



Low Carbon Ukraine

Policy advice on low-carbon  
policies for Ukraine

Supported by:



Federal Ministry  
for the Environment, Nature Conservation  
and Nuclear Safety

based on a decision of the German Bundestag

Оцінка Політики [PE/02/2021]

# Виконання Національного плану зі скорочення викидів від великих спалювальних установок (НПСВ): Які технології необхідні для генерації електроенергії в Україні у 2033 р?

Девід Саха

Мануель фон Меттенхайм

Др. Франк Майснер

Клеменс Штіве

Др. Георг Цахманн



Берлін, вересень 2021

Виконано:

 Berlin  
Economics

## Про Low Carbon Ukraine

Low Carbon Ukraine – це проєкт, який постійно підтримує український уряд аналізами та політичними пропозиціями для сприяння переходу до низьковуглецевої економіки.

Цей проєкт є частиною Міжнародної кліматичної ініціативи (IKI). Федеральне міністерство із питань довкілля, збереження природи та радіаційної безпеки (BMU) підтримує цю ініціативу відповідно до рішення Бундестагу ФРН.

Цей документ був підготовлений двома мовами: англійською та українською. У випадку невідповідності перевагу має англійська версія.

### Low Carbon Ukraine

c/o BE Berlin Economics GmbH

Schillerstr. 59

D-10627 Berlin

Tel: +49 30 / 20 61 34 64 0

Fax: +49 30 / 20 61 34 64 9

[info@berlin-economics.com](mailto:info@berlin-economics.com)

[www.lowcarbonukraine.com](http://www.lowcarbonukraine.com)

## Резюме

Україна ризикує значно відстати в процесі виконання Національного плану скорочення викидів від великих спалювальних установок (НПСВ), що є зобов'язанням перед Енергетичним Співтовариством (ЕнС). В Україні розпочалась дискусія щодо можливого перегляду НПСВ, але поки її фокус на пом'якшенні вимог НПСВ включно зі строками виконання, які вже були продовжені для України. Такий розвиток подій є вкрай ризикованим зважаючи на необхідність досягнення згоди з Радою Міністрів ЕнС. Цей документ має на меті проаналізувати зобов'язання та можливості України для повернення НПСВ на шлях виконання плану.

### **Україна відстає від міжнародних зобов'язань**

Як член ЕнС Україна зобов'язана виконувати вимоги Директиви про скорочення викидів від великих спалювальних установок з 2018 року та дотримуватись навіть більш строгих граничних обсягів викидів згідно з Директивою про промислові викиди до кінця 2033 р. Ці директиви визначають чіткі граничні обсяги викидів діоксиду сірки (SO<sub>2</sub>), оксидів азоту (Nox) та пилу від великих спалювальних установок, особливо вугільних теплових електростанцій (ТЕС). Україна взяла на себе зобов'язання поступово імплементувати ці норми до 2033 р. через виконання НПСВ.

НПСВ визначає, які ТЕС та теплові електроцентралі (ТЕЦ) будуть модернізовані, замінені новими установками або будуть виведені з експлуатації та коли. До установок, які підлягають модернізації, застосовуються сумарні граничні обсяги викидів від усіх установок до моменту поки кожна з них не досягне нормативів гранично допустимих викидів до кінця 2033 р. Для установок, що підлягають виведенню з експлуатації встановлено обмежений час експлуатації 20 000 або 40 000 годин до кінця 2033 або кінця 2033 років відповідно, у окремих, але пов'язаних додатках, які ми включаємо як «ширший НПСВ» в наш аналіз. Проте, значних кроків у напрямку виконання НПСВ досі не було зроблено, тому країна ймовірно перевищить граничний обсяг викидів від усіх спалювальних установок, ризикуючи початком процедури про порушення зобов'язань у ЕнС.

### **«Зеленіший» та дешевший НПСВ замість відкладених строків**

Деякі експерти пропонують спробувати переглянути НПСВ у контексті продовження строків виконання та послаблення вимог щодо відповідності. Така пропозиція найбільш вірогідно не буде прийнята ЕнС, оскільки це створить складний прецедент. Україна вже має продовжені строки виконання плану, на відміну від інших членів ЕнС. Для зміни зобов'язань України потрібна відповідна пропозиція від Європейської Комісії та угода з Радою Міністрів ЕнС.

Проте перегляд НПСВ можливий для України у разі, якщо його фокус буде зміщений на підвищення «зелених» амбіцій шляхом збільшення кількості установок, які підлягають виведенню з експлуатації, а не модернізації. Чинна версія НПСВ не є оптимальною для України ні з економічної, ні екологічної точок зору. Вона повністю ігнорує чинні плани щодо збільшення частки відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), інші події (наприклад, більш повільне зростання попиту, ніж очікувалося в 2017 році) та альтернативні варіанти для енергетичного сектору (наприклад, більш економічно вигідні джерела гнучкості для енергосистеми, ніж ТЕС). Таким чином, план передбачає масштабну модернізацію, переоснащення та навіть заміщення 12 ТЕС незалежно від того, які потужності мають працювати до 2033 р. Це може стати причиною надмірного інвестування в непотрібну та застарілу технологію. Насправді, «зеленіший» НПСВ цілком може бути дешевшим НПСВ.

### **До якого набору технологій має прагнути НПСВ?**

Для перевірки цієї гіпотези наш аналіз фокусується на тому, який набір технологій буде відповідати потребам України у 2033 р. Ми порівнюємо кілька сценаріїв з різними комбінаціями викопних та відновлюваних джерел енергії та залишаємо незмінними потужності АЕС і ТЕЦ (останні варто проаналізувати в рамках іншого дослідження, зважаючи на їх подвійну роль). Ці сценарії не є

математично оптимізованими, проте призначені для формування бачення, що у подальшому може бути вдосконалено відповідно до остаточної системи цілей НПСВ. Ми змоделювали оптимальну диспетчеризацію електростанцій з використанням нашої власної Моделі оптимальної диспетчеризації та розрахували річні капітальні витрати для необхідних інвестицій (в переоснащення ТЕС, продовження строку експлуатації для усіх існуючих електростанцій та будівництво нових електростанцій). Це дає співмірні загальні річні витрати на виробництво електроенергії з систематичної точки зору «суспільного планувальника». Стимули та угоди між індивідуальними учасниками в системі умисно не були взяті до уваги.

Ідеальний сценарій потребуватиме викопне джерело (вугільних ТЕС чи газових турбін з відкритим циклом (ГТВЦ)) для забезпечення достатньої гнучкості в системі для балансування попиту з базовим навантаженням від АЕС та волатильною генерацією ВДЕ. ТЕС мають перевагу у вигляді нижчого рівня інвестицій (установки вже існують та потребують оснащення фільтрами і продовження строків експлуатації) та нижчих витрат на паливо, проте вони не є дуже гнучкими та мають працювати на 70% від максимальної потужності, щоб надати резерви на завантаження. ГТВЦ потрібно будувати з нуля, їм потрібне більш дороге паливо (варто врахувати також політичну дискусію щодо імпорту), але вони є більш гнучкими та чистими джерелами енергії. Крім того, як для нової інвестиції, газові турбіни не є занадто капітаоемними, а також можуть надавати необхідні резервні потужності навіть на пізніших етапах енергетичного переходу.

#### П'ять проаналізованих сценаріїв

- **Поточний план:** Масштабне переоснащення та заміна ТЕС як передбачено чинним НПСВ
- **Скорочення вугілля:** ТЕС залишаються елементом балансування енергобалансу на основі викопних джерел, але кількість ТЕС, що будуть переоснащені чи замінені скорочується до реально необхідного обсягу
- **Газові турбіни:** Усі ТЕС виводяться з експлуатації, а ГТВЦ будуються для забезпечення гнучкості системи
- **Комбінований:** Поєднання сценаріїв *скорочення вугілля* та *газові турбіни*: ТЕС підставляють напівгнучке «плече» генерації, а газові турбіни використовуються для швидкого балансування
- **ВДЕ+:** +40% потужності ВДЕ від усіх потужностей ВДЕ порівняно з іншими сценаріями, нема ТЕС, газові турбіни забезпечують необхідну гнучкість системи

#### Поточний план неоптимальний, різні опції для кращого кінцевого варіанту

Наш аналіз показує, що сценарій *поточний план* є найбільш дорогим зі щорічними витратами 21,7 млрд євро. Велика кількість ТЕС, які будуть модернізовані чи навіть замінені, ніколи не стануть в пригоді. Тому, сценарій *скорочення вугілля* зекономить 3 млрд євро щорічно, надаючи пріоритет в модернізації тільки критично необхідним ТЕС. Лише це дозволить зберегти 14,9 млрд євро сумарних необхідних інвестицій порівняно з нинішніми планами. При цьому, більш прогресивні сценарії з чистішими та новішими базами активів, з більшими потужностями газових турбін перебувають у схожому ціновому проміжку. *Комбінований* сценарій є найдешевшим з річною вартістю 18,6 млрд євро, сценарій *газові турбіни* теж не є значно дорожчим. Подальший розвиток ВДЕ (*ВДЕ+*) поза поточними планами буде коштувати на 0,5 млрд євро більше, ніж сценарій *скорочення вугілля* у зв'язку з вищими потребами в інвестиціях.

Чим прогресивніший сценарій – *комбінований, газові турбіни, ВДЕ+* - тим більш модернізованою та прогресивною буде база активів України до 2033 р., там більш оснащеною буде країна для задоволення майбутніх потреб, маючи новозбудовані електростанції, а не відреставровані старі ТЕС. Викиди CO<sub>2</sub> будуть на приблизно однаковому рівні 16 Мт CO<sub>2</sub> за рік при трьох сценаріях зі значними частками ТЕС в генерації (*поточний план, скорочення вугілля та комбінований*). При відносно низьких витратах

подальше скорочення викидів CO<sub>2</sub> може бути досягнуто при сценарії *газові турбіни* (8,4 Мт CO<sub>2</sub>) чи навіть *ВДЕ+* (6,6 Мт CO<sub>2</sub>).

