду цієї важливої галузі промисловості України.

У системах централізованого теплопостачання діють 544 ТЕЦ та районних котелень різних типів та потужності з сумарною теплопродуктивністю 30 тис. Гкал/год. Крім того, до системи теплопостачання входять 31312 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 і опалювальні котельні	33312	127
7. Теплоутилізаційні установки	645	2,5
Всього за теплоджерелами		**162,1**

Основним теплоджерелом СЦТ були і залишаються промислові і 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 котелень (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 прогнозний 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 втрат, тому точна інформація про втрати 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 теплопункти, мають недосконалі системи регулювання відпуску теплової енергії за температурою повітря. Це спричиняє додаткові втрати теплової енергії, які оцінюються у 10-15%.

Переважна більшість теплоджерел 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. 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 теплопостачанні поки що є ледь помітною. Популярність набирають також побутові теплові насоси геотермального типу, які встановлюються у нових котеджах з житловою площею від 150 м^2, однак через значну вартість вони залишаються недосяжними для пересічних громадян. Стан справ у секторі індивідуального теплопостачання характеризується у цілому низьким ступенем теплового комфорту через нестачу ПЕР за помірною ціною.

Розвиток систем теплопостачання

Зовнішні умови майбутнього розвитку систем теплопостачання України, як і 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 і ощадливого використання, перш за все, власних енергетичних ресурсів і в тому числі, відновлюваних джерел.

Наявні в цей час економічні передумови, обумовлені 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 теплопостачання.

Реалізація енергозберігаючих заходів у секторі споживання передбачає зниження його питомого споживання приблизно на 30% за рахунок підвищення термоефективності будинків з застосуванням сучасних норм та стандартів у будівництві, у першу чергу, у сфері будівництва та реконструкції житлового та промислового будівельного фонду. Значну увагу слід приділити удосконаленню інженерного обладнання житлових і громадських споруд, ширшому використанню міжнародного досвіду впровадження енергозберігаючих систем кондиціювання та вентиляції приміщень з рекуперацією та утилізацією вентиляційних викидів, низькотемпературних систем опалення на основі сучасних водогрійних котлів та теплових насосів. Також вагомим фактором підвищення ефективності використання тепла повинна стати зміна поведінки споживачів завдяки дії тарифних та нетарифних стимулів.

При реконструкції наявного житлового фонду особливої уваги заслуговує переобладнання внутрішньобудинкових теплових мереж за двотрубною схемою із впровадженням термоклапанів, поквартирних систем обліку споживання теплової енергії.

Як показують численні техніко-економічні дослідження, варіанти реконструкції систем централізованого теплопостачання з використанням сучасної ізоляції теплових мереж, індивідуальних теплопунктів з досконалими системами погодного регулювання, модернізацією котелень, в умовах економічно обґрунтованих цін на енергоносії і обладнання має незаперечні економічні і 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 всеосяжного автоматичного контролю та комерційного обліку теплових потоків 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.

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 довкілля.

Згідно прогнозу за базового сценарія загальне споживання теплової енергії до 2030р. зросте до 271 млн. Гкал, або трохи більше ніж на 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 вдвічі). Найбільший сектор споживання, населення, зросте зі 156 до 161 за рахунок зростання питомої площі на одну людину з 23 до 38 м^2, при цьому за рахунок підвищення ефективності використання тепла, яка буде різною для наявних та нових будівель, можливо буде досягти середньозваженої енергоефективності у споживанні населенням не менше ніж у 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 слід приділити увагу розвитку ТЕЦ на власному вугіллі, які повинні заміщувати найменш економічні наявні ТЕЦ на газі, а також використовувати АЕС, що здатні виробляти найдешевшу теплову енергію.

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.

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 переводу на спалювання твердого палива (вугілля). Переведення наявних ТЕЦ на вугілля повинно супроводжуватися адекватними заходами із екологічного захисту населення від викидів пилу, оксидів сірки і азоту, а також заходами із знешкодження і утилізації золошлакових відходів. Після 2020 року імовірніше за все в роботі залишаться тільки найбільш ефективні газові ТЕЦ, заміщати які буде недоцільно. Наявні котельні СЦТ залишаться у роботі весь прогнозний період, при цьому необхідно здійснити їх глибоку реконструкцію.

Необхідно також визначити можливість використання котелень СЦТ для спалювання водовугільних емульсій та інших видів нетрадиційних палив.

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

По мірі дорожчання ПЕР у зв’язку з масштабною реконструкцією обладнання електроенергетики все ширше використання знайдуть нетрадиційні джерела теплової енергії на основі сонячних колекторів, відходах промисловості і побуту, біопалива.

Для задоволення потреби у тепловій енергії та розвитку системи тепло забезпечення країни потрібно розробити та затвердити Стратегію теплозабезпечення України з детальним прогнозом потреби в теплі, структури генерації, основами регулювання ринку теплової енергії тощо.

3.В. Нетрадиційні відновлювані джерела енергії

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

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

Розвиток відновлюваних джерел енергії у країні у довгостроковій перспективі повинен відбуватися на основі економічної конкуренції з традиційними джерелами, а також з урахуванням потенційних вигід від розвитку ВДЕ. Нині вартість генерації 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 за умови якісного стрибка в розвитку технологій повна собівартість генерації з ВДЕ (з урахуванням амортизації та повернення на інвестований капітал) може зрівнятись із собівартістю традиційної генерації або досягти нижчого рівня.

З урахуванням прогнозованого зниження витрат на будівництво об'єктів для генерації з ВДЕ та потенційних вигід для України від розвитку цієї галузі, цільовий показник сукупної потужності нетрадиційної та відновлюваної енергетики до 2030 р. складе щонайменше 10% від встановленої потужності або 5-7 ГВт (10-12 ГВт включаючи великі ГЕС), а обсяг виробітку – 11-16 ТВт•год (23–28 ТВт•год включаючи великі ГЕС). Ці показники можуть збільшитися за здійснення якісного стрибка в розвитку технологій будівництва об'єктів ВДЕ і, як наслідок, завдяки значному зниженню загальної собівартості генерації з ВДЕ до рівня собівартості традиційної генерації.

Основою розвитку ВДЕ в Україні в прогнозному періоді стане вітрогенерація. Співвідношення частки кожного виду поновлюваної генерації в їхньому загальному об’ємі може змінюватися за змін 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 сприяє, у подальшому, зниженню вартості їх будівництва за рахунок напрацювання досвіду. 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 необхідно врахувати механізми відшкодування «зеленого тарифу».

За активного розвитку генерації на базі ВДЕ необхідно передбачити механізми забезпечення зростання ВДЕ зростанням маневрених 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 необхідно 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 учасниками – генеруючими компаніями 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, необхідно здійснити модернізацію мереж для переходу до так званих "smart grids", або «розумних мереж». За сценарію 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) за цього сценарію може слугувати використання споживачів-регуляторів на базі теплових насосів, теплонакопичувачів та подібних технологій.

Для розвитку ВДЕ необхідно на законодавчому рівні забезпечувати сприятливі умови для інвестування. Держава також повинна підтримувати розроблення та впровадження конкурентоспроможних технологій і локалізацію виробництва необхідного 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 перевищує 5 м/с. Проте цей потенціал нині не використовується. Україна істотно відстає від світових тенденцій. В 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, який, за різними оцінками, може досягати 10-15 ГВт. Однак для будівництва такої кількості вітряних станцій необхідні 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, вироблення – 7-9 ТВт•год. 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 складати 1,5–2,5 ГВт, а рівень їх вироблення – до 2–3,3 ТВт•год на рік за значного падіння вартості будівництва даного виду генерації.

Прогноз розвитку малих ГЕС

Природний потенціал розвитку малих 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. Нині 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. Враховуючи на це, до 2030 р. потужність малих ГЕС зможе досягнути 0,4-0,8 ГВт, а обсяг виробництва електроенергії складе до 1,8-3,5 ТВт•год.

Прогноз розвитку біоенергетики

Україна має значний потенціал розвитку біоенергетики. Це обумовлено 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, так як 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 безперебійних поставок 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. При цьому необхідно розглянути можливість розповсюдження «зеленого тарифу» на біоенергетику.

4. Стратегія розвитку атомної генерації

4.1. Поточний стан та розвиток атомної генерацій

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. На протязі 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. Напрями 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:
  - створення Кадастру майданчиків та прийняття рішень щодо будівництва енергоблоків нових АЕС та енергоблоків, що заміщують потужності діючих АЕС, а також:
  - будівництво енергоблоків №3, 4 Хмельницької АЕС;
  - будівництво енергоблоків на нових майданчиках;
  - початок спорудження нових ядерних енергоблоків на заміну блоків, які будуть виведені з експлуатації після 2030 р.;

– 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 висновків 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 «стрес-тестів» для АЕС України. Комплекс заходів визначений виходячи з необхідності:

- Забезпечення повної відповідності вимогам та положенням національної законодавства нормативно-правової бази;
- Дотримання вимог національних органів регулювання безпеки;
- Урахування рекомендацій міжнародних експертних організацій для досягнення відповідності міжнародним стандартам безпеки;
- Впровадження заходів, рекомендованих Звітами з аналізу безпеки;
- 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 з 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 у відповідності 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

В період до 2030 року має бути забезпечено виконання заходів та прийняття рішень щодо подовження експлуатації 11 діючих енергоблоків загальною потужністю 11 ГВт на 20 років понад терміни, передбачені вихідними проектами. Враховуючи досвід подовження експлуатації енергоблоків №1, №2 Рівненської АЕС та закордонний досвід, передбачається виконання заходів з заміни застарілого обладнання, переоцінки безпеки та інших заходів, що дозволять прийняти рішення щодо подовження терміну експлуатації вказаних енергоблоків на 20 років з забезпеченням підтвердження дотримання всіх параметрів безпеки через 10 років після прийняття відповідного рішення.

Фінансування заходів з 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 на законодавчому рівні планується прийняти до кінця 2012 року. 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 2025–2030 рр., причому терміни спорудження можуть бути прискорені в разі значного підвищення попиту на електроенергію порівняно з прогнозованим. Принципові 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 з 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 із спорудження енергоблоків, що заміщатимуть 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.

Орієнтовний обсяг необхідних інвестицій для будівництва енергоблоків №3 та №4 Хмельницької АЕС становить 42 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 заміщуючих потужностей в сумі 127 млрд. грн., за базовим сценарієм становить до 265 млрд. грн .

4.2.5. Підготовка до зняття з експлуатації діючих енергоблоків

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 впроваджений механізм збереження цих коштів, який компенсуватиме інфляційний процес.

Виходячи з чинної методики розрахунку, в період до 2030 р. до цього резерву має бути відраховано понад 18 млрд. грн.

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 зворотного 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 в 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).

Обсяг фінансування, необхідний для реалізації зазначених заходів оцінюється, виходячи з показників чинної Державної цільової економічної програми «Ядерне паливо України», затвердженої Постановою Кабінету Міністрів України від 23 вересня 2009 року №1004, 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 більшості державної частки в активах підприємств ядерно-промислового комплексу. Розвиток окремих напрямів 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.

В 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) та високоактивними відходами (ВАВ).

Поводження з радіоактивними відходами

- Створення національної системи поводження з радіоактивними відходами, спрямоване на розв’язання таких завдань:
- Створення єдиної державної системи поводження з РАВ (у тому числі з високоактивними відходами), які забезпечують повний цикл переробки РАВ з моменту їх створення до моменту захоронення;
- Удосконалення механізму фінансування діяльності з поводження із РАВ;
- Створення системи поводження із РАВ, локалізованими в зоні відчуження об'єкта «Укриття» і створюваними при виведенні з експлуатації ЧАЕС;

- Створення сховища на майданчику комплексу «Вектор» для довгострокового зберігання осклованих ВАВ від переробки відпрацьованого ядерного палива, що буде повернуто з Росії;
- Створення системи поводження з РАВ заводу по виробництву ядерного палива;
- Впровадження на АЕС України сучасних технологій попередньої обробки РАВ;
- Вдосконалювання автоматизованої системи обліку РАВ;
- Розвиток науково-технічного забезпечення у сфері поводження з РАВ;
- Підтримка та розвиток міжнародного співробітництва з питань поводження з РАВ.

Удосконалення 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 забезпечення безпечного поводження з РАВ після їх передання на захоронення необхідно 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 ВЯП українських АЕС реалізується «відкладене» рішення, яке припускає тривале (не менше 50 років) зберігання ВЯП із подальшим ухваленням остаточного рішення щодо його переробки або захоронення, яке передбачає:

- Вивезення на технологічне зберігання та переробку ВЯП Ровенської, 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 для ВЯП реакторів ВВЕР-440 і ВВЕР-1000 діючих АЕС, а також ВЯП нових ядерних енергоблоків;
- 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 3,6 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 відношення громадськості до питань розвитку галузі.

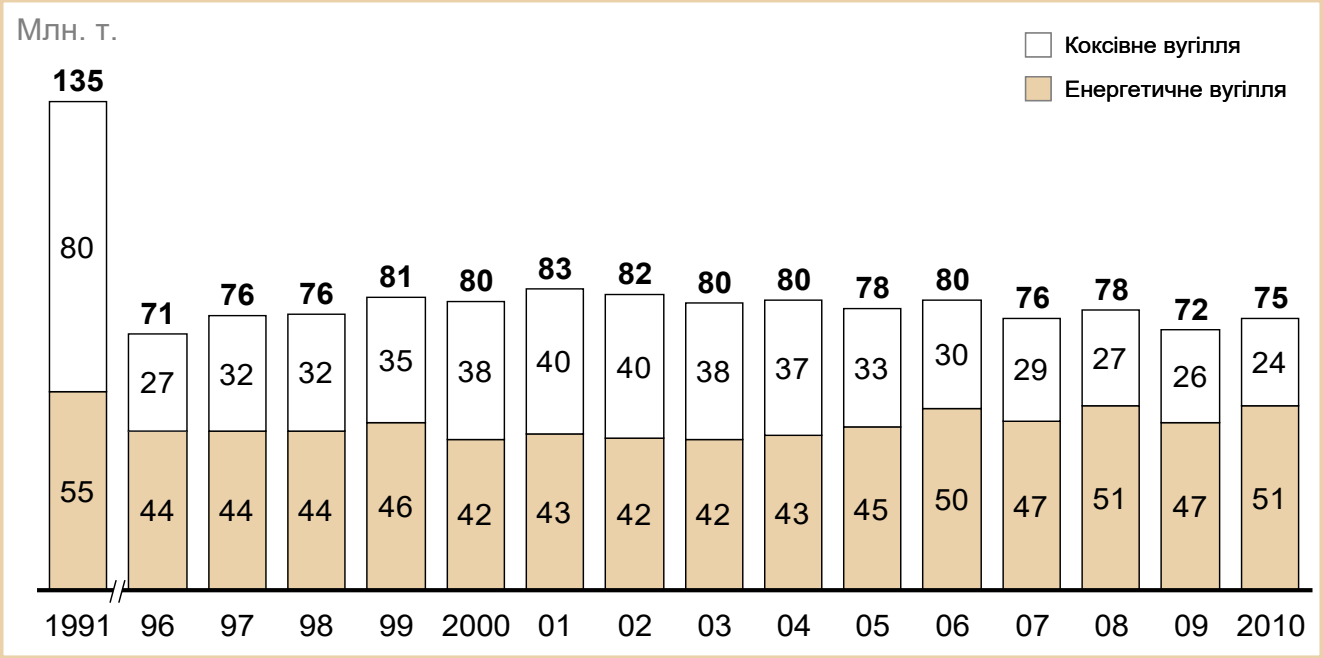
З огляду на світовий досвід, реалізація вказаних заходів потребуватиме фінансування за рахунок вартості продукції АЕС, а також недержавних інвестицій, наприклад, для розвитку будівельної інфраструктури та промислового виробництва для ядерної енергетики.

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 товарного вугілля на рік. у 2010 р. обсяги видобутку вугілля склали 75,2 млн. т. вугілля на рік.

Динамика видобутку вугілля в Україні



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

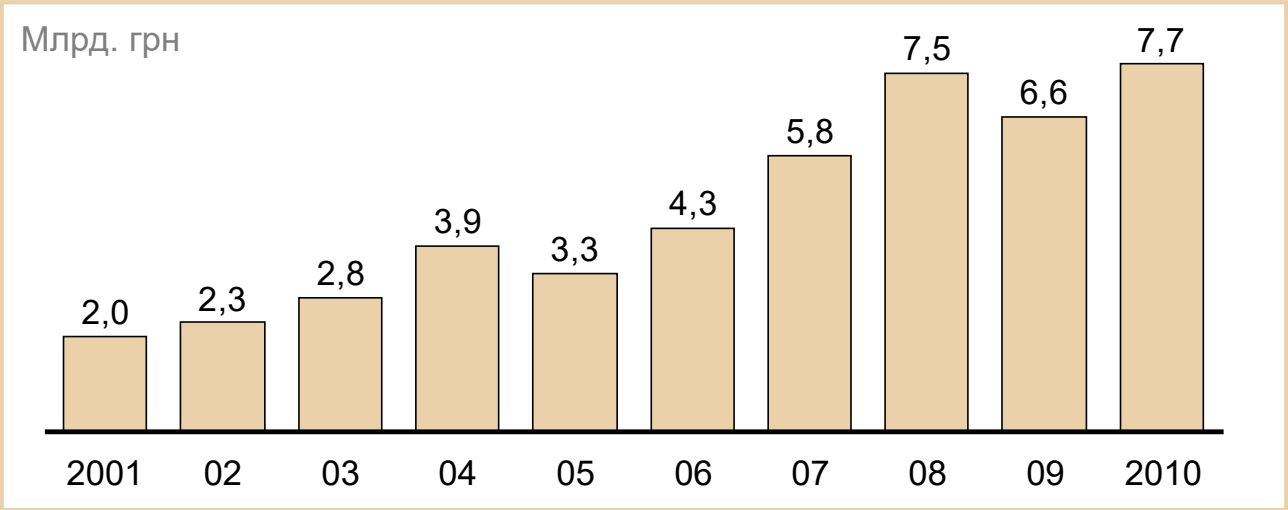
Шахтний фонд України застаріває: більше 70 відсотків усіх державних шахт працюють без реконструкції понад 30 років. Обсяги державного інвестування у відновлення шахтного фонду недостатні, а вугільні підприємства здебільшого нерентабельні й не можуть фінансувати інвестиційні проекти самостійно.

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 2010 р. становила 776 грн/т, у той час як закупівельна ціна на вугілля енергетичних марок знаходилась у діапазоні 355–625 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.

Фінансування вугільної галузі з державного бюджету



Враховуючи це, а також обмежені можливості державного бюджету відносно субсидіювання галузі, необхідно вдосконалити механізм державної підтримки, а саме шляхом:

- Заморожування загальних видатків підтримки галузі на рівні 2010 року, не допускаючи його перевищення;
- Припинення субсидування операційних витрат державних шахт разом зі збільшенням фінансування на працевлаштування та соціальну підтримку працівників;
- Виділення державних дотацій на технічне переоснащення шахт тільки в обсязі, що підтримує стандарти безпеки праці;
- Корпоратизації державних вугільних підприємств і підвищення прозорості їх фінансової звітності.

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 здійснено шляхом приватизації галузі та застосування механізмів державно-приватного партнерства. Для того щоб залучити необхідні інвестиції у вугільну галузь України, процес приватизації і передачі вугледобувних підприємств в концесію або оренду повинен бути максимально справедливий та прозорий. Потрібно забезпечити повне розкриття інформації, що необхідна інвесторам, включаючи геолого-технічні умови, повну кредитну історію і економічний стан вугледобувних підприємств. В іншому випадку 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 приватизації або в період ліквідації неприватизованих шахт.

Враховуючи це, а також обмежені можливості державного бюджету відносно субсидіювання галузі, необхідне невідкладне залучення істотних інвестиційних ресурсів в галузь для підтримки та нарощування рівня видобутку вугілля і пошук альтернативних джерел задоволення внутрішнього попиту на вугілля (імпорт) з метою забезпечення енергетичної безпеки України. Для цього, разом з приватизацією підприємств необхідна реалізація програми залучення приватних інвестицій на підприємства державного сектора на засадах передбачених чинним законодавством механізмів господарської взаємодії. Так можуть застосовуватись: товарне кредитування, спільна виробнича діяльність, надання послуг виробничого характеру з видобування вугілля тощо. 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.

При приватизації та реалізації механізмів ДПП, вуглевидобувним підприємствам може надаватися державна підтримка, розподіл якої має відбуватися за такими принципами:

- Державна підтримка повинна бути прив'язана лише до певних категорій витрат вугледобувних підприємств, які націлені на досягнення конкретних результатів щодо підвищення ефективності роботи підприємства і досягнення беззбитковості. Наприклад, інвестиції в модернізацію, збільшення встановленої потужності, усунення екологічних і соціальних наслідків закриття / консервації шахт, виплата допомоги по звільненню кадрів, передислокація звільнених кадрів;
- Ефективність використання державної підтримки за вищевказаними категоріями витрат повинна вимірюватися чіткими КПЕ (ключовий показник ефективності) протягом певного відрізку 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, грунтуючись 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 покриття витрат, які зберігають сьогоднішній рівень видобутку та / або собівартості.

Враховуючи дефіцит коштів державного бюджету на реструктуризацію галузі, тривалість процедури підготовки до ліквідації, процес закриття підприємств займе не менше ніж 5-7 років. 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.

Наступним кроком реформування галузі є лібералізація ринку вугілля, оскільки сьогодні формування цін на вугілля не базується на ринкових засадах, а слугує механізмом для компенсації витрат вугільних шахт. Такий підхід призводить до відсутності стимулів для підвищення ефективності життєздатних підприємств і невиправданої підтримки глибоко 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 необхідно:

- Припинити операторську функцію ДП «Вугілля України» на ринку вугільної продукції, та провести його ліквідацію; не допустити появи іншого державного монополіста на ринку вугільної продукції;
- Запровадити електронну біржову форму торгівлі вугільною продукцією та ринкове формування цін на основі балансу попиту та пропозицій;
- Лібералізувати імпорт вугілля.

Для недопущення дефіциту вугілля і задоволення внутрішнього попиту на нього в разі відсутності можливості видобутку необхідного обсягу з економічно обґрунтованою собівартістю і за відсутності субсидій для покриття різниці між собівартістю та ринковою ціною на вугілля, необхідно розглянути можливість розширення потужностей з імпорту вугілля (наприклад, розширення портової інфраструктури і пропускної спроможності залізничних коридорів).

Мета реформування галузі – стимулювати зниження витрат і підвищення продуктивності праці та створення економічно стабільної галузі, яка складається з рентабельних підприємств, здатних існувати без державної підтримки і задовольняти потребу економіки у вугіллі.

5.2. Розвиток вугільної промисловості

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.

Основними необхідними кроками з реформування вугільної галузі для досягнення економічно виправданого потенціалу видобутку вугілля є:

- Термінове створення умов залучення приватних інвестицій у галузь шляхом приватизації вугільних підприємств та застосування механізмів державно-приватного партнерства;

- 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;
- Лібералізація ринку вугілля.

В 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.

Також при зростанні цін на кам'яне вугілля, необхідно розглянути питання про поновлення видобутку бурого вугілля в Україні. Для цього необхідно розробити ТЕО з будівництва енергоблоків з використанням бурого вугілля.

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

5.2.1. Забезпечення енергетичної незалежності в вугільній промисловості України

Для збільшення обсягів видобутку вугілля та підвищення рентабельності необхідно провести:

- Модернізацію економічно привабливих шахт за рахунок залучення приватних інвестицій;
- 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;
- Розвиток можливостей імпорту вугілля для покриття потенційного дефіциту, що може виникнути через консервацію або закриття шахт, що не мають перспектив до розвитку або не здатних здійснювати видобування вугілля з собівартістю, що не перевищує його ринкову ціну.

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.

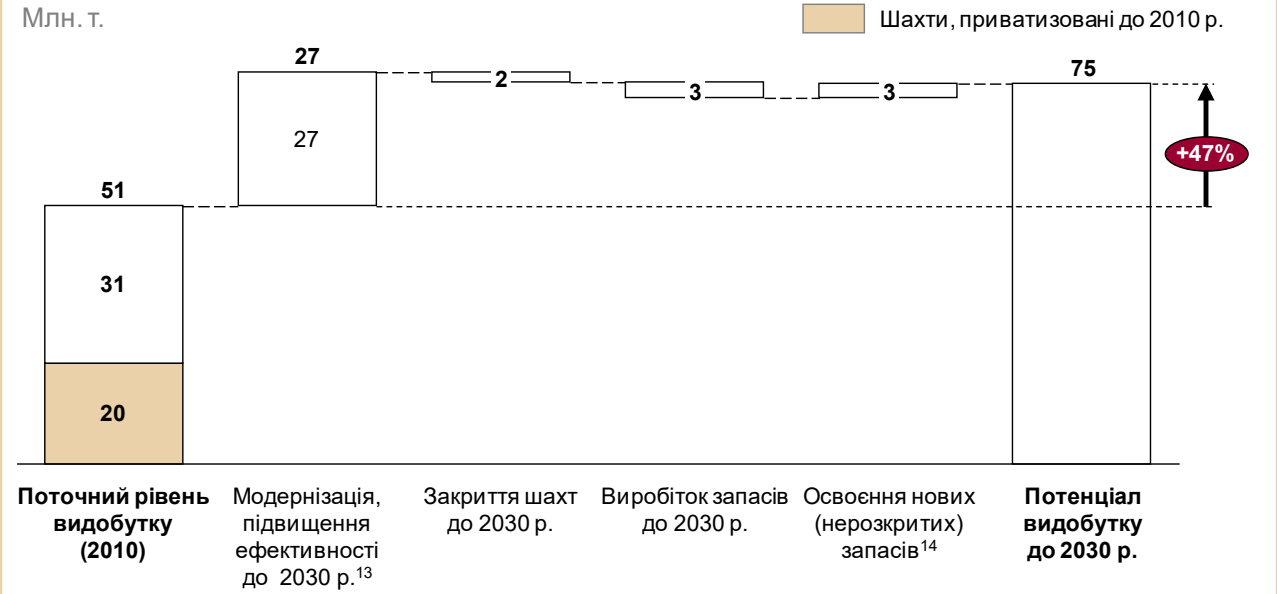
Паралельно з процесом модернізації перспективних підприємств необхідно закрити або законсервувати шахти, для яких не знайдуться приватні інвестори за умови

відсутності потенційного дефіциту з марок вугілля, що неможливо покрити з інших джерел. 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. Необхідно завершити вже почате будівництво шахт за підтримкою 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 (56 млн. т у перерахуванні на готову вугільну продукцію). Це дозволить повністю задовольнити потребу у вугіллі навіть за максимального розвитку генерації електроенергії з використанням цього виду палива.

Потенціал економічно обґрунтованого рівня видобутку рядового енергетичного вугілля



5.2.2. Оцінка попиту на вугілля та баланс ринку 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

14 Граничний рівень збільшення видобутку до рівня потенційно можливої потужності

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

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 обумовлять максимальне у порівнянні з іншими сценаріями зростання попиту на енергетичне вугілля – з 34 млн. т готової вугільної продукції до 47 млн. т на рік. Інші галузі збільшать споживання енергетичного вугілля з 4 млн. т до 5 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 52 млн. т готової вугільної продукції за можливого збільшення пропозиції до 56 млн. т на рік (це складає 70 та 75 млн. т рядового енергетичного вугілля відповідно).

У свою чергу за умови реалізації базового сценарію попиту на електроенергію сукупний попит на енергетичне вугілля до 2030 р. складе близько 43 млн. т готової продукції, або 58 млн. т рядового енергетичного вугілля, в тому числі з боку електроенергетики – 38 млн. т готової продукції і близько 5 млн. т з боку інших споживачів. В разі реалізації песимістичного сценарію попиту на електроенергію, за якого попит на енергетичне вугілля буде мінімальним, він сумарно складе 36 млн. т готової продукції, або 48 млн. т рядового вугілля, з них потреби генерації складуть 31 млн. т, а потреби інших споживачів – 5 млн. т.