### Перегляд НПСВ має сенс, але тільки із зобов'язанням «озеленювати», а не послаблювати

Необхідні негайні дії для повернення НПСВ на шлях виконання та запобігання репутаційних втрат у зв'язку з процедурою порушення зобов'язань. Для досягнення успіху з ЕнС раціональним є початок переговорів з беззаперечним зобов'язанням «озеленити» НПСВ, де буде більший обсяг виведених з експлуатації ТЕС порівняно з чинним планом. У будь-якому випадку, це більш вигідний варіант для України як економічно, так і екологічно.

Після гарантування цього зобов'язання, процес перегляду НПСВ має бути ретельно спланований із залученням національних та міжнародних стейкхолдерів та експертів. По факту, це перш за все включатиме прийняття рішення щодо переліку теплових станцій, які залишаться в 2033 р., проектування самого НПСВ, формальні переговори та перегляд НПСВ з ЕнС, а потім, найважливіше, виконання НПСВ на національному рівні. Підготовку до цих етапів необхідно проводити негайно, але це може врятувати Україну від виконання чинного, неоптимального НПСВ.

Сценарії: Річні витрати та різниця у припущеннях щодо потужностей за різних сценаріїв

			Поточний план	Скорочення вугілля	Газові турбіни	Комбінований	ВДЕ+
Потужність, гВт	ТЕС	Модернізація	15.9	6.1	0	3.6	0
		Нові станції	4.8	0	0	0	0
	ГТВЦ	Нові станції	0	0	7.8	3.4	5.4
	ВДЕ	Нові станції	11.9	11.9	11.9	11.9	19.6
Річні витрати, млрд євро	CAPEX		13.2	10.6	10.5	10.6	11.4
	OPEX		8.5	8	8.4	8	8
	<b>Всього</b>		<b>21.7</b>	<b>18.7</b>	<b>18.9</b>	<b>18.6</b>	<b>19.4</b>

Джерело: LCU

# Зміст

Зміст	5
1 Вступ	6
2 Юридична та політична ситуація	7
2.1 Міжнародний юридичний контекст	7
2.2 Чинний для України НПСВ	9
2.3 Впровадження та політична дискусія в Україні	11
2.4 Сумісність з іншими планами в енергетичному секторі	12
2.5 Висновок	13
3 Завдання та методологія аналізу	14
3.1 Виклики	14
3.2 Загальний підхід	14
3.3 Модель оптимальної диспетчеризації	16
3.4 Основні припущення	16
4 Дизайн сценаріїв та оптимальна диспетчеризація	18
4.1 Основні характеристики сценаріїв	18
4.2 Оптимальна диспетчеризація	20
4.3 Сценарій 1: Поточний план	20
4.4 Сценарій 2: Скорочення вугілля	21
4.5 Сценарій 3: Газові турбіни	23
4.6 Сценарій 4: Комбінований	25
4.7 Сценарій 5: ВДЕ+	26
5 Результати сценаріїв	27
5.1 Річні загальні витрати	28
5.2 Інвестиційні потреби	29
5.3 Співвідношення з планами з декарбонізації	30
5.4 Висновки	32
6 Висновки щодо потенційного перегляду НПСВ	32
6.1 Основні висновки	32
6.2 Наступні кроки	33
Додатки	35
Д1: Чутливість результатів до припущень	35
Д2: Граничні обсяги викидів в ДСВ та ДПВ	36

## 1 Вступ

Як член Енергетичного Співтовариства (ЕнС) (міжнародна організація Європейського Союзу та його сусідів, що фокусується на енергетичних ринках) Україна зобов'язана виконувати суворі вимоги Директиви про скорочення викидів від великих спалювальних установок (ДСВ) та Директиви про промислові викиди (ДПВ). Україна юридично зобов'язана забезпечити дотримання граничних обсягів викидів відповідно до ДСВ усіма відповідними установками до 2033 р. та зобов'язалась виконати Національний план скорочення викидів від великих спалювальних установок (НПСВ) який є перехідним інструментом.

Проте дотримання вимог залишається значною проблемою. Скорочення рівня викидів зі збереженням рівнів виробництва відповідними галузями потребуватиме значних інвестицій. Особливо важливим є вплив на набір технологій для генерації електроенергії. Поки атомна генерація відповідає більш ніж за половину електрогенерації, другим найбільшим джерелом електроенергії є вугільні теплові електростанції (ТЕС). Більшість із цих станцій старі, з високим рівнем викидів та часто невідповідними умовами експлуатації. Встановлення фільтрів чи заміна старих, брудних установок (де більш економічно вигідно) на нові та чистіші потребує значних інвестицій та може вплинути на операційні витрати. При цьому можливість енергокомпаній інвестувати обмежена через складний доступ до фінансів та неоптимально низькі тарифи, що навіть не повністю покривають операційні витрати.

Поки можна спостерігати мінімальний прогрес у виконанні НПСВ. Жодних практичних кроків не було зроблено, а граничних обсягів викидів згідно з планом було дотримано здебільшого через економічні обставини, а не зміни у законодавстві направлені на виконання НПСВ. У світлі незначного прогресу у виконанні плану та проблеми з відсутністю інвестицій, розпочалась дискусія щодо перегляду НПСВ, інших перехідних документів на шляху імплементації ДСВ та щодо продовження строків повного виконання НПСВ і оновлення граничних обсягів викидів.

Цей документ має на меті висвітлити основні елементи дискусії. У розділі 2 ми пояснюємо, що означають зобов'язання України в контексті виконання НПСВ/ДСВ, для чого вони застосовуються та як ці зобов'язання можуть бути скориговані. Оскільки ми не розглядаємо опцію відкладення строків чи послаблення зобов'язань України як реалістичну, ми пропонуємо шляхи вирішення цієї ситуації. Основною проблемою є те, що чинний план передбачає модернізацію усіх ТЕС без виключення та без врахування того, якою має бути доля цих установок у 2033 р. та чинних планів з підвищення частки ВДЕ. Якщо деякі ТЕС будуть непотрібні у 2033 р, необхідні інвестиції для виконання ДСВ можуть потенційно значно скоротитись.

Тому ми аналізуємо сценарії у контексті того, яким буде бажаний «кінцевий стан» української енергетичної системи у 2033 р. Використовуючи нашу власну модель оптимізованої диспетчеризації (МОД) та розрахунки річних капітальних та операційних витрат, ми порівнюємо різні комбінації технологій для генерації електроенергії у 2033 р. Ми пояснюємо методологію нашого аналізу у розділі 3 та презентуємо наші сценарії у розділі 4. У розділі 5 ми презентуємо і аналізуємо результати з врахуванням основних законодавчих змінних таких як ціна на вуглець. У розділі 6 визначаємо, яке значення може мати можливий перегляд НПСВ.

## 2 Юридична та політична ситуація

У зв'язку з членством у Енергетичному Співтоваристві Україна зобов'язана імплементувати ДСВ з 2018 р. та ДПВ до кінця 2033 р. Схвалений у 2017 році НПСВ є перехідним інструментом для дотримання вимог ДПВ. Проте, Україна наразі не може виконати НПСВ та, відповідно, досягти прогресу у виконанні ДСВ і ДПВ. Цей розділ має на меті роз'яснити міжнародні зобов'язання України, стан виконання НПСВ та наявні можливості для маневрування у зміні зобов'язань через складнощі їх виконання.

### 2.1 Міжнародний юридичний контекст

Зобов'язання України скоротити викиди від електростанцій йде корінням до її членства у ЕнС. ЕнС є міжнародною організацією, яка об'єднує разом Європейський Союз (ЄС) та його сусідів для створення пан'європейського енергетичного ринку. Договір ЕнС набув чинності у 2005 році та має за мету поширити правила та принципи внутрішнього ринку ЄС на країни Східної Європи, Чорноморського регіону та поза ними. Україна стала учасницею ЕнС у 2011 р. Ратифікувавши Договір ЕнС, Україна юридично зобов'язалась прийняти енергетичне законодавство ЄС, так зване «acquis communautaire». Це передбачає, що загалом країни ЕнС можуть приймати acquis та зміни до нього, щоб притримуватись чинного законодавства ЄС<sup>1</sup>.

Поки acquis в сферах електроенергії, газу, енергоефективності, захисту навколишнього середовища та ВДЕ вже було кілька разів змінено, нове acquis щодо статистики та мінімальних запасів нафти було ухвалено у 2012 р. У жовтні 2015 новий регламент щодо інфраструктури поповнив список. Рішення щодо прийняття нового законодавства та внесення змін до чинного законодавства зазвичай приймає більшістю голосів Рада Міністрів на основі пропозиції Європейської Комісії.<sup>2</sup>

ДСВ<sup>3</sup> була прийнята у 2001 р. та є частиною європейського законодавства із захисту навколишнього середовища. Зобов'язання включає регулювання викидів від великих спалювальних установок (ВСУ), в т.ч. ТЕС та ТЕЦ. Установкам заборонено перевищувати їх індивідуальні граничні обсяги викидів (ГОВ) оксидів азоту (NOx), діоксиду сульфуру (SO<sub>2</sub>) та пилу (з 2018 р. та надалі (Таблиця 9 у Додатку Д2). ГОВ відрізняються залежно від віку та потужності установки, а також типу палива, що застосовується. Важливо, що на відміну від зобов'язань по скороченню викидів CO<sub>2</sub>, ГОВ встановлено окремо для кожної установки. Тому, хоч загальний граничний обсяг викидів для України не встановлено, але кожна установка має дотримуватись ГОВів індивідуально без чіткого ліміту сумарних національних викидів.