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.

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.

Економічно доцільні об’єми видобутку коксівного вугілля можуть скласти до 40 млн. т, що разом із ростом попиту може призвести до дефіциту у 4 млн. т. вугілля лише у 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).

Динаміка попиту на енергетичне вугілля за галузями[16] , млн. тонн готової вугільної продукції за оптимістичним сценарієм

Галузі, що споживають енергетичне вугілля		2010	2015	2020	2025	2030
Енергетичні компанії	Газова група[17]	17,6	20,7	18,8	15,5	9,4
	Пісне вугілля[18]	5,2	5,9	6,4	4,8	1,9
	Антрацити[19]	11,4	11,3	7,1	5,7	3,6
	Будь-яка марка[20]	-	-	4,5	16,7	31,8
Металургійні комбінати		1,7	1,8	2,0	2,3	2,6
Побутові споживачі		1,0	0,9	0,9	0,8	0,8
Інші галузі[21]		1,4	1,5	1,6	1,8	2,0
Усього		38,0	42,1	41,2	47,5	52,1

5.3. Державне регулювання та структура власності у вугільній 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 глибоко 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 вугледобувних підприємств (2015–2020 рр.);
- Період стабільного зростання вугільної галузі (2020-2030 рр.).

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

а) Підготувати й провести приватизацію, або передачу в оренду чи концесію всіх державних шахт незалежно від рівня рентабельності;

б) Ліквідувати або законсервувати шахти, що не викликали інтересу інвесторів, з урахуванням дефіциту марок вугілля, що неможливо покрити з інших джерел;

в) Провести лібералізацію ринку вугілля зі створенням системи цінових індикаторів та переходом до торгівлі вугільною продукцією на електронних біржових майданчиках;

16 Сценарій, який передбачає максимальний об'єм споживання енергетичного вугілля в енергетиці
17 Калорійність готової продукції 5000-5200 кКал
18 Калорійність готової продукції 6000-6500 кКал
19 Калорійність готової продукції 5600-6000 кКал
20 Вугілля, необхідне для нових енергетичних блоків, побудованих на будь-якій обраній марці вугілля у перерахуванні на калорійність 5 500 кКал
21 Виробники цементу, содові і цукрові заводи, гірничо-збагачувальні комбінати, залізнична галузь

г) Розглянути можливість збільшення імпорту вугілля за його необхідності.

На другому етапі розвитку галузі в період з 2015 по 2020 р. очікується активна модернізація шахтного фонду приватними інвесторами й оптимізація системи управління. Зокрема, відбудеться модернізація застарілого шахтного обладнання, будуть інвестовані кошти в нові технології, підвищиться продуктивність праці. 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 проводитимуться такі заходи: 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.

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

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 факторі від 50 млрд. куб. м (у 2009 р.) до 76 млрд. куб. м (у 2005 р.). Таким чином, Україна залишається одним із найбільш значимих споживачів цього ресурсу в Європі.

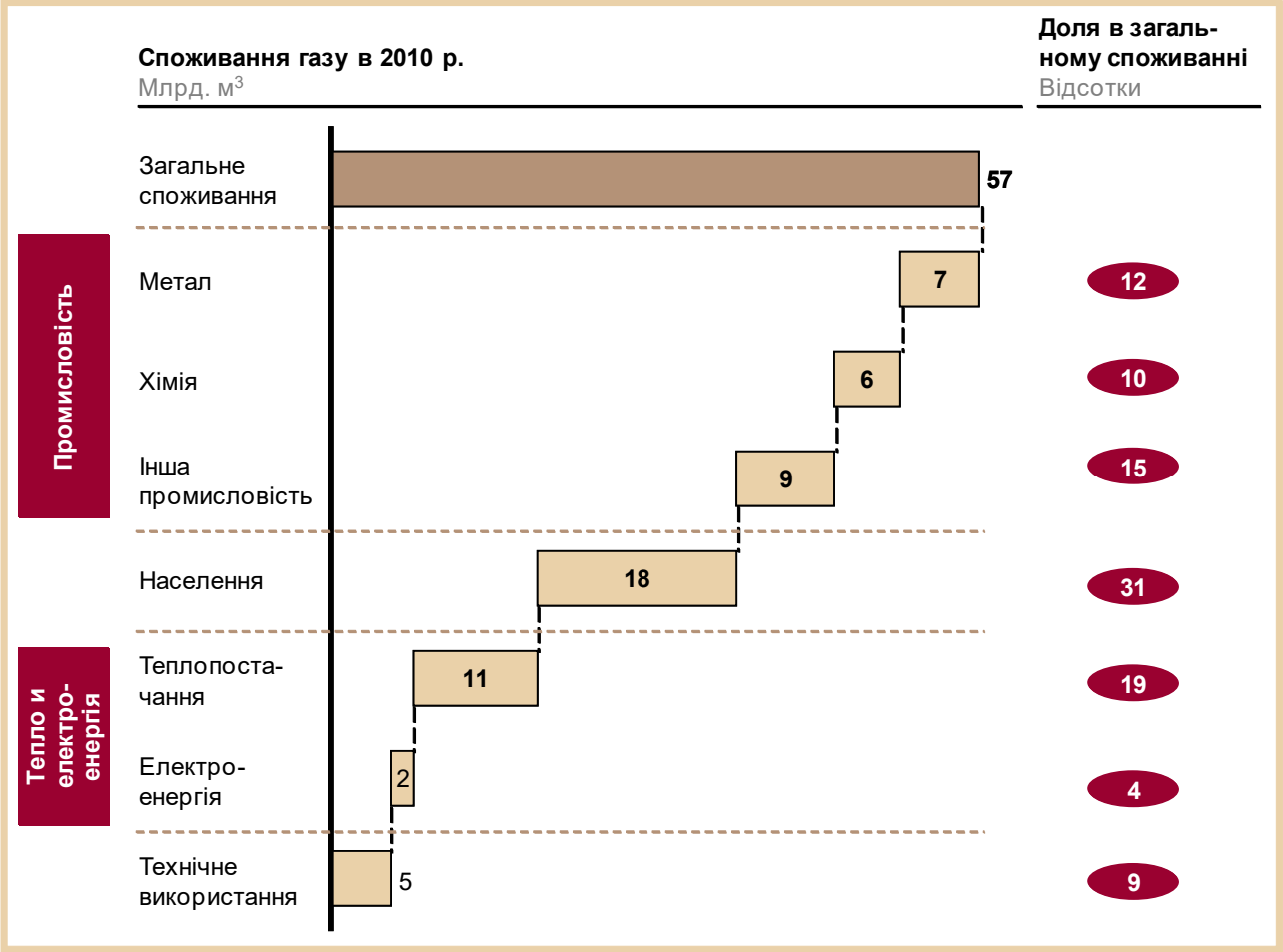
Біля половини (29 млрд. куб. м) загального обсягу споживання газу витрачається на задоволення потреб населення (18 млрд. куб. м) і забезпечення системи централізованого теплопостачання, включаючи бюджетні установи та комунальних споживачів (11 млрд. куб. м). Понад 2 млрд. куб. м споживає тепло- та електроенергетика 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 тарифи на газ і тепло, вироблені на його основі, істотно занижені. Унаслідок 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, а технологічні втрати при розподілі тепла й газу ігноруються, і заходи з їх скорочення не вживаються.

Зазначені недоліки чинних принципів 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:

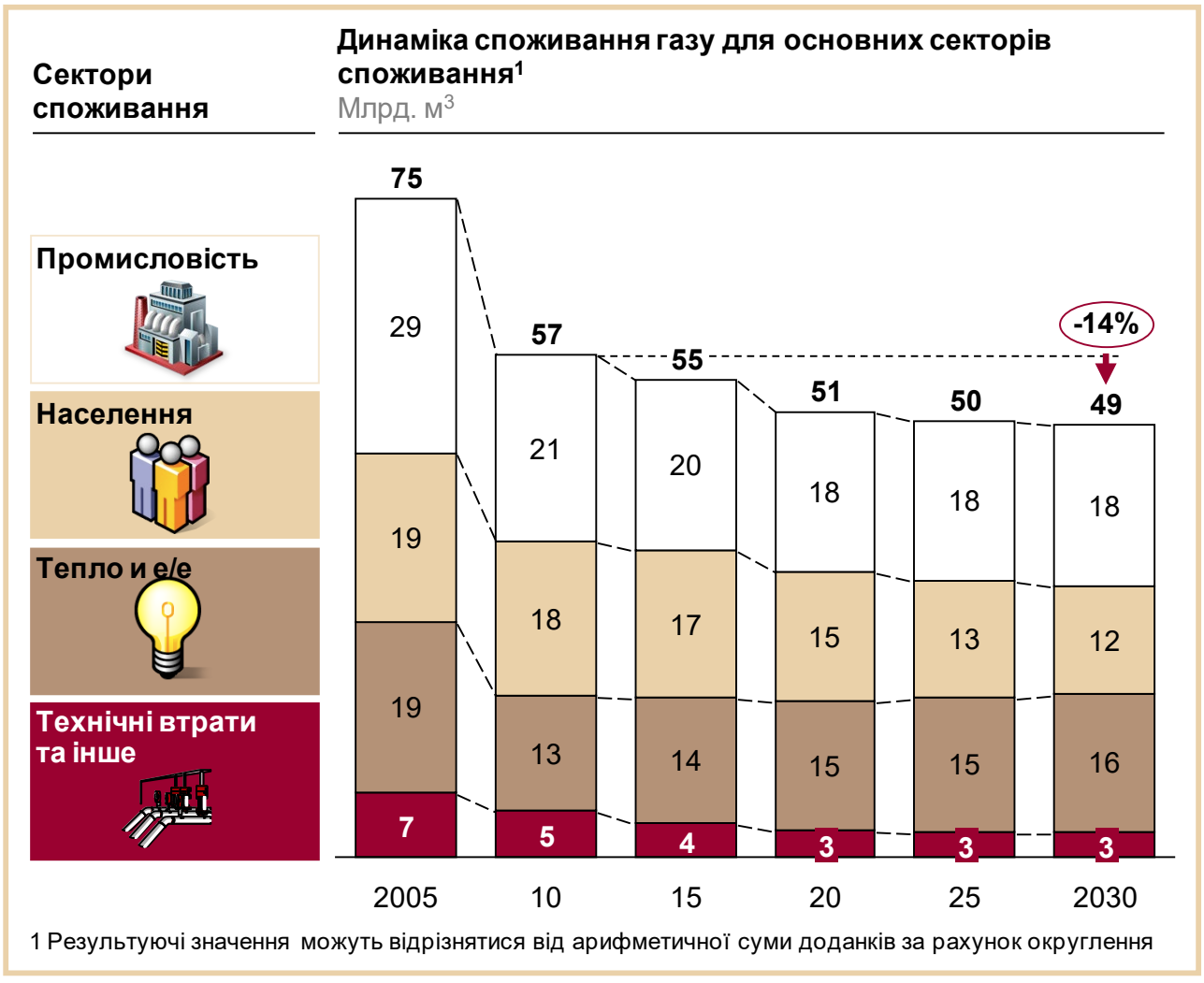
- Прогнозна динаміка економічного розвитку України та світового ринку в цілому;
- Майбутня динаміка розвитку окремих сегментів споживачів;
- Зміна світових цін на газ;
- Впровадження заходів із підвищення енергоефективності і зниження питомого споживання газу.

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 обумовлять активну реалізацію заходів із 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 із 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, 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)



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

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.

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 із 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. Навпроти, 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 площі жилої 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 із підвищення енергоефективності;
- Скорочення чисельності населення України;
- Зменшення частки газифікованих квартир у містах за рахунок обмеження з 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.

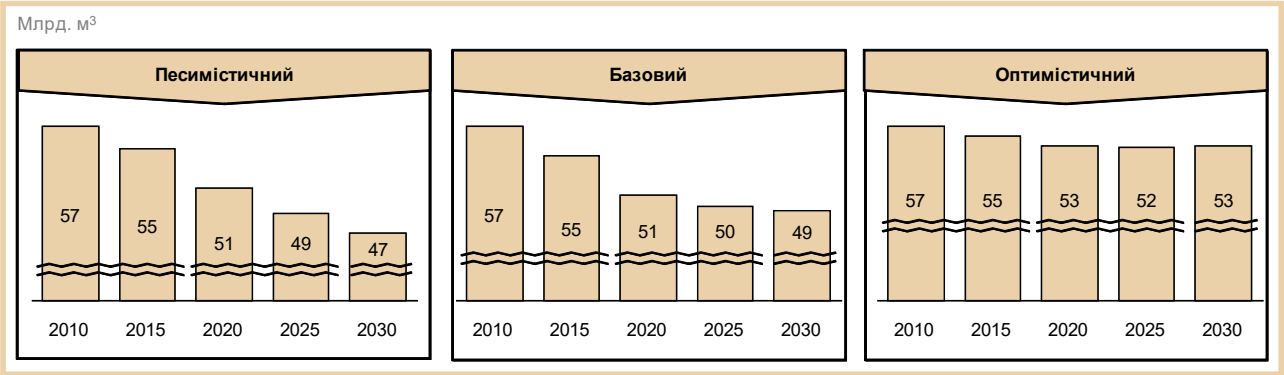
Система централізованого теплопостачання в 2030 р., як прогнозується, вироблятиме приблизно 140 млн. Гкал, що майже на 40% більше, ніж у 2010 р. Основна причина такого зростання споживання тепла – збільшення площі жилої та комерційної, бюджетної та комунальної нерухомості. При цьому завдяки активному впровадженню заходів з економії тепла можна буде знизити його споживання приблизно на 30%. До таких заходів відносяться, зокрема, модернізація житлових і комерційних будинків, підвищення будівельних стандартів і реконструкція системи теплопостачання. Частка тепла, вироблюваного 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 енергоносій, 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'язано із прогнозованим зменшенням обсягів транзиту газу через газотранспортну систему України, а також зі зменшенням кінцевого споживання усередині країни з 53 до 46 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 порядку 49 млрд. куб. м. Цей обсяг розрахований із урахуванням впровадження заходів із 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 прогнозних показників з урахуванням заходів із 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 приведуть до того, що темпи реалізації заходів із 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 із 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.

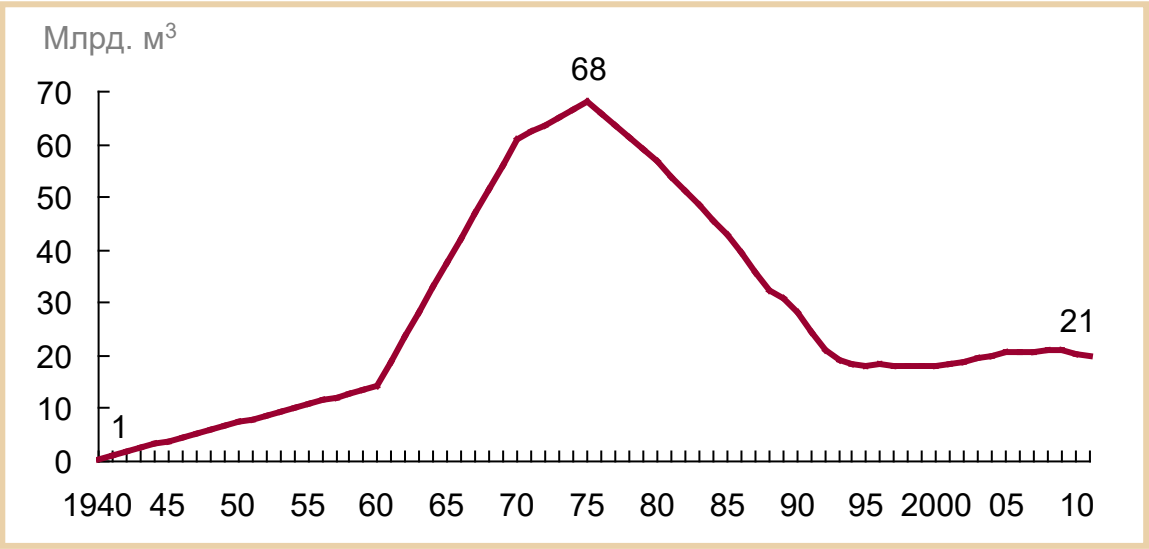
6.2. Видобуток газу

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 різним 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. Залученість 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 нижче 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, в останні 15 років Україні вдавалося 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 собівартості[22]. 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, необхідне 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 100–115 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 зіставлення 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 засновані на припущенні, що в Україні в найближчі роки будуть створені такі сприятливі умови для розроблення нетрадиційних запасів.

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

22 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 відмітні характеристики 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, порівнянних 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: прогнозний 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 розрива 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 порівнянні характеристики, показує, що прогнозна 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 газоносних 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 видобути ймовірно можливо 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 в 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 широко у світі поширені 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.

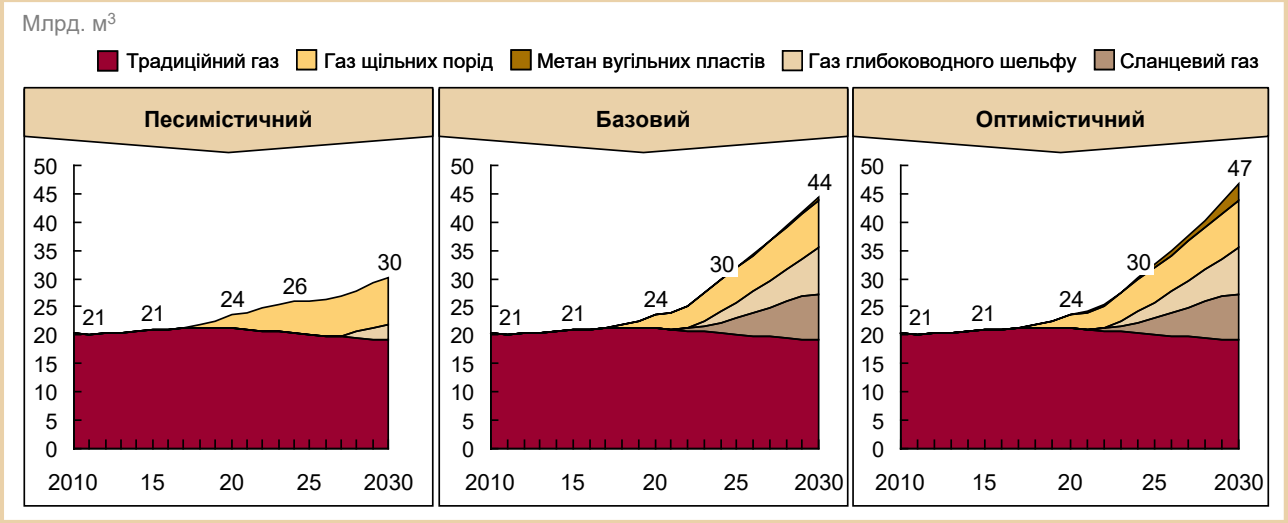
Потенційні ресурси МВШ оцінюються в діапазоні від 12 до 25 трлн. куб. м, 90% яких перебувають у Східному і Західному районах. Але технічна можливість витягу значної частки цих запасів залишається під сумнівом, тому що вугільні пласти в Україні залягають на значній глибині (від 500 до 5000 м) і мають 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 сценарія і з 2020 р. – за реалізації оптимістичного сценарія. Потенціал видобутку у 2030 р. може скласти 2–4 млрд. куб. м. Щоб досягти такого обсягу видобутку, необхідно 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 імовірними в першочерговому розвитку (навіть у песимістичному сценарії) будуть 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.

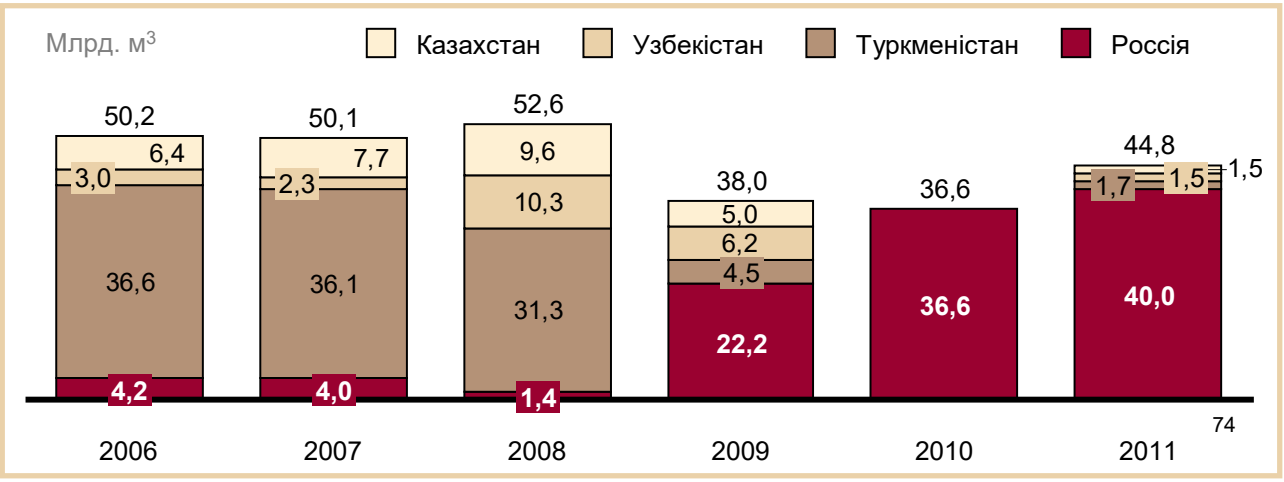


Сукупний обсяг інвестицій, які необхідно залучити для розвитку галузі й досягнення цільових показників видобутку в 2011-2020 рр., становить 50-65 млрд. грн , а у 2021-2030 рр. ця сума складе вже 240-280 млрд. грн.

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 поставок газу через територію Російської Федерації.

Обсяги імпорту російського й центрально-азіатського 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 Україну 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 необхідного 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 оптимальної якості.

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

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

Імпорт газу з Азербайджану. Імпорт ЗПГ з Азербайджану потребуватиме будівництва термінала з регазифікації на території України і термінала 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 з 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, направлена 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 газосховіщах, почати торговельні операції в рамках українського та європейських газових ринків.

3.4. Газотранспортна система[23]

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.

Завдяки географічному положенню 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

[23] ***Розділ підготовано ТОВ «Нафтогазінформатика» за замовленням Міністерства енергетики та вугільної промисловості без участі Фонду «Ефективне управління» та його підрядників***

недостатньо. З другого боку, Україна знаходиться на перехресті “нафтогазових” шляхів на Євразійському континенті. Економічно та соціально розвинуті країни 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). Роботу системи забезпечують 74 компресорні станції (112 компресорних цехів) загальною потужністю 5,5 тис. МВт. До складу системи входять понад 1,6 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 підтримання необхідних обсягів транзиту російського газу до Європи.

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

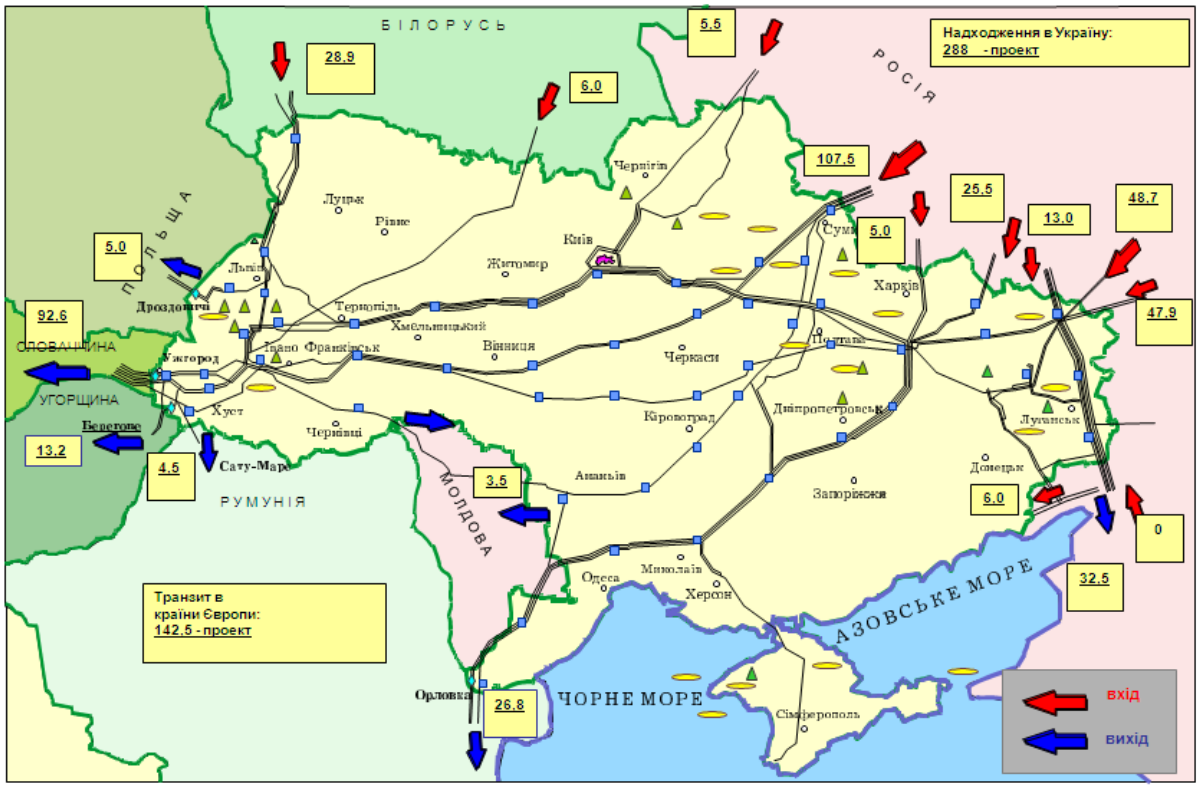
Дочірня компанія “Укртрансгаз” забезпечує подачу газу внутрішнім споживачам і здійснює основний обсяг транзитних поставок російського газу до європейських країн. ДК “Укртрансгаз” щороку транспортує для споживачів України близько 50-60 млрд. куб. м і транзитом до країн Західної та Центральної Європи 90-120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

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

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 прийшовся 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 “Бєлтрансгаз”, 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 ІІ місце серед енергоресурсів, що споживаються у межах ЄС-27.

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 склали 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.

Зміни в ядерній енергетиці Японії, безумовно, впливають на сектор енергетики і в Європі. Повна відмова, що малоймовірно, від ядерної енергетики коштуватиме ЄС-27 потреби у додаткових приблизно 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 прогнозні показники: споживання, внутрішнього видобутку, імпорту газу в Європі та обсягів його постачання з Росії, Норвегії та інших країн. За підсумком проведеного аналізу прогнозних показників ЄС визначено обсяги транспортування газу через ГТС України.