---

<sup>1</sup> The Energy Community Legal Framework, 4е видання (січень 2018), Стаття 24 та 25

<sup>2</sup> <https://www.energy-community.org/legal/acquis.html>

<sup>3</sup> Директива 2001/80/ЄС від 23 жовтня 2001 про скорочення викидів окремих забруднюючих речовин в атмосферне повітря від великих спалювальних установок



### Що таке велика спалювальна установка?

Велика спалювальна установка (ВСУ) це будь-який технічний агрегат, в якому здійснюється окислення палива з метою використання виробленого таким чином тепла. Паливо може бути твердим (вугілля, буре вугілля, біомаса, торф, кокс, патентне паливо, смола), рідким (нафта) або газоподібним (природний газ, коксовий газ, LPG, доменний газ). Номінальна теплова потужність 50 МВт є законодавчим порогом для набуття статусу ВСУ. На практиці це стосується теплових електростанцій (ТЕС) та теплоелектроцентралей (ТЕЦ), а також виробництва електроенергії та тепла з використанням відпрацьованих газів в інших виробничих цілях, таких як виробництво сталі. Установка може складатися лише з одного або безлічі окремих спалювальних блоків. Якщо є кілька спалювальних блоків, але одна загальна труба, це вважається однією великою спалювальною установкою. ВСУ повинні подавати свої дані про викиди забруднюючих речовин для SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> та пилу в тонах.

*Джерело: Європейське Енергетичне Агентство (2018) 'Огляд вимог до звітності ЄЕА для великих спалювальних установок', Зустріч екологічної робочої групи Енергетичного Співтовариства*

24 листопада 2020 р. ЄС ухвалив ДПВ<sup>4</sup>. Наразі це основний інструмент ЄС для регулювання викидів від промислових установок. ДПВ встановлює більш суворі ГОВи для спалювальних установок (Таблиця 10 у Додатку А2), вона набула чинності для країн ЄС 6 січня 2011 р. Країни ЕнС були зобов'язані імплементувати закони, розпорядження та нормативні акти необхідні для дотримання вимог ДПВ з 2013 р.<sup>5</sup> Станом на січень 2018 існуючі установки мали відповідати ГОВам встановленим ДПВ<sup>6</sup>, а установки збудовані після цієї дати мали відразу відповідати ГОВам встановленим ДПВ. До 2028 р. усі установки повинні відповідати ГОВам встановленим ДПВ<sup>7</sup>.

Існує два механізми відступлення, які покликані сприяти переходу країн-членів ЕнС до синхронізації з ДСВ та ДПВ. 23 жовтня 2013 р. ЕнС дозволило членам розробити Національні плани скорочення викидів від великих спалювальних установок (НПСВ).<sup>8</sup> НПСВ виступає як інструмент для імплементції ГОВів згідно з ДСВ та ДПВ з поступовим скороченням викидів усіх установок до 2028 р. Протягом періоду його дії, НПСВ пом'якшує вимоги відповідності для усіх установок. Всі установки, включені в НПСВ повинні відповідати граничним обсягам викидів на рівні "бульбашки" з усіх установок, а не на рівні кожної окремої установки. Граничні нормативи викидів для кожної забруднюючої речовини (SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, пил) розраховані на основі ГОВів згідно з ДСВ та ДПВ. Однак, після закінчення терміну дії НПСВ, усі установки повинні в подальшому повинні відповідати ГОВам індивідуально.

Більше того, існуючі установки можуть отримати відстрочку від дотримання ГОВів згідно з ДСВ у період з 2018 до 2024 рр. та входити до НПСВ, за умови, що такі установки не будуть працювати більше 20 000

<sup>4</sup> Directive 2010/75/EU of 24 November 2010 on industrial emissions (integrated pollution prevention and control)

<sup>5</sup> D/2013/06/MC-EnC: On the implementation of Chapter III, Annex V, and Article 72(3)-(4) of Directive 2010/75/EU of the European Parliament and of the Council of 24 November 2010 on industrial emissions (integrated pollution prevention and control) and amending Article 16 and Annex II of the Energy Community Treaty)

<sup>6</sup> D/2013/05/MC-EnC: On the implementation of Directive 2001/80/EC of the European Parliament and of the Council of 23 October 2001 on the limitation of emissions of certain pollutants into the air from large combustion plants

<sup>7</sup> D/2015/06/MC-EnC: on the implementation of Chapter III, Annex V, and Article 72(3)-(4) of Directive 2010/75/EU of the European Parliament and of the Council of 24 November 2010 on industrial emissions (integrated pollution prevention and control) for existing combustion plants and amending Annex II of the Energy Community Treaty

<sup>8</sup> D/2013/05/MC-EnC: On the implementation of Chapter III, Annex V, and Article 72(3)-(4) of Directive 2010/75/EU of the European Parliament and of the Council of 24 November 2010 on industrial emissions (integrated pollution prevention and control) and amending Article 16 and Annex II of the Energy Community Treaty

годин протягом цих років та будуть виведені з експлуатації після. Проте, якщо установка продовжить працювати після цього строку, то вона має дотримуватись ГОВів згідно з ДПВ.<sup>9</sup>

## 2.2 Чинний для України НПСВ

Після приєднання України до ЕнС у 2011 році, вона взяла на себе зобов'язання впровадити чіткі ГОВи для установок згідно з ДСВ. Коли в 2015 році стало зрозуміло, що нема прогресу у виконанні умов ДСВ, український уряд домовився з ЕнС про безпосередній перехід до дотримання ГОВів за ДПВ для SO<sub>2</sub> та пилу до 2028 року та для NO<sub>x</sub> до кінця 2033.<sup>10</sup> Тобто Україна має найдовші строки для виконання цих вимог серед усіх країн ЕнС, які повинні до 2028 року забезпечити дотримання ГОВів згідно з ДПВ по всіх забруднюючих речовин. Крім того, Україна отримала спеціальні умови для ВСУ, не включених до НПСВ, вони можуть працювати до кінця 2033 р., при умові не перевищення 40 000 годин експлуатації.

Міністерство енергетики України розробило проект НПСВ, який був прийнятий ЕнС у 2017 році, з подальшими змінами, внесеними в 2019 році. Процедура щодо всіх ВСУ визначена у чотирьох додатках до НПСВ. У Додатку I перераховані всі 223 існуючі установки в Україні, які повинні відповідати ГОВам згідно з ДСВ з 2018 року (Таблиця 1). З них 84 ВСУ загальною номінальною тепловою потужністю 61,5 ГВт (ГВтт)<sup>11</sup> включені до НПСВ. До них входять 22 вугільні ТЕС та 62 ТЕЦ. На ці установки поширюються щорічні сукупні обсяги викидів (Графік 1). У цих сукупних обсягах об'єднано викиди від усіх установок, включених до НПСВ на перехідні періоди. До кінця цих періодів 26 із 84 ВСУ будуть модернізовані, і вони будуть зобов'язані індивідуально дотримуватись ГОВів. Решта 58 установок, в основному газові ТЕЦ, працюватимуть до 40 000 годин і будуть виведені з експлуатації до кінця 2033 року. Із чинної версії НПСВ не зовсім зрозуміло, чи будуть вони замінені новими ТЕЦ, але їх функцію генерації тепла також потрібно буде замінити. Щорічні граничні обсяги викидів забезпечать дотримання всіма установками ГОВів для SO<sub>2</sub> та пилу згідно з ДПВ до 31 грудня 2027 року та для NO<sub>x</sub> до 31 грудня 2033 року. Для проміжних років встановлюються граничні обсяги викидів з врахуванням їх лінійного зменшення.<sup>12</sup> Порівняно з рівнем викидів у 2018 році, це призведе до скорочення викидів на:

- 95% for SO<sub>2</sub>
- 98% for пилу
- 72% for NO<sub>x</sub>

---

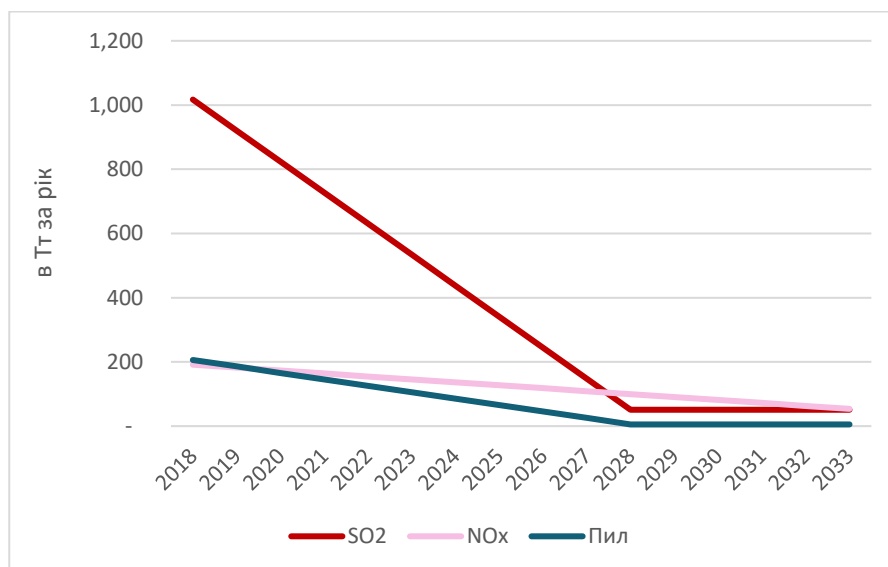
<sup>9</sup> Регуляторна база Енергетичного співтовариства, 4 видання (Січень 2018), Стаття 4

<sup>10</sup>D/2015/07/МС-ЕнС: Про внесення змін до Рішення D/2013/05/МС-ЕнС від 24 жовтня 2013 щодо імплементації Директиви 2001/80/ЕС Європейського Парламенту та Ради про обмеження викидів деяких забруднюючих речовин у атмосферне повітря від великих спалювальних установок та про внесення змін до Додатку II Договору про Енергетичне Співтовариство

<sup>11</sup> Гігавати теплової потужності, не всі з яких перетворюються в електричну енергію (наприклад, втрата ефективності та потужність, що використовується для виробництва тепла в ТЕЦ

<sup>12</sup> Якщо установка виходить з НПСВ (наприклад, через закінчення строку), сукупні ліміти викидів будуть пропорційно зменшені.