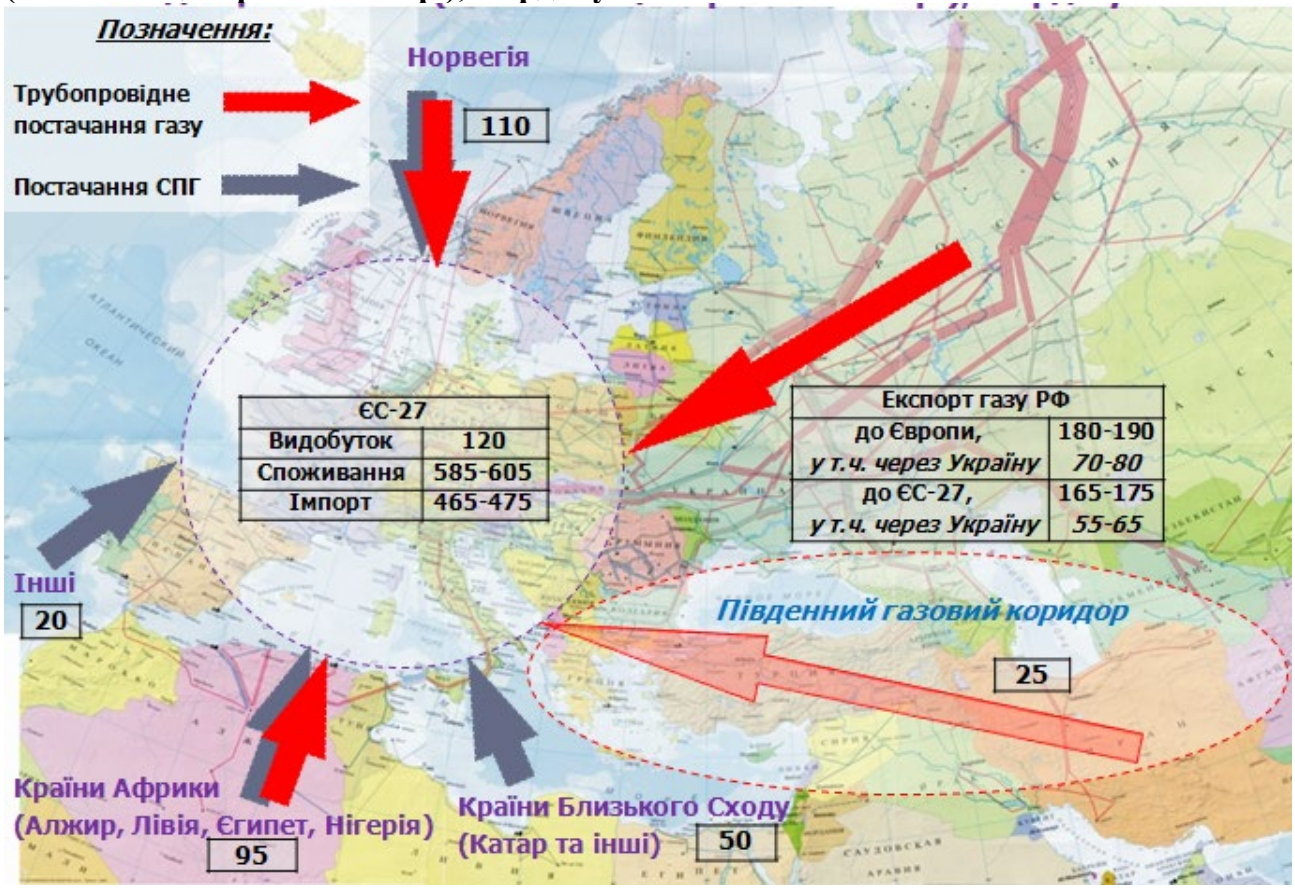
Показниками прогнозного балансу природного газу для країн ЄС-27 на 2030р. за варіантами сценаріїв (табл. 6.1 та рис. 6.3) визначено:

- 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 *(Алжир, Єгипет, Лівія, Нігерія)*	95	95	95
Країни Близького Сходу *(Катар та інші)*	50	50	50
Південний газовий коридор *(Азербайджан, країни Середньої Азії, Іран)*	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 *(через Білорусь)*	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**
Постачання з Росії в інші країни Європи - не члени ЄС через ГТС України, у т.ч. Туреччини, Балканські та інші)	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.

Країни 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), Трансадріатичний 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 обумовлює 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 необхідно 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). За 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 зрідженого 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 поводження держави і споживачів визначається двома групами чинників. До першої з них відносяться зовнішні чинники – економічне зростання України[24] 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 зрідженим і стисненим газом для машин з великим щорічним пробігом, використання сумішей бензину з біоетанолом і поява автомобілів із гібридним приводом (з метан-

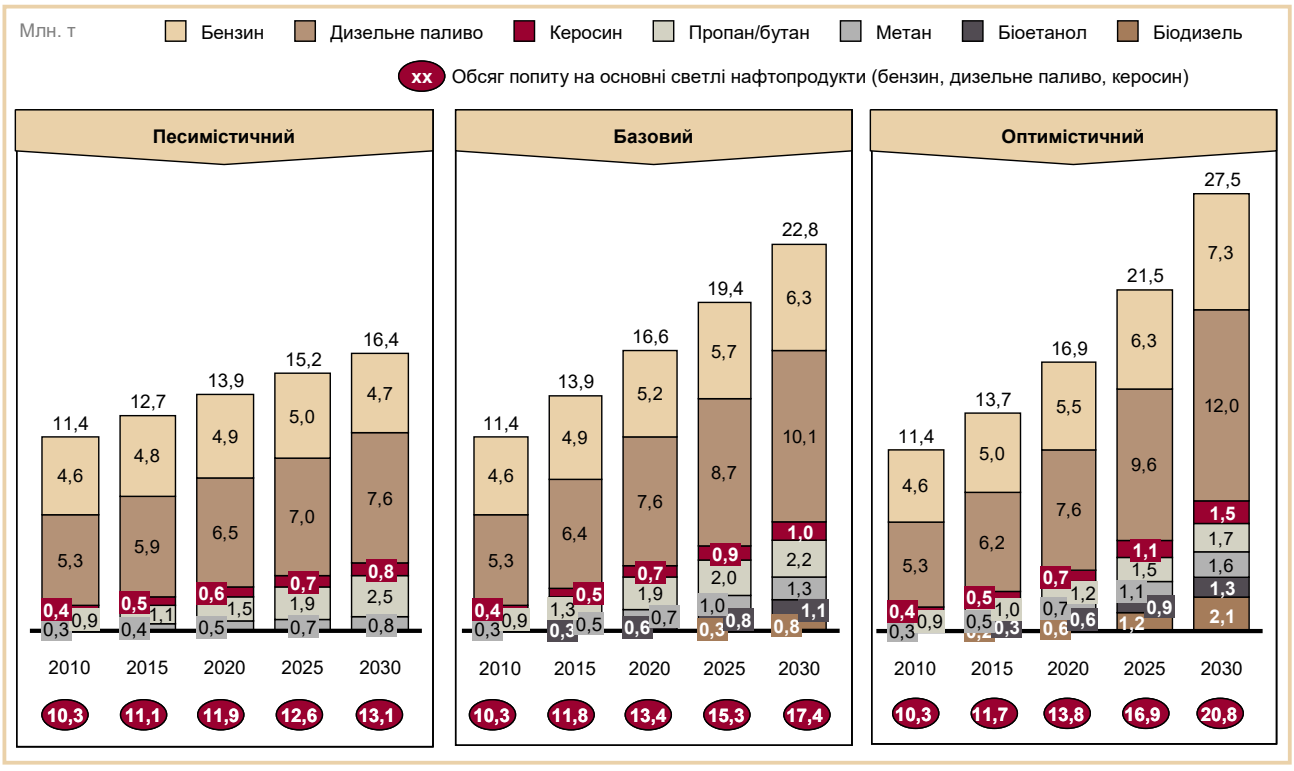
24 Єдині сценарії зростання ВВП передбачають розвиток економіки України за базовим сценарієм із середньорічним темпом зростання 5,0%, за песимістичним – 3,7% і за оптимістичним – 6,1%.

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.

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) і 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 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 убік 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

східно-європейських країн (3,7 в Україні при 2-2,5 у Чехії й Польщі); експлуатація наявного парку автобусів стане інтенсивнішою; маршрутні таксі малої місткості будуть заміщатися 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%.

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% послужать 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 – значимий 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 обновиться 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 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 на меті 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 на меті в 2013–15 рр. здійснити перехід на використання палива з 5-відсотковим вмістом біодизеля.

В Україні існує значний нереалізований потенціал виробництва біоетанолу з сільськогосподарських культур. Цей потенціал обумовлений 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 технологій[25] 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 порога самоокупності. 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 умістом 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

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

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 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 імпортних 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 мають потребу в модернізації. Програма модернізації дасть можливість збільшити обсяг виходу світлих нафтопродуктів із сирої нафти до рівня сучасних європейських заводів (вихід світлих нафтопродуктів 80-85% при середньо-українському 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 гарний технічний стан українських заводів; нестабільні поставки сирої 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 із 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.

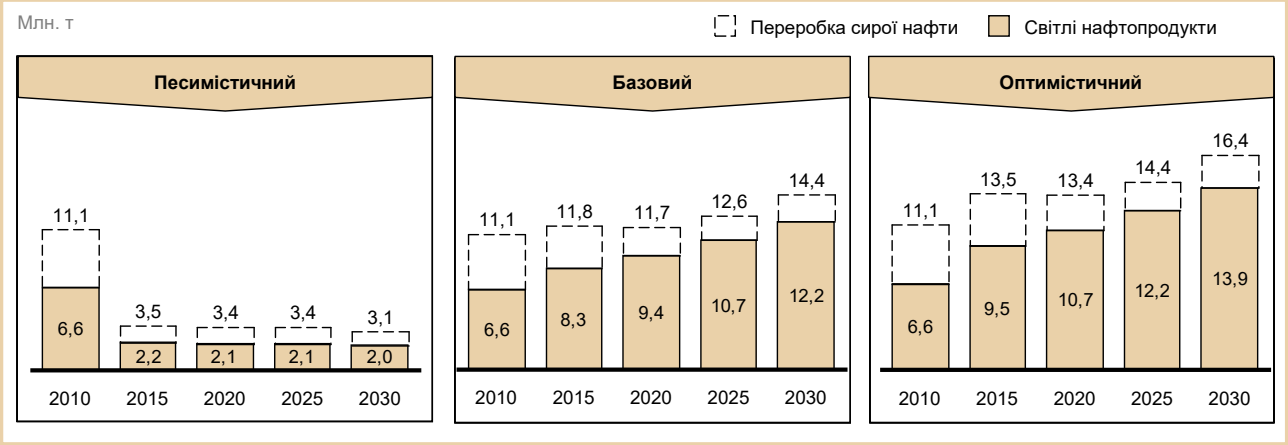
Окрім цього, істотний вплив на нафтопереробну галузь України надалі робитиме ряд глобальних тенденцій у нафтопереробній галузі.

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 погрозу 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 необхідно 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 необхідно здійснювати поступовий перехід на більш високі стандарти якості палива, виробленого в Україні, для відповідності європейським стандартам. Сукупні інвестиції в модернізацію найбільших 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 необхідно 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

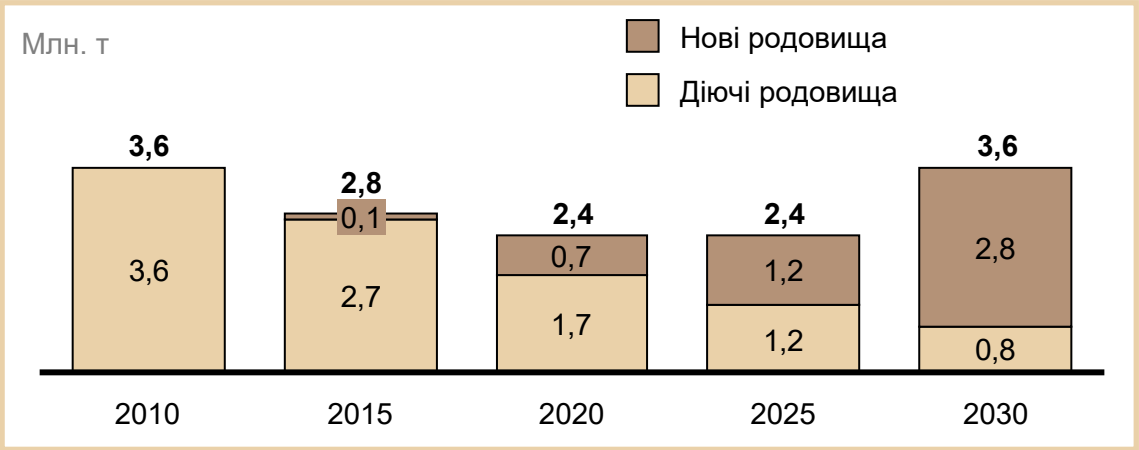
У 2010 р. видобуток нафти та газового конденсату в Україні склав 3,6 млн. т. При цьому в цей час більше 80% всього видобутку в Україні забезпечують 15 родовищ, дебет яких перебуває на спаді, а рівень виснаженості становить близько 60%. Видобуток здійснюється у трьох основних районах: Східному, Західному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

Основним пріоритетом держави в регулюванні видобутку рідких вуглеводнів на наступні роки має стати стимулювання збільшення обсягу проведених геологорозвідувальних і бурових робіт.

Прогноз видобутку нафти в Україні



За умови істотного збільшення інвестицій у геологорозвідувальні та бурові роботи найближчими роками можливо 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 слабко 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

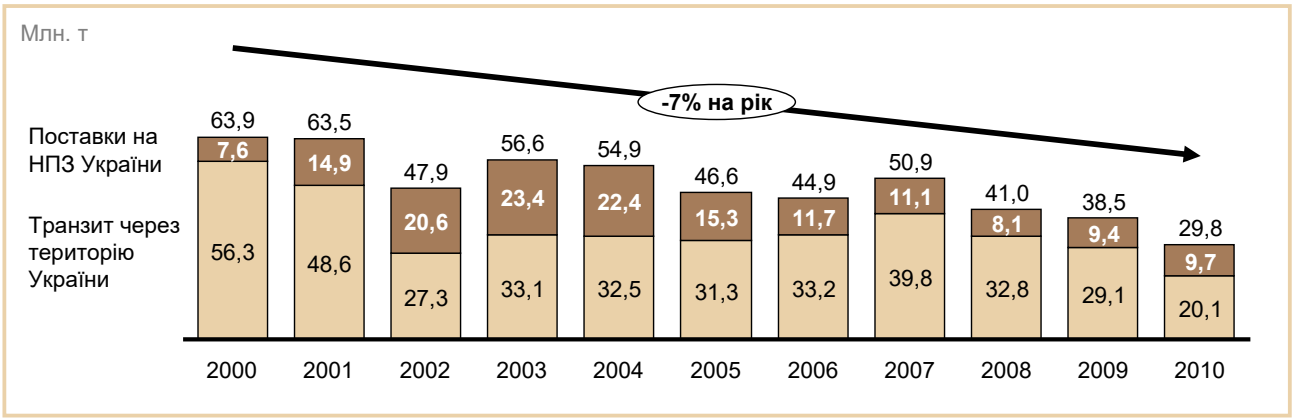
6.8.1. Поточний стан нафтотранспортної системи

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. НТС складається із двох основних частин - Придніпровських магістральних нафтопроводів на сході і магістральних нафтопроводів «Дружба» на заході України, з'єднаних між собою нафтопроводом «Одеса-Броди», побудованим у 2001 р. Система містить у собі 19 магістральних трубопроводів діаметром до 1220 мм і загальною довжиною 4767 км. Пропускна спроможність нафтопроводів на вході в Україну здатна забезпечити транспортування нафти в обсязі 114 млн. т/рік, на виході - 56,3 млн. т/рік. Загальна ємність резервуарного парку становить 1083 тис. $м^3$. Враховуючи особливості проектування і за необхідності НТС здатна в повному обсязі забезпечити потреби українських нафтопереробних заводів, виходячи з їх максимального проектного навантаження. При цьому більша частина потужностей (крім нової гілки Одеса-Броди) перебувають в експлуатації вже від 20 до понад 40 років. Незважаючи на те, що через відсутність інтенсивної експлуатації устаткування нафтотранспортної системи міститься у досить надійному стані, воно є морально застарілим і потребує модернізації.

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 20,1млн. 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 на території України;

- Припинення поставок російської нафти на окремі НПЗ України через конфлікти із правами власності;
- Стимулювання експорту нафтопродуктів у Росії та зростання російської нафтопереробної промисловості;
- Розширення Росією власної транспортної інфраструктури для експорту нафти і нафтопродуктів на зовнішні ринки.

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, 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. У поточних умовах без додаткових інвестицій обсяги транзиту нафти через територію України можуть варіюватися в діапазоні від 5 (у песимістичному сценарії розвитку) до 23 млн. т на рік (у сценарії найбільш сприятливого розвитку економіки).

У разі реалізації до 2015 р. запланованого приросту нафтотранспортних потужностей усередині Росії (розширення нафтопропускних і перевалочних можливостей 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 не перевищуватиме 15 млн. т на рік (консервативна оцінка для обсягів транспортування в песимістичному сценарії становить 5 млн. т на рік) і залежатиме від обсягів споживання російської сировини нафтопереробними заводами країн південної частини Східної Європи (переважно Угорщини, Словаччини та Чехії).

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:

- 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 проток 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. Основним напрямком розвитку цього напрямку є реалізація проекту Євро-Азіатського нафтотранспортного коридору (ЄАНТК) на базі вже діючої нафтопровідної системи «Одеса-Броди» і морського нафтового порту «Південний».

Реалізація проекту ЄАНТК є можливою в кілька етапів. Перший етап може бути реалізований без істотних додаткових інвестицій і передбачає можливість транспортування 4-8 млн. т нафти на рік із використанням наявних нафтопроводів «Одеса-Броди» і «Дружба» у напрямку Словаччини, Чехії й Угорщини. У разі досягнення подальших довгострокових домовленостей між всіма учасниками процесу є потенціал подальшого істотного збільшення обсягів транзиту в результаті реалізації другого і третього етапів проекту після добудування польсько-української ділянки і розширення окремих елементів національних нафтопроводів і портових потужностей. Рішення про необхідність реалізації другого і третього етапів проекту ЄАНТК повинно прийматися на підставі економічної доцільності проекту й аналізу довгострокових можливостей поставок нафти в напрямку європейських споживачів з урахуванням очікуваних трендів розвитку попиту в регіоні.

6.8.3. Основні напрямки подальшого розвитку сектору

Найважливішими напрямками подальшого розвитку НТС України повинні бути:

- Максимізація довгострокової вигоди для економіки України за рахунок пошуку й реалізації механізмів збільшення транспортування нафти;
- Забезпечення надійності постачання нафти внутрішнім і зовнішнім споживачам з мінімальними витратами за рахунок:
  - Підтримки функціонування системи нафтопроводів і забезпечення надійних і безпечних умов експлуатації;
  - Проведення модернізації та впровадження енергозберігаючих технологій для зниження операційних витрат.

Оцінна вартість модернізації НТС України до 2030 р. може скласти до 5-7 млрд. грн.

- 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.

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 збереженням 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 підключення та передачі газу, і здійсненням контролю над її дотриманням;
- Виключення можливості цінової дискримінації 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:

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

- Знизити ризики використання родовищ і спростити процес видачі ліцензій[26] та УРП:
  - Здійснювати вибір необхідного типу угод і дозволів на видобуток індивідуально для кожного родовища з урахуванням характеру родовищ, ступеня вивченості ресурсів, ризиків і витрат, пов'язаних із розвідкою та видобутком при дотриманні балансу інтересу інвесторів і доходів держави;
  - 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, зберігши перевагу державних компаній на одержання спеціальних дозволів тільки на найбільш перспективні традиційні родовища;
  - Забезпечити умови для рівного доступу та конкуренції при проведенні аукціонів на видачу спеціальних дозволів, зокрема, за допомогою обов'язкової попередньої відкритої публікації умов і заявок, що надійшли;
  - Збільшити термін, відведений для подачі пакету документів, необхідного для участі в аукціоні на одержання спеціального дозволу, до 30 днів, і для участі в аукціоні на одержання УРП - до 60 днів;
  - Привести у відповідність первісну ціну спеціального дозволу до майбутніх умов видобутку й рівня ризику, пов’язаного з родовищем, установивши прозорі правила оцінки залежно від наявності геологічної інформації, якості запасів і виду вуглеводню (розділяючи традиційні та нові види видобутку);
  - Передбачити можливість визначення переможця аукціону як учасника, який запропонував кращу програму роботи на родовищі, а не найбільшу ціну за спеціальні дозволи;
  - Збільшити максимальний сумарний термін дії спеціальних дозволів (із урахуванням усіх можливих подовжень) до 35 років, відповідно до очікуваної тривалості періоду експлуатації родовищ;
  - Законодавчо закріпити переважне право на спеціальний дозвіл на видобуток за компанією, яка здійснила успішну розвідку;
  - Інтенсифікувати виставлення на аукціон спеціальних дозволів на геологічне вивчення, дослідно-промислове розроблення і подальший видобуток нафти та газу («наскрізні ліцензії»);
  - Усунути можливості необґрунтованого призупинення або анулювання спеціальних дозволів; а також установити закритий обмежений перелік причин, які викликають припинення дії спеціальних дозволів, або інших значимих подій, які ведуть до юридичної або технічної неможливості продовження експлуатації родовища власником спеціального дозволу;

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

- Надати державним компаніям можливість внесення спеціальних дозволів до спільної діяльності.

- 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 до 1000 кв. м.;
  - Спростити процедуру збільшення площі спецдозволів на геологічне вивчення у разі отримання приростів запасів вуглеводнів промислових категорій поза межами наявних контурів спецдозволів.

2. Стимулювання видобутку нетрадиційних вуглеводнів і видобутку у складних умовах

Для реалізації цього завдання державі необхідно:

- Для родовищ, розвідка й розроблення 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»);
- Використовувати пакетні заходи диференційованого оподатковування, такі як:
  - Застосування пільгових ставок оподатковування, включаючи «податкові канікули» на обмежений термін, який набуває чинності при прийнятті зобов'язань зі здійснення складного видобутку;
  - Прискорена амортизація вартості устаткування, задіяного в розвідці та здійсненні складного видобутку;
  - Звільнення устаткування для розвідки й буріння від ввізних мит і ПДВ, імпортованого під час розвідки й у перші п'ять років видобутку у складних умовах;
- 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 оподатковування 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 основі 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.

2. Поступова лібералізація ринків продажу та розподілу газу при збереженні державного контролю над надійністю поставок

Лібералізація ринку продажів і розподілу 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 регулятором;
  - Продажу газу збутовим компаніям 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 юридичний і управлінський поділ функцій розподілу та збуту газу;
  - Провести приватизацію відділених газопостачаючих компаній;
  - Створити конкурентний роздрібний ринок збуту газу, забезпечивши можливість вибору населенням збутових компаній, а збутовим компаніям - 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 збуті 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 можливість рівного доступу наявних і потенційних постачальників і споживачів до газотранспортної та газорозподільної інфраструктури, для чого необхідно розробити і впровадити єдину методику визначення вільних потужностей, тарифоутворення на послуги транспортування, правил підключення та передачі газу.

Етап 2 – перехід на продаж 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 необхідно:

- 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 збутові компанії) 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, у яких 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 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;
- Надання державної підтримки розвитку ринку із 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;
- 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 необхідно:

- 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 й відсутність випадків використання домінуючого ринкового становища на ринку нафтопродуктів за рахунок ефективного застосування антимонопольного законодавства, 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 регулювальному органу 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 механізмів суворого контролю над якістю палива, реалізованого через роздрібну мережу АЗС; з одночасним значним підвищенням відповідальності за порушення необхідного рівня якості;
- Знизити ризик дефіциту палива і можливість істотних спекулятивних коливань цін у результаті різких змін на ринку поставок нафтопродуктів за допомогою гнучкого використання системи акцизів, 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 оподатковування 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 оподатковування та державна підтримка в переустаткуванні парку і створенні інфраструктури збуту.

3. Стимулювання використання біопалив

Для виконання цього завдання державі необхідно здійснювати стимулювання використання біопалив по всьому ланцюжку виробництва і продажів. Для чого потрібне сприяння активному поширенню тих видів біопалива, виробництво яких перебуває близько до рівня економічної самоокупності 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;
  - Установлення норм із обов'язкової частки вмісту біопалив у бензині/дизелі з АЗС 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 суворого контролю якості виробленого та реалізованого через роздрібну мережу АЗС біопалива.
- Розвиток виробництва біопалив усередині країни при недостатній самостійній економічній окупності на початкових стадіях за рахунок застосування стимулюючої системи оподатковування, включаючи надання «податкових канікул», безмитне ввезення устаткування для будівництва інфраструктури, використання прискореної амортизації й інших заходів.

Обраний комплекс заходів повинен бути включений до комплексної програми розвитку біопалив[27] 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 необхідно:

- Протягом року після ухвалення Стратегії - припинити реалізацію нафтопродуктів якості нижче Євро-4 на території України, включаючи:
  - З 01.01.2013 – бензину марок А-92, А-95, А-98;

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

- З 01.06.2013 - усіх інших марок бензину, а також дизельного палива для сектора транспорту. Для інших галузей і груп споживачів дизельного палива 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 й може бути досягнуте за рахунок комбінації заходів:

- Введення імпортних мит на нафтопродукти (для окремих країн, видів/якості палива) на адресу країн, які використовують заходи субсидування власної нафтопереробки (у тому числі за допомогою експортних мит), для компенсації виникаючої неконкурентної переваги;
- Часткове зниження податкового навантаження на вітчизняні нафтопереробні компанії (у розмірі додаткових надходжень від імпортних мит) для обмеження зростання цін на нафтопродукти й мінімізації негативного соціального впливу.

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 такі ініціативи:
  - 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 та виділятися під конкретні проекти модернізації із заздалегідь застереженими зобов'язаннями заводів і терміном дії. Комплекс заходів підтримки може містити в собі:

- Зниження ПДВ і мит на ввіз устаткування для модернізації заводів;
- Надання державних гарантій із кредитів на модернізацію;
- Введення прискореної амортизації устаткування;
- Надання «податкових канікул».

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.

– Інші заходи підтримки, включаючи здійснення закупівель нафтопродуктів для державних потреб і/або державними компаніями тільки внутрішнього виробництва.

Перерахований вище комплекс заходів підтримки 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:

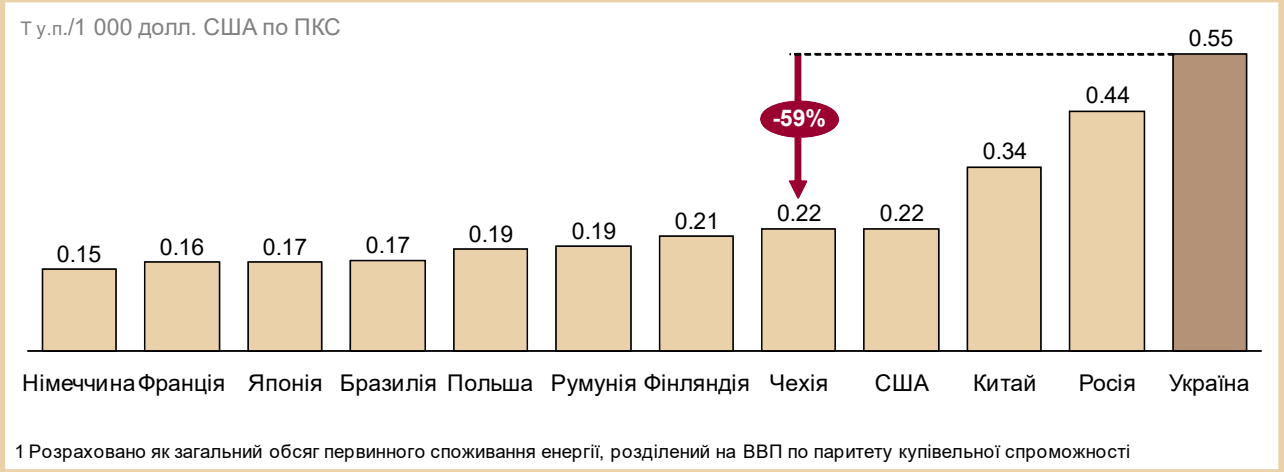
– Жорсткість контролю над недопущенням поставок контрафактної продукції;
– Забезпечення виробництва нафтопродуктів, які відповідають діючим стандартам якості, для чого можливе введення ліцензування виробництва на внутрішньому ринку;
– Постійний контроль якості продукції, реалізованої на АЗС.