Графік 1: Сукупні граничні обсяги викидів для 84 існуючих ВСУ, що входять до НПСВ



Джерело: Національний План Скорочення Викидів для України (08 листопада 2017)

Таблиця 1: Розподіл ВСУ між Додатками НПСВ

Додаток	Опис	Кількість ВСУ			Теплова потужність в ГВт		
		ТЕС	ТЕЦ	Всього	ТЕС	ТЕЦ	Всього
Додаток 2	Усі ВСУ в НПСВ	22	62	84	42.4	22.5	64.8
вкл. Додаток 3	Конкретні заходи модернізації для ВСУ в НПСВ	21	5	26	42.2	3.2	45.4
Додаток 4	Opt-out						
	20,000 годин до 2024	3	13	16	3.7	3.4	7.1
	40,000 годин до 2034	12	38	50	24.5	9.3	33.8
ВСУ не включені в Додаток 2, Додаток 4		0	74	74	0	10.2	10.2
Додаток 1	Усі установки, що підпадають під ДСВ	37	186	223	70.5	45.4	115.9

Джерело: Національний План Скорочення Викидів для України (08 листопада 2017), Додатки 1-4

Примітка: Значення в стовпці «Кількість ВСУ» може відрізнятись від офіційних даних в НПСВ через різні підходи до підрахунку ВСУ в Додатках. ВСУ можуть складатися з декількох блоків, які вже модернізовані чи виведені з експлуатації. Оскільки один ВСУ враховується як одиниця, ми рахували блоки як, наприклад, 1/2, коли інший блок ВСУ передбачений для чогось іншого. Для порівняння, розподіл ВСУ за версією НПСВ, наведено в таблиці 12 Додатку.

Додаток 3 НПСВ передбачає конкретні заходи з модернізації для 26 (45,4 ГВтт) з 84 установок. При тому, що для всіх ТЕС в НПСВ передбачені заходи з модернізації, що дозволять їм продовжувати працювати після 2033 року, більшість ТЕЦ повинні бути виведені з експлуатації до кінця 2033 року.

Ще на 16 установок не поширюються вимоги НПСВ та ДСВ (opt-out), оскільки вони підлягають "обмеженому строку експлуатації" (макс. 20 000 робочих годин до 2024 року та подальше виведення з експлуатації). Подовжений строк виведення з експлуатації було створено спеціально для України, щоб ще 50 установкам можна було дозволити працювати не більше 40 000 годин до кінця 2033 року, не дотримуючись ГОВів згідно з ДСВ<sup>13</sup>. Усі установки з цього переліку можуть не дотримуватися сукупних

<sup>13</sup> D/2015/07/MC-EnC: Про внесення змін до Рішення D/2013/05/MC-EnC від 24 жовтня 2013 про впровадження Директиви 2001/80/ЄС Європейського Парламенту та Ради про скорочення викидів окремих забруднюючих речовин в атмосферне повітря від ВСУ та внесення змін до Додатку II Договору про Енергетичне Співтовариство

граничних обсягів викидів. У цих переліках у Додатку IV вказано, що 18 ГВт із загальної потужності 41 ГВт ТЕС та ТЕЦ, що підлягають виведенню з експлуатації, будуть замінені новими вугільними електростанціями.

З 223 установок, на які поширюється НПСВ, 74 вже відповідають суворим ГОВам. Усі ці 74 установки - це ТЕЦ, більшість з яких працюють на газу або є новими.

### 2.3 Впровадження та політична дискусія в Україні

У листопаді 2017 року Кабінет міністрів прийняв НПСВ, уповноваживши Міністерство енергетики координувати його впровадження. У 2018 році уряд затвердив план дій щодо впровадження НПСВ.<sup>14</sup> План дій передбачає такі основні заходи:

1. Створення організаційного комітету та затвердження плану дій 2019-2033
2. Створення тимчасової робочої групи в Міністерстві енергетики, яка повинна розробити механізм реалізації НПСВ
3. Разом з операторами: виявлення потреб та проблем реконструкції, модернізації та технічного переоснащення ВСУ
4. Визначення потенційних джерел фінансування
5. Визначення найкращих рішень для моніторингу, контролю та звітності
6. Фінансова підтримка моніторингу, контролю та звітності
7. Визначення та реалізація пріоритетів для співпраці з міжнародними та регіональними організаціями, зарубіжними країнами та їх фінансовими установами, що підтримують впровадження НПСВ

Однак з 2018 року не було ніякого прогресу у виконанні плану дій. У 2019 році Кабінет Міністрів України та Енс затвердили деякі поправки до НПСВ, але вони мали переважно технічний характер і не мали впливу на річні граничні обсяги викидів. У 2019 році граничні обсяги викидів для усіх трьох забруднюючих речовин було дотримано через низький попит на тепло та електроенергію<sup>15</sup>. У квітні 2021 року українські оператори надали дані про викиди за 2020 рік, які свідчать про те, що вони були нижчі, ніж сукупні граничні обсяги викидів. Однак ці дані не можна перевірити, деякі оператори звітували про викиди, що точно відповідають граничним обсягам НПСВ, що технічно майже неможливо а, отже, навряд чи відображає фактичні викиди.

Оператори установок вказують на необхідність інвестицій як головну проблему впровадження необхідних заходів з модернізації. Часті регуляторні зміни призводять до компенсацій за підвищені ризики та капітальних витрат. На думку операторів установок, через це неможливо накопичити необхідний капітал. У вересні 2020 року під час обговорення з секретаріатом Енс Міністерство енергетики попросило Енс відкласти впровадження НПСВ ще на 5 років.<sup>16</sup> Наразі Україна оновлює перелік установок, не включених до НПСВ (opt-out), розробляє механізми фінансування необхідної модернізації електростанцій та веде переговори з міжнародними партнерами та учасниками ринку.

У серпні 2020 року Міністерство енергетики створило дорадчу групу при новоствореній експертній раді (створеній у червні 2020 року), до складу якої входили представники Міністерства енергетики та

---

<sup>14</sup> Кабінет Міністрів: Про затвердження плану заходів на 2018 рік щодо реалізації Національного плану скорочення викидів для ВСУ (13 червня 2018) <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/428-2018-%D1%80#Text>

<sup>15</sup> Енергетичне Співтовариство (2020) «Україна: Річний звіт про виконання»

<sup>16</sup> [http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/publish/article?art\\_id=245470792](http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/publish/article?art_id=245470792)

Міндовкілля, власники установок та Укренерго для подальшої оцінки стану справ. 2 жовтня 2020 року консультативна група рекомендувала такі заходи:<sup>17</sup>

- Перенести дату виконання на 2022 або 2025 рік, а терміни реалізації заходів - з 2033 на 2038 або 2043 рік
- Блоки, які переобладнані до 2020 року для використання вугілля класу G, не варто виводити з експлуатації після 20 000/40 000 годин, а натомість включити в Додаток 2 та Додаток 3
- Створити механізм обміну робочими годинами між установками
- Прибрати обов'язкові типи технологій для скорочення викидів у Додатку 3
- Перекласти на державу з приватних ТЕС та ТЕЦ витрати на заходи

Триває дискусія щодо того, чи слід відтермінувати впровадження НПСВ. Представники ЄС, екологічних неурядових організацій розкритикували ці плани, тоді як, власники установок підтримують їх. Ще однією темою для дискусій є те, чи буде при впровадженні НПСВ постійно забезпечуватись енергопостачання під час необхідних відключень установок для модернізації. Ключове питання полягає в тому, як і хто буде нести інвестиційні витрати на необхідну модернізацію або переобладнання.

Будь-яке відтермінування виконання НПСВ Україною вимагало б згоди Ради міністрів Єнс а також держав-членів ЄС. У політичному плані на даному етапі така угода мало ймовірна через відсутність будь-якого прогресу у впровадженні Україні НПСВ, тоді як інші країни Єнс також мають труднощі з виконанням, але досягають прогресу. Невиконання зобов'язань може призвести до процедури порушення зобов'язань згідно з правилами Єнс та зашкодити репутації України, яка налаштована на подальшу інтеграцію з ЄС, його інститутами та правилами.

#### 2.4 Сумісність з іншими планами в енергетичному секторі

НПСВ, поданий Україною, здається, абсолютно не пов'язаний з іншими кліматичними зобов'язаннями та планами України. Він чітко зосереджується на модернізації або заміні старих вугільних електростанцій та передбачає, що частка електроенергії, виробленої на вугіллі, залишатиметься незмінною. Це суперечить зусиллям та планам країни щодо зменшення викидів CO<sub>2</sub>. Наприклад, Україна могла б підвищити свої кліматичні амбіції з майбутнім оновленням свого Національно-визначеного внеску (НВВ<sub>2</sub>). Його поточний проект спрямований на амбіційне скорочення викидів парникових газів (ПГ) до 2030 р. щонайменше на 65% порівняно з 1990 р. (Міністерство захисту довкілля та природних ресурсів 2021 р.). Амбіція зменшення викидів ПГ підвищує очікування щодо галузевої трансформації та впровадження НВВ в різних секторах української економіки. У 2018 році сектор електроенергетики та теплової енергії спричинив 99 млн.т. CO<sub>2</sub>-екв. викидів ПГ (29% від загальних викидів ПГ). До 2030 року викиди в секторі електроенергії та тепла могли б зменшитися до 61 млн.т. CO<sub>2</sub>-екв<sup>18</sup>.