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 убік 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 енергетичного співтовариства. Зниження енергоємності економіки має стати однією з пріоритетних цілей державної політики в області енергетики.

Порівняння енергоємності ВВП різних країн



1 Розраховано як загальний обсяг первинного споживання енергії, розділений на ВВП по паритету купівельної спроможності

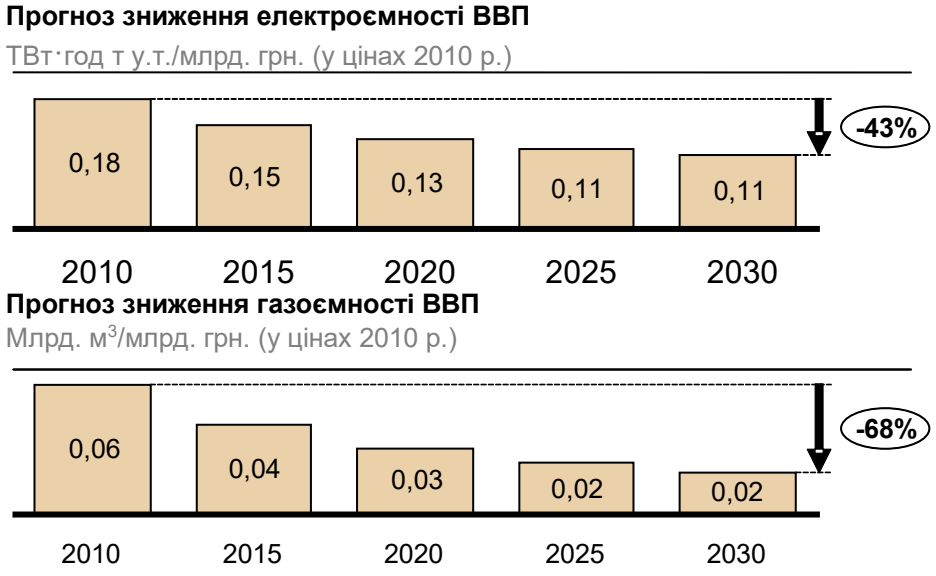
Низька енергоефективність збільшила кризові явища в українській економіці в першій половині 90-х років за рахунок різкого зростання частки матеріальних витрат у загальній вартості продукції на тлі падіння промислового виробництва. Тільки наприкінці 1990-х рр., у результаті припинення падіння промислового виробництва та завдяки прийнятим на державному рівні закону та програмі енергозбереження, почалося підвищення енергоефективності економіки, при цьому, вперше в історії України спостерігалося 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 зношування основних фондів і технологічне відставання в найбільш енергоємних галузях і житлово-комунальній сфері;
- Невідповідність тарифів і цін на енергоресурси видаткам на їх виробництво, що ускладнює модернізацію енергетичних об'єктів;
- Неефективність 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.

Загальними показниками енергетичної ефективності, які визначаються на рівні країни, є енергоємність, електроємність і паливоємність ВВП. У рамках базового сценарію розвитку економіки при реалізації заходів зі збільшення енергоефективності може бути досягнуто зниження показника енергоємності ВВП майже на 60% (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 м^3/грн. до 0,02 м^3/грн.). Зниження показників енергоємності ВВП наблизить Україну до показників розвинених східноєвропейських країн.

Прогноз динаміки показників енергоефективності ВВП України



Скорочення енергоспоживання в економіці України можливо 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 енергоємністю та

матеріалоємністю, а також наукомістких галузей. Технічна (технологічна) складова потенціалу енергозбереження містить у собі зниження енергоємності виробництва (видобутку), перетворення, транспортування і споживання енергоресурсів за рахунок впровадження новітніх енергоефективних технологій та енергозберігаючих заходів.

Протягом останніх десяти років зниження енергоємності економіки забезпечувалося, в основному, за рахунок зростання ВВП, яке випереджає динаміку споживання енергоресурсів, а також впливу змін структурного чинника. Для того, щоб продовжити зниження енергоємності ВВП, необхідно негайно задіяти технологічні важелі енергозбереження. У разі невживання комплекса 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 комплексну програму 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.

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 електроємність 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:

- Підвищення стандартів енергоефективності при будівництві і на транспорті, в тому числі використання більш економічних освітлювальних приладів;
- Зниження втрат у магістральних і розподільних мережах;
- Лібералізація ринку електроенергії й усунення перехресного субсидування;
- Стимулювання модернізації застарілих і наденерговитратних видів виробництва;
- Впровадження принципів енергетичного менеджменту й енергетичного аудиту;
- Введення диференційованих за часом доби тарифів на електроенергію для кінцевого споживача;
- Стимулювання використання енергозберігаючих побутових електроприладів;
- Популяризація заходів зі 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 (детальніший опис заходів енергоефективності наведено у розділі «Електроенергія»):

- 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, кондиціювання (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 із 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.

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

- Встановлення прогресивних норм витрати 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 напрямами 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 із підвищення енергоефективності серед населення.

Споживання тепла та газу

Базовий сценарій розвитку економіки передбачає вихід до 2030 р. на рівень споживання газу в 49 млрд. м^3 і тепла в 271 млн. Гкал на рік. Для цього необхідна 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;
- Модернізація житлових і комерційних будинків із забезпеченням персоніфікованого обліку споживання газу й тепла;
- Посилення будівельних нормативів і реконструкція системи теплопостачання;
- 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. м^3, 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. м^3 необхідно забезпечити реалізацію заходів для енергоефективності й досяти 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. м^3 у порівнянні з 38 млрд. м^3 без упровадження заходів підвищення енергоефективності);
- Населення – скорочення споживання на 33% (12 млрд. м^3 у порівнянні з 18 млрд. м^3);
- Тепло- й електроенергетика – скорочення споживання на 27% (16 млрд. м^3 у порівнянні з 22 млрд. м^3);
- Транспортування, розподіл і втрати газу – скорочення споживання на 10% (2,8 млрд. м^3 у порівнянні з 3,1 млрд. м^3).

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 досяти наведених далі показників скорочення споживання в кожному із сегментів (більш детальний опис заходів підвищення енергоефективності наведено у главі «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 зі скорочення споживання традиційних нафтопродуктів великими групами споживачів;
- Стимулювання розвитку попиту та виробництва біопалив.

Більш детальний опис заходів підвищення ефективності витрати палива наведено у главах «Попит на нафтопродукти» і «Ринок нафтопродуктів».

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 «Електроенергетика», біопалив - у розділі «Попит на нафтопродукти».

Генерація енергії на базі ВДЕ

Напрямок стратегічного розвитку ВДЕ в області енергетики у країні має відповідати основним принципам Європейського співтовариства в області енергетики, відображеним у Зеленій книзі «Європейська стратегія постійної, конкурентоспроможної та безпечної енергетики» (Брюссель, 8.3.2006. COM (2006) 105), зокрема, вибору курсу на розширення використання відновлюваних джерел енергії. Цільовий показник сукупної потужності нетрадиційної й відновлюваної енергетики в Україні до 2030 р. складе не менше 10% від установленої потужності, або 5-7 ГВт (10 -12 ГВт включаючи великі ГЕС), а обсяг вироблення - 11-16 ТВт·год (23-28 ТВт·год включаючи великі ГЕС). Прогноз динаміки використання ВДЕ до 2030 р. у базовому сценарії виглядає таким чином:

Динаміка вироблення електроенергії з нетрадиційних і відновлюваних джерел енергії в 2010-2030 рр., ТВт·год

	2010	**2015**	**2020**	**2025**	**2030**
Вітрогенерація	0,1	0,6	1,9	3,8	7,4
Сонячна генерація	<0,1	0,3	0,8	1,4	2,6
Малі ГЕС	0,2	0,4	0,7	1,3	2,1
Біогенерація	<0,1	<0,1	0,2	0,2	0,3
Генерація з інших ВДЕ	<0,1	<0,1	<0,1	0,1	0,2
Разом, вироблення із ВДЕ	**<0,4**	**<1,4**	**3,6**	**6,8**	**12,6**

Виробництво теплової енергії на базі ВДЕ

Для часткового заміщення природного газу в якості 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. 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), розмаїтність 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.

Стратегія мінімізації негативного ефекту паливно-енергетичного комплексу на екологію повинна ґрунтуватися на концепції поетапного розроблення та реалізації заходів, спрямованих на поліпшення 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 поліпшення 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 поліпшення 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 зі 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 енергетиці[28]**:**

- Зниження викидів забруднюючих речовин (пилу, оксидів сірки й азоту) за рахунок оснащення енергогенеруючих об'єктів пилогазоочисним устаткуванням із метою доведення питомих викидів до рівня європейських нормативів;
- Скорочення викидів діоксиду вуглецю на одиницю вироблюваної енергії за рахунок підвищення 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»).

В атомній енергетиці[29] **:**

- Підвищення експлуатаційної безпеки при будівництві, функціонуванні та виведенні з експлуатації об'єктів атомної енергетики (включаючи видобуток 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 поховання;
- Забезпечення безпеки поводження з відпрацьованим ядерним паливом й ухвалення політики щодо його переробки або поховання.

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;
- 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

[28] Більш детальний опис напрямків підвищення мінімізації негативного ефекту електроенергетики на екологію наведено у відповідній главі

[29] Більш детальний опис напрямків мінімізації негативного ефекту атомної енергетики на екологію наведено у відповідній главі

токсичними елементами териконів і відвалів до рік, водойм та підземних водоносних горизонтів;

- Розвиток систем замкненого (зворотнього) водопостачання на технологічні потреби 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).

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 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.

Необхідно 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 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.

Рівень енергетичної безпеки оцінюється згідно методики, розробленої 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 і енергії з їх наступним транспортуванням та 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;
- Неефективне 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 паливопостачання, 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 обгрунтовно необхідними обсягами енергетичних ресурсів 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 конкурентності 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 необхідного рівня стратегічного резерву енергетичних ресурсів;
- Забезпечення вільної конкуренції на конкурентних ринках та контроль і регулювання натуральних 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.

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 нагромадилася 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 сценарії[30] розвитку економіки сумарний обсяг інвестицій у ПЕК України повинен скласти близько 1,7 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 в майбутньому. Представлені оцінки можуть бути орієнтирами, але не повинні використовуватися для визначення доцільності реалізації інвестиційних проектів 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[31], 2012–30 рр.	**2012-2020 рр.**	**2020-2030 рр.**
ЕЛЕКТРО- І ТЕПЛОЕНЕРГЕТИКА, У Т.Ч.	742	359	383
РОЗВИТОК ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ	187	103	84
ТЕПЛОВА ГЕНЕРАЦІЯ	281	124	157
ГІДРОГЕНЕРАЦІЯ	60	50	10
РОЗВИТОК ВДЕ	130	40	90
СИСТЕМИ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ	84	42	42
АТОМНА ЕНЕРГЕТИКА	388	125	252
ВУГІЛЬНА ПРОМИСЛОВІСТЬ	83	64	19
НАФТОГАЗОВА ПРОМИСЛОВІСТЬ, У Т.Ч.	513	146	367

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

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

Газорозподільна система	52	30	22
Нафтотранспортна система	5	2	3
Видобуток газу	319	61	258
Видобуток нафти	93	20	73
Розвиток біопалив	7	4	3
Нафтопереробка	37	29	8
Сумарні інвестиції	1726	694	1021

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

Електро- і теплова 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 - 109 млрд. грн., включаючи установку ПГО при модернізації теплових станцій - 37 млрд. грн., модернізація ТЕЦ - 22 млрд. грн., будівництво ТЕС - 132 млрд. грн.
- Гідрогенерація: реконструкція и 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 - 70 млрд. грн.

Атомна енергетика[32]:

- 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.;
- 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:

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

- Модернізація шахтного фонду для збільшення видобутку: енергетичного вугілля - 50 млрд. грн., коксівного вугілля - 13,4 млрд. грн.;
- Реструктуризація галузі (закриття шахт, соц.забезпечення) - 19,4 млрд. грн.;
- Заходи із забезпечення охорони довкілля – 4,2-7,4 млрд. грн.:
  - Підвищення ефективності дегазації - 2,0-5,0 млрд. грн. (в залежності від родовища);
  - Запобігання утворенню осередків горіння - 170,0- 200,0 млн. грн. (в тому числі на гасіння наявних відвалів, що горять в даний час);
  - Запобігання тепловому та хімічному забрудненню поверхневих і підземних вод – 70,0 млн. грн. (щорічно);
  - Впровадження технологій демінералізації шахтних вод – 17,0 млрд. грн. (на капітальне будівництво демінералізаційних станцій);
  - Розвиток систем замкненого водопостачання – 80,0 млн. грн.;
  - Стимулювання впровадження екологічних і ресурсозберігаючих технологій технологій та виробництв - 4,0-8,0 млн. грн.;
  - Запобігання порушенню природних ландшафтів - 25,0-30,0 млн. грн.;
  - Підвищення безпеки видобутку - 500,0-700,0 млн. гривень.

Нафтогазова промисловість:

- Розвиток і модернізація газорозподільної 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) - 100-115 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, які забезпечать повернення на інвестиції при мінімальному ринковому рівні цін. 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 комерційних компаній 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 сприятливої ставки оподатковування, скасування мит на ввезене устаткування для капітальних проектів, застосування прискореної амортизації тощо. При цьому необхідно стежити, щоб використання цих заходів підтримки не призводило до істотного недоодержання надходжень або збільшення навантаження на бюджет.

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. При здійсненні корпоратизації інвестиції в цих підсекторах повинні здійснюватися із приватних коштів (у тому числі, за рахунок залучення позикових коштів), у разі протилежному випадку - за рахунок державних інвестицій.