Для досягнення такого скорочення викидів у електроенергетичному секторі необхідно використовувати значну кількість ВДЕ. Згідно з НВВ<sub>2</sub>, частка ВДЕ у виробництві електроенергії, необхідна для досягнення цілі - 65%, становить приблизно 30% (2020: 11%). Подібні цілі щодо ВДЕ зазначені в Енергетичній стратегії України до 2035 року, яка встановлює ціль > 25 % ВДЕ у виробництві електроенергії та 25% ВДЕ у загальному обсязі первинного постачання енергії на 2035 рік. Це означає, що для досягнення 25% ВДЕ у загальному обсягу постачання енергії потрібно набагато більше, ніж 25% ВДЕ у виробництві електроенергії. Ріст використання відновлюваних потужностей, передбачений цими

<sup>17</sup><https://energytransition.in.ua/service/orhanizatoram-ta-uchasnykam-komitets-kykh-slukhan-na-temu-realizatsiia-zakhodiv-z-ekolohizatsii-velykykh-spaliuval-nykh-ustanovok-ta-skorochennia-vykydiv-zabrudniuiuchykh-rechovyn-shliakh-do-chystoho/>

<sup>18</sup> Міністерство екології та природних ресурсів (2021) 'Аналітичний огляд другого Національно-визначеного внеску України до Паризької угоди'  
[https://mepr.gov.ua/news/37144.html?fbclid=IwAR2GuJOp2QgL7yFgknw9C8dciMbVmp\\_lyJMoFdjTDld4N6Tq2ceX2xaiwyo](https://mepr.gov.ua/news/37144.html?fbclid=IwAR2GuJOp2QgL7yFgknw9C8dciMbVmp_lyJMoFdjTDld4N6Tq2ceX2xaiwyo)

двома стратегіями, матиме наслідки для економіки існуючих електростанцій. Як тільки нові сонячні та вітрові парки почнуть виробляти електроенергію, без додаткових витрат на паливо, буде все більше годин, протягом яких енергія з ВДЕ витискатиме більш дороге базове навантаження вугільних установок з ринку електроенергії. Ядерна енергетика, яка має кращі показники за вартістю та викидами, ніж вугілля, на конкурентному ринку буде зазнавати меншого впливу від високих обсягів виробництва з ВДЕ. Скорочення годин повного навантаження, підвищені вимоги до циклічності і, отже, нижча ефективність серйозно вплинуть на прибутковість застарілих вугільних установок, що потенційно може зробити роботу більшої частини вугільних установок України не вигідною. Той факт, що оператори установок матимуть менше годин повного навантаження для компенсації своїх витрат на виконання НПСВ, додає страшних економічних перспектив для вугілля у світі, де зростає частка ВДЕ.

Замість вугільних електростанцій з базовим навантаженням потрібні будуть нові та гнучкі пікові установки, а також інші балансуєчі потужності, щоб збалансувати періодичність доступності вітру та сонячної електроенергії. Збільшення частки ВДЕ в Україні означає, що традиційне виробництво базового навантаження просто повинно поступитися місцем для нової генерації та накопичення пікового навантаження.

Отже, Україні слід забезпечити, щоб інвестиції у модернізацію вугільних установок, пов'язані з НПСВ, не виявились безцільними. ТЕС слід модернізувати лише настільки, наскільки це необхідно для забезпечення безпеки постачання електроенергії. Теплові блоки, які не потрібні з точки зору достатності для системи, не слід модернізувати згідно з вимогами НПСВ, натомість їх слід виводити з експлуатації. Заміна виведених з експлуатації вугільних установок на гнучкі пікові установки гарантує безпеку постачання до 2034 року та забезпечить стале введення ВДЕ після 2034 року.

Тому Україні необхідні дослідження достатності генерації, що враховують політичні цілі країни щодо електроенергетики. Після того, як ці дослідження з'являться, потрібно ретельно переглянути перелік електростанцій, що підпадають під НПСВ. В цьому документі ми намагаємось зробити внесок у поточне обговорення достатності генерації в Україні, оцінивши, наскільки базове навантаження, а також нові пікові потужності насправді потрібні, якщо Україна хоче досягти оновленого НВВ.

Наразі Міністерство енергетики працює над новими планами для вугільної промисловості та трансформації вугільних регіонів. На сьогодні офіційна дата поступової відмови від вугілля не оголошена. Однак, ДТЕК планує припинити видобуток вугілля до 2040 року.

## 2.5 Висновок

Як впровадження, так і модель українського НПСВ є недосконалими. Впровадження НПСВ вимагатиме регуляторних заходів та, можливо, і фінансових механізмів. Документ повинен встановлювати обов'язкові граничні обсяги викидів та кінцеві строки, яких повинні дотримуватись оператори. За необхідності фінансові механізми повинні забезпечувати, що стимули та можливості операторів відповідають НПСВ.

Перед тим, як намагатись виконати НПСВ потрібно ще пересвідчитись, що план враховує весь контекст енергетичного сектору України та кліматичної політики (в контексті переліку ТЕС та ТЕЦ, які модернізуються в рамках НПСВ, а які виводять з експлуатації та потенційно замінюють новими). Поточні плани передбачають масштабні зусилля з переоснащення та модернізації вугільних електростанцій, що буде одночасно і дуже затратним, і несумісним з іншими планами, що передбачають зростання частки ВДЕ у виробництві електроенергії. Це може призвести до великих і непотрібних витрат на модернізацію вугільних електростанцій, які насправді не будуть необхідні до кінця перехідного періоду в 2033 році.

У той же час спроба відкласти терміни впровадження та пом'якшити вимоги НПСВ за рішенням консультативної групи при експертній раді Міністерства енергетики, навряд чи буде прийнята ЕНС.

Продовжуючи рухатись у цьому напрямку, Україна ризикує завдати шкоди своїй репутації та зіткнутися з конфронтацією, можливо, навіть процедурою про порушення зобов'язань в ЕнС.

Отже, зусилля з перегляду НПСВ повинні бути зосереджені на зміні НПСВ та пов'язаних з ним зобов'язань таким чином, щоб вони краще відображали майбутні потреби України в енергетиці, були більш кліматично-орієнтованими. Так вони з більшою ймовірністю знайдуть підтримку ЕнС.

## 3 Завдання та методологія аналізу

### 3.1 Виклики

Україні потрібно узгодити свої зобов'язання перед ЕнС щодо викидів від ВСУ зі своїми іншими зобов'язаннями в енергетичній політиці та з метою доступного виробництва електроенергії. Самі вимоги ДСВ / ДПВ передбачають значне скорочення викидів SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> та пилу, що вимагає модернізації чи заміни менш забруднюючими технологіями великої частки електростанцій. Оскільки значна частка існуючих електростанцій є старими і часто зношеними через неадекватне технічне обслуговування та модернізацію, інвестиційні витрати, ймовірно, будуть високими, як підкреслюється в недавньому дослідженні Національної академії наук (2020), яке окреслює загальну інвестиційну потребу на виконання НПСВ у розмірі 4,1 млрд. євро.

Важливе питання полягає в тому, чи насправді нинішній НПСВ є оптимальним, особливо з огляду на чинні кліматичні зобов'язання та наміри України посилити роль ВДЕ в енергетичному балансі. Чинний НПСВ передбачає модернізацію або заміну (сучасними електростанціями, але все ще використовуючи ті самі види палива) всіх існуючих блоків, проте резонансність такого рішення викликає сумніви. Цілком ймовірно, що НПСВ повинен враховувати, що для майбутнього набору генеруючих потужностей України потрібно менше викопного палива, особливо вугільних електростанцій.

Мета нашого аналізу полягає в тому, щоб з'ясувати: скільки існуючих ВСУ все ще знадобляться до 2033 року в найменш затратному варіанті енергобалансу, що відповідає цілям України щодо розвитку ВДЕ, та які з них слід модернізувати або замінити в контексті переглянутого НПСВ. Оскільки НПСВ є перехідним інструментом, то його кінцеву точку – енергетичний баланс в 2033 році – потрібно правильно визначити, перш ніж розроблять перехідну стратегію, власне НПСВ. Якщо виявиться, що до 2033 р. буде потрібно менше, ніж передбачено в чинному НПСВ, вугільних ТЕС (як ми припускаємо), то план можна змінити таким чином, щоб підкреслити виведення ТЕС з експлуатації, а не їх заміну. Будь-який перегляд НПСВ потребує згоди Ради міністрів ЕнС, тому набагато ймовірнішим може бути перегляд, що наголошує на більш екологічних амбіціях, а не на перенесенні строків впровадження.

### 3.2 Загальний підхід

Ми аналізуємо генерацію електроенергії в Україні до 2033 року за різними сценаріями. Ми зосереджуємося на 2033 році, оскільки це рік, коли закінчується перехідний період НПСВ, а всі ВСУ повинні відповідати ГОВам згідно з ДПВ. Усі сценарії відповідають ГОВам згідно з ДПВ, а отже, включають витрати на зменшення викидів або заміну існуючих ВСУ. Крім того, розрахунок на 2033 рік – це більше, ніж аналіз лише одного року. Ми розраховуємо витрати на виробництво електроенергії для «стабільного стану», який може зберігатись протягом найближчих років. Це означає, що ми передбачаємо достатні витрати на технічне обслуговування та модернізацію для всіх установок, щоб дозволити їм працювати необмежено довго<sup>19</sup> і розраховуємо річні капітальні витрати на необхідну реконструкцію та модернізацію. Ціни вказані на рівні 2021 року в євро. Щодо витрат для конкретних

---

<sup>19</sup> Це спрощення нашої теоретичної конструкції. На практиці ми припускаємо, що всі існуючі станції, і особливо всі існуючі ТЕС, які були призначені для модернізації в НПСВ, можуть бути достатньо модернізовані для обслуговування і після 2033 року

технологій, які підлягають зниженню, ми взяли прогнози на 2033 рік (експлуатаційні витрати) та на 2026 (нові установки, продовження терміну експлуатації та модернізація)<sup>20</sup> та знизили їх до поточного рівня цін.

Сценарії диференціюються за встановленою потужністю виробництва електроенергії з різних джерел, причому варіація полягає головним чином у джерелах викопного палива, а в деяких сценаріях - у відновлюваних джерелах. Потім ми порівнюємо ці сценарії, обчислюючи *загальну вартість виробництва електроенергії* для сценаріїв в розрізі різних її компонентів:

- CAPEX (капітальні витрати)
  - Обладнання фільтрами для скорочення відходів, тощо.
  - Нові установки
  - Покращення (наприклад, продовження строку експлуатації) існуючих установок
- OPEX (операційні витрати)
  - Витрати на паливо
  - Постійні та змінні річні операції та технічне обслуговування
  - Ціни на вуглець (але лише для перевірки надійності)

Оскільки ми не розглядаємо тут питання, пов'язані з локаціями електростанції та попитом, тому не враховували мережеві та інші витрати, а лише моделювали витрати для різних електростанцій. Ми моделюємо витрати на паливо та інші змінні витрати залежно від використання встановленої потужності, використовуючи нашу Модель Оптимальної Диспетчеризації (МОД, див. 3.3), яка також враховує обмеження мережі в контексті передачі. Це дає оптимальне використання встановленої потужності і, отже, мінімізує загальну змінну вартість виробництва електроенергії. Усі одноразові інвестиційні витрати щорічно вираховуються з обґрунтованим припущенням щодо періодів амортизації інвестицій та відсоткових ставок, що відповідає підходу "стабільного стану", який вимагає достатніх інвестицій в модернізацію, аби підтримувати цю систему виробництва електроенергії протягом певного періоду.

Що важливо, ми моделюємо витрати на систему та її використання з точки зору "суспільного планувальника". Це означає, що ми ігноруємо різні стимули, з якими стикаються різні агенти в системі, та моделюємо витрати на суспільному рівні системи, що функціонує оптимально (оптимальна диспетчеризація = мінімальні витрати на паливо для будь-якої заданої конфігурації встановленої потужності та заданого загального попиту енергії). Отже, тонкощі українського енергетичного сектору свідомо ігноруються, наприклад, проблеми субсидованих цін на енергоносії / тарифів, нижчих за собівартість, що виплачуються виробникам, оскільки ці проблеми фактично призводять до неефективності сектору та збільшення витрат, а отже, вирішуються незалежно від об'єкта нашого аналізу. Єдиним незначним відхиленням від підходу суспільного планувальника є включення цін на вуглець для перевірки надійності. Якщо їх розглядати строго як податок на національному рівні, то вони не повинні включатись у такий аналіз, але якщо вони розглядаються як витрати на екстерналії, то мають бути враховані.

Наш аналіз покликаний стимулювати дискусію щодо оптимального кінцевого дизайну НПСВ, а не визначити його. На наш погляд, аналіз чутливий до припущень. Ми намагаємось забезпечити собі певну перевірку надійності найважливіших припущень, таких як різні капітальні витрати на технології, періоди амортизації, відсоткові ставки та ціни на вуглець, але хочемо заохотити читачів та зацікавлених сторін посперечатись зі нашими припущеннями та вступити в дискусію. Тому ми опублікуємо таблиці, на яких базуються наші розрахунки, щоб дозволити їх використання та модифікацію.

---

<sup>20</sup> Для врахування витрат, які будуть понесені з сьогоднішнього дня до 2033 року електростанціями, тому витрати на технології на рівні 2026 року є середніми (очікуваними) витратами на ці інвестиції.



### 3.3 Модель оптимальної диспетчеризації

Ми використовуємо Модель Оптимальної Диспетчеризації LCU (МОД V1.5), щоб отримати мінімальне використання змінної вартості кожного сценарію (конфігурація встановлених потужностей). Модель дозволяє перевірити, чи може конкретний набір електростанцій задовольнити потреби в генерації, і якщо так, то як виглядає економічно оптимальне використання генеруючих потужностей. Модель працює з погодинною роздільною здатністю, що дозволяє враховувати погодинні коливання у виробництві відновлюваної електроенергії та зміни попиту. Українська система електроенергетики змодельована з 6 регіонами ОСП. До кожного вузла приєднуються існуючі електростанції та описуються їх характеристиками. Регіони з'єднані через поточну мережу передачі.

Потім модель визначає оптимальне погодинне виробництво електроенергії шляхом прийняття рішення про використання доступних джерел електроенергії, враховуючи технологічні обмеження, що стосуються потужності. Такі обмеження включають наявність ресурсів (наприклад, витрати води, швидкість вітру або сонячне випромінювання), можливості нарощування та мінімально необхідний час роботи.

Ми дотримуємось підходу про складання графіків навантаження енергосистеми в контексті енергоблоків ТЕС та АЕС. Така модель визначає стан конкретного блоку, працює чи не працює, перебуває в режимі пуску чи зупинки. Потім конкретні технологічні характеристики блоку, залежно від погодинного статусу одиниці, визначають процес генерації електроенергії та надання резервів.

Погодинний попит, а також траєкторії вітру та сонця базуються на історичних спостереженнях у 2019 році. Для визначення потенціалу генерації енергії великими ГЕС ми використовуємо тижневі історичні дані.

Крім того, для окремих технологій ми зробили певні конкретні припущення:

- **Атомні електростанції (АЕС)** виробляють базове навантаження. Історичні дані свідчать про те, що мінливість (погодинна адаптація) генерації АЕС України є низькою. Навіть якщо це технологічно можливо, ми дотримуємось підходу про складання графіків навантаження енергосистеми і допускаємо лише одне рішення на тиждень про планування участі енергоблоків АЕС у покритті графіків навантаження енергосистеми. Після цього кожен блок АЕС перебуває у запущеному чи зупиненому стані протягом 168 безперервних годин. Максимальна генерація за годину визначається на рівні 12,4 ГВт, з врахуванням середнього часу для обслуговування: місяць на блок.
- Генерацію **Теплоелектроцентралями (ТЕЦ)** не було спеціально змодельовано для відображення їх ролі у постачанні і тепла, і електроенергії. Внесок ТЕЦ у виробництво електроенергії за годину береться екзогенно (визначається потребою у постачанні тепла ТЕЦ) і базується на екстрапольованому погодинному виробництві за 2019 рік. Отже, ми потенційно припускаємо, що 58 ТЕЦ, які будуть виведені з експлуатації згідно з чинними планами (див. 2.2), будуть замінені новими ТЕЦ.
- Хоча МОД дозволяє враховувати **імпорт** та **експорт**, цей варіант ми не використовуємо, щоб гарантувати, що сценарії виробництва електроенергії є реалістичними (можуть задовольнити попит у будь-який час) без завищення припущень по гнучкості.

### 3.4 Основні припущення

Оскільки ми моделюємо витрати на виробництво електроенергії, найважливішими припущеннями в наших розрахунках є ті, що пов'язані з різними, специфічними для технологій витратами. Щодо витрат на паливо, конкретні технологічні капітальні витрати, в тому числі на операції, не пов'язані з паливом і технічне обслуговування беруться з «Припущень щодо технологій виробництва електроенергії»

Спільного дослідницького центру Європейської Комісії <sup>21</sup>. Витрати на переобладнання взяті з недавнього документу про польський досвід<sup>22</sup> модернізації ВСУ для дотримання ГОВів. Ми припускаємо, що для необхідних удосконалень, що дозволять продовжити експлуатацію існуючих, старих ТЕС з повністю амортизованим початковим капіталом, для кожного періоду амортизації потрібні інвестиції, що складають 25% від початкової інвестиції (для будівництва нової установки).

**Таблиця 1: Припущення щодо вартості технологій**

Технології	Нові установки, в євро/кВт	Продовження терміну служби, в євро/кВт	Фіксовані операційні витрати, євро/кВт	Змінні операційні витрати, євро/МВт	Паливо, євро за МВт-год
ТЕС вугілля	1,759	440	29	2.6	15
ТЕЦ вугілля	2,198	549	35	3.3	15
ТЕЦ газ	1,415	354	26	4.1	42
АЕС	5,646	1,411	113	9.3	7
ГТВЦ	613	153	11	2.7	42
Вітер	1,115	279	23	0.5	0
Сонце	674	168	10	0.1	0
Біогазові	4,256	1,064	99	8.0	20
Великі ГЕС	3,429	857	23	0.9	0
Каскадні ГЕС	2,601	650	23	0.9	0
ГАЕС	4,436	1,109	44	-	0

Джерело: EUC JRC (2019) 'Припущення щодо технологій виробництва електроенергії, сценарій POTEnCIA Central-2018

Примітка: У нашому розрахунку враховуються лише витрати на виробництво електроенергії. Для нових установок та продовження терміну експлуатації ми припускаємо та беремо рівень витрат на рівні 2026 року, тоді як для фіксованих та змінних рівнів операційних витрат ми беремо рівень 2033 року. Усі ціни знижуються до рівня цін у 2021 році.