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

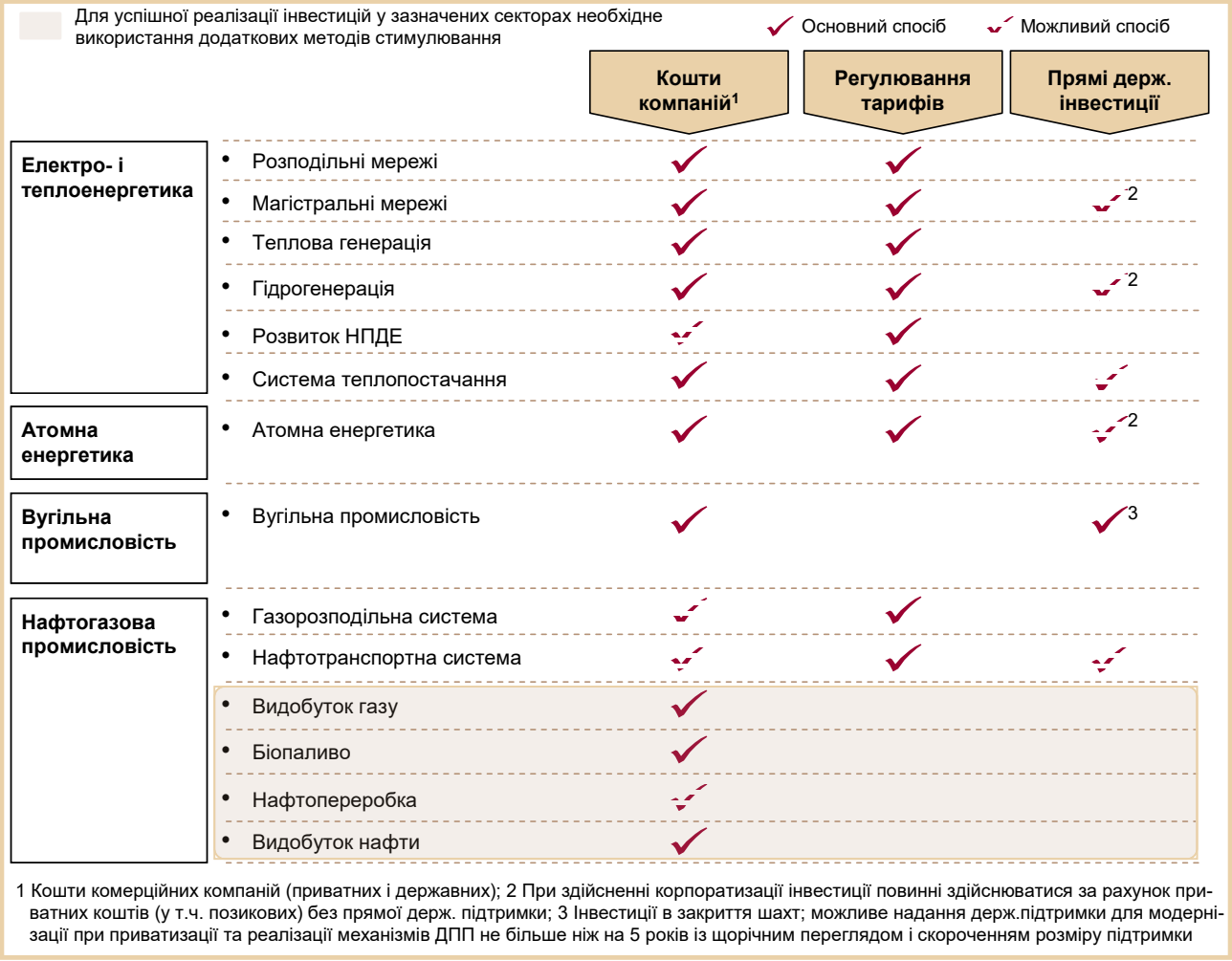
Для створення сприятливих умов інвестування на ринках з регульованим ціно- і тарифоутворенням, у тому числі, в електро-, тепловій і атомній енергетиці, а також

транспортуванні та розподілі газу та нафти, державі необхідно виводити тарифи на рівень, який дозволив би компаніям одержувати необхідне повернення на інвестиції[33].

Використання прямих державних інвестицій допускається тільки в обмеженому списку галузей ПЕК, у яких зберігається державне володіння, у тому числі для розвитку магістральних мереж електроенергії, будівництві об'єктів гідро- й атомної енергетики, транспортуванні газу та нафти, а також у системі теплопостачання 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:

Механізми здійснення інвестицій за галузями ПЕК



1 Кошти комерційних компаній (приватних і державних); 2 При здійсненні корпоратизації інвестиції повинні здійснюватися за рахунок приватних коштів (у т.ч. позикових) без прямої держ. підтримки; 3 Інвестиції в закриття шахт; можливе надання держ.підтримки для модернізації при приватизації та реалізації механізмів ДПП не більше ніж на 5 років із щорічним переглядом і скороченням розміру підтримки

Одночасно з модернізацією галузей ПЕК необхідне проведення комплексу заходів з енергозбереження в галузях промисловості та сфері житлово-комунального господарства, спрямованого на підвищення ефективності використання енергетичних

[33] 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

ресурсів. Для реалізації цих заходів необхідне застосування системного підходу з розробленням комплексної програми підвищення енергоефективності економіки відповідно до цілей, поставлених у Стратегії (більш докладна 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.

Метод прямого розрахунку забезпечує розробку обгрунтованих норм і нормативів на кожному під-ві з урахуванням багатьох факторів, які пов'язані з особливостями постачання, вир-ва та реалізації прод-ї. Визначення потреби в ОК здійснюється через їх нормування. Нормування оборотних коштів передбачає врахування багатьох факторів, які впливають на госп діяльність під-в. На під-вах вир-ї сфери до них належать: 1) умови забезпечення підприємств ТМЦ (кількість постачальників, строки поставки, розмір транзитних партій, кількість найменувань матеріальних цінностей, форми розрахунків за матеріальні цінності); 2) організація процесу вир-ва (тривалість виробничого циклу, характер розподілу витрат протягом виробничого циклу, номенклатура випущеної прод-ї); 3) умови реалізації продукції (кількість споживачів готової прод-ї, їх віддаленість, призначення прод-ї, умови її транспортування, форми розрахунків за відвантажену прод-ю). Визначення потреби в оборотних коштах прямим методом передбачає виконання розрахунків для кожного елемента оборотних коштів. Вони здійснюються на тривалий період, якщо різко не змінюються асортимент продукції, технологія виробництва, умови постачання та збуту продукції. Обчислений методом прямого роз¬рахунку норматив щорічно коригується підприємством з урахуванням змін виробничої програми і швидкості обертання оборотних коштів. Метод прямого розрахунку застосовується на нових під-вах, а також тоді, коли необхідно проаналізувати стан оборотних коштів з метою виявлення непотрібних, надлишкових, неліквідних виробничих запасів; резервів скорочення тривалості виробничого циклу; причин нагромадження готової продукції на складах.

МЕТОД ПРЯМОГО РОЗРАХУНКУ

Цей метод найпоширеніший на підприємствах на сьогоднішній день. Він застосовується, як правило, при невеликому асортименті продукції. Сутність його в тому, що прибуток обчислюється як різниця між виручкою від реалізації продукції (у відповідних цінах за винятком ПДВ і акцизів) і повною її собівартістю.
Розрахунок планового прибутку (**$П_п$**) ведеться за наступною формулою:

$$П_п = ВД_п - В_п - ПДВ_п - ПП_п;$$

де:
$ВД_п$ — планова сума валового доходу;
$В_п$ — планова сума валових витрат;
$ПДВ_п$ — планова сума податків, які сплачуються з доходу.
$ПП_п$ — планова сума податків, які сплачуються з прибутку.

АНАЛІТИЧНИЙ МЕТОД

Розрахунково-аналітичний метод базується на вивченні тенденції змін прибутку і рентабельності та прогнозуванні змін факторів, що впливають на їхню величину.

Величина можливого прибутку визначається за формулою:

$$Пможл=(Ррtп*Тп)/100+\Delta П_{\Delta Ф}$$

де
Ррτп — рівень рентабельності товарообороту звітного n-го періоду, %
Тп — плановий товарооборот;
$\Delta П_{\Delta Ф}$ — прогнозні зміни прибутку підприємства за рахунок змін факторів, що впливають на його величину.

Цей метод застосовується при великому асортименті продукції, які реалізується підприємством, а також як доповнення до прямого методу, тому що він дозволяє виявити вплив окремих факторів на плановий прибуток.

Обчислення прибутку аналітичним методом включає три послідовних етапи:
1) визначення рентабельності товарообороту за звітний рік;
2) обчислення обсягу товарообороту на плановий період потім визначення прибутку на товарну продукцію виходячи з базової рентабельності;
3) облік впливу на плановий прибуток різних факторів: зниження собівартості продукції, підвищення її якості й сортності, зміна асортиментів, цін і т. д.

Після виконання розрахунків по всім трьох етапах визначається прибуток від реалізації товарної продукції.
Крім прибутку від реалізації товарної продукції в складі прибутку ураховується прибуток від реалізації іншої продукції й послуг нетоварного характеру, прибуток від реалізації основних фондів і іншого майна, а також плановані позареалізаційні доходи й видатки.

Метод прямого розрахунку базується на тому, що кількість продукції, що реалізується (обсяг продажу) по кожній номенклатурній позиції множать послідовно на ціни реалізації та на загальні витрати кожної одиниці . Різниця між сумами обох добутків по всім позиціям номенклатури складає плановий обсяг прибутку. По продукції яка є непорівняною загальні витрати кожної одиниці повинні визначатися за плановими індивідуальними калькуляціями.

При цьому використовують формулу:

П = В – З або П = П1 + Пт – П2, (1)

Де П – прибуток,

В – виручка від реалізації продукції ;

З – загальні витрати реалізованої продукції, які включають в себе собівартість реалізованої продукції, адміністративні витрати та витрати збуту;

П1, П2 – відповідно прибуток в залишках готової продукції на початок та кінець планового року;

Пт – прибуток в товарній продукції планового року, яка визначається виходячи з плану виробництва по розгорнутій номенклатурі, планових калькуляцій по кожному виробу, кошторисів управлінських та комерційних витрат.

Прибуток у перехідних залишках готової продукції розраховують по всій їх сукупності. Оскільки ці залишки обліковуються по виробничій собівартості, то і прибуток по них вираховують як різницю між сумою вхідних та вихідних залишків в цінах реалізації та по виробничій собівартості.

Обсяг та склад залишків нереалізованої готової продукції на початок та кінець року залежить від облікової політики підприємства. Так, якщо облікова політика підприємства визначає моментом реалізації продукції її відвантаження, то залишки нереалізованої продукції представляють собою готову продукцію на складі.

У сучасних умовах господарювання не є регламентованими методи прогнозування та планування фінансових результатів, але все ж вони є економічно необхідними для передбачуваного розвитку підприємства, тому їх і досить повно розглядають у літературі. Так, найбільш відомими є два традиційних методи планування прибутку – метод прямого розрахунку та аналітичний або економічний метод.

Метод прямого розрахунку дуже простий, але при великій кількості найменувань продукції трудомісткість цього методу дуже зростає. Розрахунок потребує:

1) визначення асортименту по усім позиціям номенклатури;

2) складання калькуляцій по усім виробам порівняної продукції;

3) визначення планової собівартості та ціни по непорівняній продукції, що в свою чергу передбачає розробку кошторису виробництва по всім її елементам;

4) встановлення цін реалізації продукції, що випускається.

Але метод прямого розрахунку не дозволяє виявити окремих факторів впливу на плановий прибуток, і при широкій номенклатурі продукції, що виготовляється, дуже трудомісткий. Його можна використати в сучасних умовах господарювання, коли підлягають частим змінам ціни, зарплата та інші обставини, тільки на короткий період часу. Це практично виключає його застосування при річному та перспективному планування прибутку.

При плануванні прибутку в галузях з широким асортиментом продукції, а також як доповнення для методу прямого розрахунку (як перевірка) застосовується аналітичний (економічний) метод. При цьому методі прибуток розраховується не по кожному виду продукції, що випускається в запланованому році, а по всій порівняній і непорівняній товарній продукції.

Економічний (аналітичний) метод. Може використовуватися для розрахунку прибутку від випуску (реалізації) продукції. Він відрізняється від уже розглянутих методів розрахунку прибутку тим, що дає змогу визначити не тільки загальну суму прибутку, а й вплив на неї зміни окремих чинників: обсягу виробництва (реалізації) продукції; собівартості продукції; рівня оптових цін і рентабельності продукції; асортименту та якості продукції.

Розрахунок прибутку цим методом здійснюється окремо за порівнянною і непорівнянною продукцією в плановому періоді. Порівнянна продукція - це продукція, що вироблялася в попередньому періоді. Непорівнянна продукція - це продукція, що не вироблялася на підприємстві в попередньому періоді.

Розрахунок прибутку за порівнянною продукцією здійснюється в такій послідовності:

* визначається очікуваний базовий прибуток і базова рентабельність продукції;

* порівнянна продукція планового періоду визначається за собівартістю періоду, що передував плановому;

* виходячи з рівня базової рентабельності продукції розраховується прибуток за порівнянною продукцією в плановому періоді;

* розраховується вплив окремих чинників на зміну прибутку в періоді, що планується.

Розрахунок базового прибутку здійснюється на підставі звітних або очікуваних даних за попередній період. Базовий прибуток - це прибуток від випуску (реалізації) продукції в періоді, що передував плановому. За його розрахунку здійснюється коригування звітного, очікуваного прибутку з урахуванням чинників, що на нього вплинули тоді, але не діятимуть у періоді, що планується: зміна оптових цін, припинення випуску окремих видів продукції, зміна рентабельності окремих видів продукції, зниження їх собівартості. Від точного розрахунку базового прибутку залежить точність усіх наступних розрахунків.

$П_{РП} = П_{ЗПП} + П_{ВП} – П_{ЗКП}$,

де $П_{РП}$ — прибуток від реалізації продукції;
$П_{ЗПП}$ — прибуток у залишках нереалізованої продукції на початок планового періоду;
$П_{ВП}$ — прибуток від випуску продукції;
$П_{ЗКП}$ — прибуток у залишках нереалізованої продукції на кінець планового періоду.