**Таблиця 2: Припущення щодо вартості модернізації**

Технології	Сарех, в євро за МВт ел	Орех, в євро за МВт ел
Технологія для пилу	59,734	448
Технологія для SO <sub>2</sub>	97,067	4,107
Технологія для NO <sub>x</sub>	59,734	299
Розумне управління, регульовані приводи та контроль викидів	11,200	373

Джерело: Badyda et al. (2016) 'Спроба оцінити витрати на впровадження висновків щодо найдкращих доступних технологій для великих спалювальних установок (Próba oszacowania kosztów wdrożenia konkluzji BAT dla dużych źródeł spalania)', Nierówności Społeczne a Wzrost Gospodarczy, nr 46 (2/2016)

Примітка: Усі ціни знижені до рівня цін у 2021 році. Курс євро до злотого у 2016 році становив 1 євро = 4.36 злотих

Що стосується необхідної модернізації та заміни, ми розраховуємо витрати на рівні установок, використовуючи додатки до чинного НПСВ, де вказано, які ВСУ буде модернізовано, а які буде замінено новими установками. Ми не розглядаємо альтернативні варіанти балансування між модернізацією та заміною ТЕС такою самою технологією, але приймаємо диференціацію між модернізацією та заміною за

<sup>21</sup> EUC JRC (2019) 'Припущення щодо технологій виробництва електроенергії, сценарій POTEnCIA Central-2018', <https://data.jrc.ec.europa.eu/dataset/3182c195-a1fc-46cf-8e7d-44063d9483d8>

<sup>22</sup> Badyda et al. (2016) 'Спроба оцінити витрати на впровадження висновків щодо найдкращих доступних методів для великих спалювальних установок (Próba oszacowania kosztów wdrożenia konkluzji BAT dla dużych źródeł spalania)', Nierówności Społeczne a Wzrost Gospodarczy, nr 46 (2/2016)

номінальною вартістю за НПСВ. У сценаріях, що відрізняються від НПСВ, деякі з цих установок просто не знадобляться.

Важливим припущенням є періоди амортизації. Ми припускаємо, що нові установки амортизуються протягом 25 років, тоді як підвищення строку експлуатації та модернізація амортизуються протягом 10 років. Ми розуміємо амортизацію в економічному сенсі (очікуваний термін інвестиції до появи потреби в додаткових інвестиціях, що перевищують витрати на регулярне щорічне технічне обслуговування для заміни / збільшення терміну служби активу), і вважаємо, що це досить точно відображає очікуваний термін служби активів. Однак, оскільки вартість капіталу (відсоткова ставка) в Україні висока (ми розраховуємо з припущенням, що реальна відсоткова ставка становитиме 15%), різниця в періодах амортизації має менше значення для річних капітальних витрат, ніж це було б у країнах з нижчою вартістю капіталу.

Ми припускаємо, що загальний річний сукупний чистий попит в електроенергії в 2033 р. для всіх сценаріїв становитиме 140 ТВт-год. Це припущення впливає із звіту з оцінки достатності "Укренерго"<sup>23</sup> за 2020 рік та власного аналізу подальшого сукупного попиту на енергію в Україні. Для того, щоб врахувати власне споживання електростанцій та втрати в електромережі, ми отримуємо необхідну валову генерацію 170 ТВт-год на рік, яку повинні забезпечити усі електростанції.

Крім того, кожен сценарій розраховується з урахуванням достатньої маржі планового резерву в розмірі 20%, а також операційного резерву. Щодо останнього ми слідуємо вимогам Укренерго і визначаємо, що на кожну годину необхідно 2,1 ГВт додаткових резервів на завантаження та близько 1 ГВт резервів на розвантаження. Припускаємо, що резерви мають надаватись тими самими технологіями, які забезпечують гнучке виробництво електроенергії в кожному сценарії.

## 4 Дизайн сценаріїв та оптимальна диспетчеризація

У цьому розділі ми спочатку опишемо характеристики усіх сценаріїв, а потім презентуємо наші п'ять сценаріїв. Кожен сценарій містить різні набори встановлених потужностей, особливо викопних джерел енергії та різне кінцеве використання встановлених генеруючих потужностей. Розробка наших сценаріїв була послідовним процесом, починаючи зі сценарію *поточний план*. Потім кожен наступний сценарій базується на усуненні слабких місць, виявлених шляхом аналізу оптимальної диспетчеризації встановленої потужності.

### 4.1 Основні характеристики сценаріїв

Ми розглядаємо п'ять основних сценаріїв структурування виробництва електроенергії в Україні. Ці сценарії відрізняються головним чином компонентом викопного палива для виробництва енергії. Чотири з цих сценаріїв фокусуються на конкретних джерелах енергії, тоді як *комбінований* сценарій має на меті показати переваги більш гнучкого підходу, де представлені і вугілля, і газові турбіни з відкритим циклом (ГТВЦ), тип газових турбін з відносно низькими капітальними витратами, найкраще підходить для забезпечення гнучких генеруючих потужностей, що використовуються здебільшого для врівноваження попиту та тих випадків, коли інші джерела енергії, такі як ВДЕ, не виробляють енергію. Усі сценарії, за винятком сценарію *поточний план*, відкалібровані для забезпечення достатньої, але не занадто великої потужності, що задовольняє загальний попит на енергію, а також забезпечує необхідний запас резервів.

Важливим застереженням щодо нашої розробки сценаріїв є те, що кожен із цих сценаріїв не повністю „внутрішньо” оптимізований з урахуванням конфігурації з мінімізації витрат установок у межах загальної встановленої потужності кожної технології. Для використання ОМД необхідно припустити фактичну

<sup>23</sup> Укренерго (2020) 'Звіт з оцінки відповідності генеруючих потужностей – 2020' <https://ua.energy/wp-content/uploads/2020/12/Proyekt-zvitu-z-otsinky-vidpovidnosti-dostatnosti-generuyuchykh-potuzhnostej-2020.pdf>

конфігурацію конкретних установок для запуску моделі та отримати змінні витрати для кожного сценарію. Наразі це не можливо забезпечити, отже, кожен сценарій, може бути потенційно оптимізований до кращої комбінації установок (зменшення змінних витрат) і, можливо, навіть зменшення загальної необхідної потужності, включно із запасом резервів (зменшення фіксованих витрат). Однак цей потенціал оптимізації, швидше за все, буде подібним у всіх сценаріях і, отже, не повинен суттєво впливати на наші основні результати, які стосуються різниці витрат між сценаріями.

В усіх сценаріях ми зберігаємо потужність АЕС на нинішньому рівні. Політичні плани щодо припинення використання атомної енергії в Україні відсутні, а її збільшення видається малоімовірним через надзвичайно високі капітальні витрати та несумісність із планами збільшення частки ВДЕ у виробництві електроенергії. Ми також не змінюємо встановлені потужності ТЕЦ, великих гідроелектростанцій та каскадних гідроелектростанцій, а також потужності гідроакumuлюючих електростанцій (ГАЕС). Хоч ТЕЦ підпадають під відповідні зобов'язання Енс, через їх подвійну роль, ми не включаємо їх як змінну в наш аналіз - якщо ТЕЦ стануть непотрібними для оптимального виробництва електроенергії, вони все одно можуть знадобитися для постачання тепла. Тому ми виключаємо їх з нашого аналізу і беремо незмінну потужність ТЕЦ для всіх сценаріїв, припускаючи повномасштабну модернізацію або заміну ТЕЦ.

Що стосується ВДЕ, ми припускаємо такий самий рівень встановленої потужності (біогаз, вітер, сонце) у більшості сценаріїв, дотримуючись офіційних планів України, викладених в Енергетичній стратегії до 2035 року<sup>24</sup>. Тільки за сценарієм *ВДЕ+* ми розглядаємо можливість нарощення ВДЕ.

**Таблиця 4: Встановлена потужність (Гвт ) для кожного сценарію**

	2020	Поточний план	Скорочення вугілля	Газові турбіни	Комбінований	ВДЕ+
АЕС	13.8	13.8	13.8	13.8	13.8	13.8
ТЕС	22.0	22.0	8.0	0	4.3	0
ГТВЦ	0	0	0	7.8	3.4	5.4
Біогаз/біомаса	0.1	1.0	1.0	1.0	1.0	1.4
Вітер	1.3	6.7	6.7	6.7	6.7	9.4
Сонце	5.9	11.4	11.4	11.4	11.4	16.0
Великі ГЕС	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6
Каскадні ГЕС	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
ТЕЦ	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1
ГАЕС (генерація)	1.8	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4

Джерело: Укренерго, НПСВ, LCU

Наші сценарії характеризуються наступним чином:

- **Поточний план:** Масштабна модернізація та заміна вугільних ТЕС як передбачено чинним НПСВ (див.2.2)
- **Скорочення вугілля:** Енергія ТЕС залишається ключовим викопним елементом балансування енергосистеми, але кількість ТЕС, що будуть модернізовані чи замінені скорочується порівняно зі сценарієм *поточний план*
- **Газові турбіни:** Усі ТЕС виводяться з експлуатації, а ГТВЦ використовуються як викопний елемент в енергетичному балансі
- **Комбінований:** Мікс сценаріїв *скорочення вугілля* та *газові турбіни*, де поєднуються ТЕС та ГТВЦ, які забезпечують викопний компонент в енергосистемі

<sup>24</sup> Укренерго (2020) 'Звіт з оцінки достатності генеруючих потужностей – 2020' <https://ua.energy/wp-content/uploads/2020/12/Proyekt-zvitu-z-otsinky-vidpovidnosti-dostatnosti-generuyuchykh-potuzhnostej-2020.pdf>

- **ВДЕ+:** Усі ТЕС виведені з експлуатації, нарощено потужність ВДЕ (+40% потужності ВДЕ від усіх потужностей ВДЕ), газові турбіни забезпечують необхідне балансування системи

#### 4.2 Оптимальна диспетчеризація

У Таблиці 5 наведено фактичне виробництво електроенергії у 2020 році та результати нашої моделі оптимальної диспетчеризації (МОД) для кожного із сценаріїв, кожен з яких буде описано в наступних розділах. Одна важливий висновок, який вже можна озвучити: усі оптимальні сценарії диспетчеризації передбачають значно меншу генерацію ТЕС та збільшення АЕС<sup>25</sup>. По-перше, це свідчить про недостатню оптимальність поточної диспетчеризації (ймовірно, АЕС можуть забезпечити більше базового навантаження, тоді як ТЕС та гідроелектростанції все одно будуть в змозі забезпечити достатню гнучкість для балансування попиту та пропозиції в кожен момент). По-друге, усі майбутні сценарії, ймовірно, призведуть до набагато менших викидів CO<sub>2</sub>, оскільки частка вугільних ТЕС в енергетичному балансі стане меншою.

Таблиця 5: Загальна генерація електроенергії (річна) по технологіях, ТВт·г

	2020	Поточний план	Скорочення вугілля	Газові турбіни	Комбінований	ВДЕ+
АЕС	76.2	101.5	101.5	104.5	100.7	99.2
ТЕС	39.5	12.8	12.8	-	12.3	-
ГТВЦ	0	-	-	9.8	0.5	6.2
Біогаз	~0	3.7	3.7	4.0	4.1	4.2
Вітер	8.1	19.4	19.4	19.3	19.8	25.5
Сонце		14.1	14.1	13.6	14.2	16.6
Великі ГЕС	6.0	9.8	9.8	9.8	9.9	9.8
Каскадні ГЕС		1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
ТЕЦ	14.5	9.6	9.6	9.6	9.7	9.6
Всього	145.9	171.9	171.9	171.7	172.1	172.2

Джерело: Укренерго, LCU

Примітка: Загальна генерація електроенергії відрізняється у різних сценаріях через різне завантаження накопичувачів.

#### 4.3 Сценарій 1: Поточний план

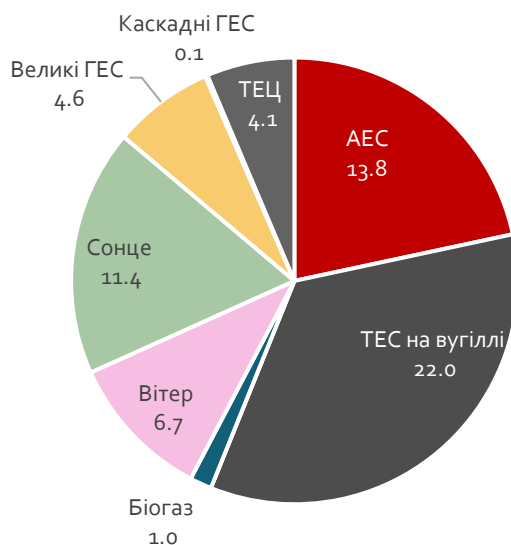
Чинний НПСВ фактично передбачає модернізацію всіх ТЕС та ТЕЦ без істотних змін у технології: вугільні електростанції мають бути модернізовані або замінені новими вугільними електростанціями. Фактично це означає, що з 37 існуючих ТЕС (оскільки ТЕЦ не є об'єктом аналізу в даному документі), які підпадають під дію ДСВ / ДПВ (вважаються ВСУ), 21 (перелічені в Додатку 3 до НПСВ) мають бути обладнані фільтрами, а інші 16 старих електростанцій мають бути замінені новими вугільними електростанціями, побудованими з врахуванням відповідних ГОВів. Разом із планами збільшення потужності ВДЕ в системі, цей сценарій передбачає загальну встановлену потужність 63,7 ГВт (без урахування ГАЕС), з яких ТЕС становитимуть 22,0 ГВт (34,5%).

Наша модель МОД показує, що цей план є абсолютним перебільшенням в контексті вугільних ТЕС. З 192 ТЕС 22 не використовуватимуться взагалі або лише на надзвичайно малий відсоток їх потужності. Із 192 ТВт·год максимальної потужності встановлених ТЕС буде потрібно лише 13 ТВт·год генерації. Це значною мірою пов'язано з наявною генерацією АЕС та ВДЕ, які виробляють електроенергію з меншими маржинальними витратами, а отже, мають пріоритет у диспетчеризації.

<sup>25</sup> У нашому аналізі LCU 'Чи була диспетчеризація електростанцій у травні 2020 оптимальною?' від серпня 2020 р., ми вже зазначали, що порівняно з оптимально диспетчеризацією фактичний обсяг атомної енергії був на 15% нижчим станом на кінець травня. Це стало причиною збільшення викидів CO<sub>2</sub> на 250 000 т всього за один тиждень та збільшення операційних витрат на майже 150 млн грн, а це, наприклад, 10% від операційних витрат. <https://www.lowcarbonukraine.com/en/npp-analysis-may-2020/>

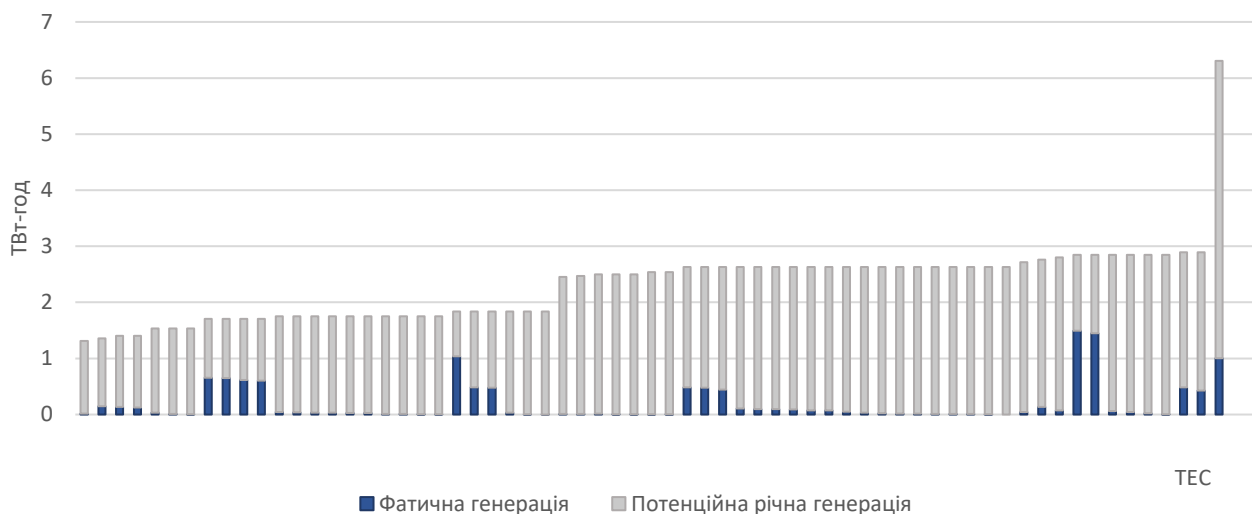
Насправді НПСВ є перебільшеним в контексті ТЕС. Великі інвестиції будуть витрачені даремно, якщо повністю непотрібні ТЕС будуть модернізувати або навіть замінювати новими. Основне обмеження полягає в тому, що повинні бути доступні достатні резерви гнучкості для покриття періодів, коли високий попит збігається з низькою пропозицією ВДЕ через погодні умови.

Графік 2: Встановлена потужність у сценарії *поточний план*, ГВт



Джерело: LCU

Графік 3: Фактичне та потенційне річна генерація ТЕС за сценарієм *поточний план*



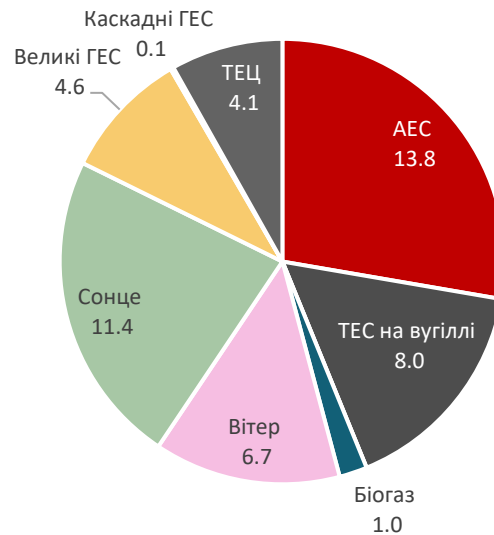
Джерело: LCU

Примітка: Графік ілюструє 17 Гвт з сумарних 22 Гвт.

#### 4.4 Сценарій 2: Скорочення вугілля

У цьому сценарії ми адаптували потужність ТЕС (як і кількість блоків ТЕС, які підлягають модернізації або заміні, щоб відповідати ГОВам) до результатів МОД з попереднього сценарію. Порівняно з необхідністю модернізувати 21 ТЕС (вважаються ВСУ), та замінювати новими установками 16 ТЕС, цей сценарій потребує модернізації лише 13 ТЕС (порівняно з 16 ТЕС, які підлягають модернізації за НПСВ включно з ТЕС, які працюють на 60% їх потужності та потребують модернізації лише деяких блоків) та не потребує заміни будь-яких інших ТЕС. Шляхом зменшення встановленої потужності ТЕС з 17,2 ГВт за сценарієм *поточний план* до 8 ГВт, на ТЕС припадає лише 16,1% від загальної встановленої потужності в 49,8 ГВт.

Графік 4: Встановлена потужність в сценарії скорочення вугілля, ГВт



Джерело: LCU

Цей сценарій зменшує кількість ТЕС, що підлягають модернізації до лише тих ТЕС, які дійсно використані у нашому моделюванні МОД плюс достатній резерв, як описано вище. Таким чином забезпечується технічна придатність системи. Загалом річна потужність генерації скорочена зі 192 до 70 ТВт-год, з яких фактично незмінні 13 ТВт-год є дійсно необхідними. Загальне споживання річної потужності генерації збільшується з 6,7% до 18,2%, але це все ще відносно низький рівень.

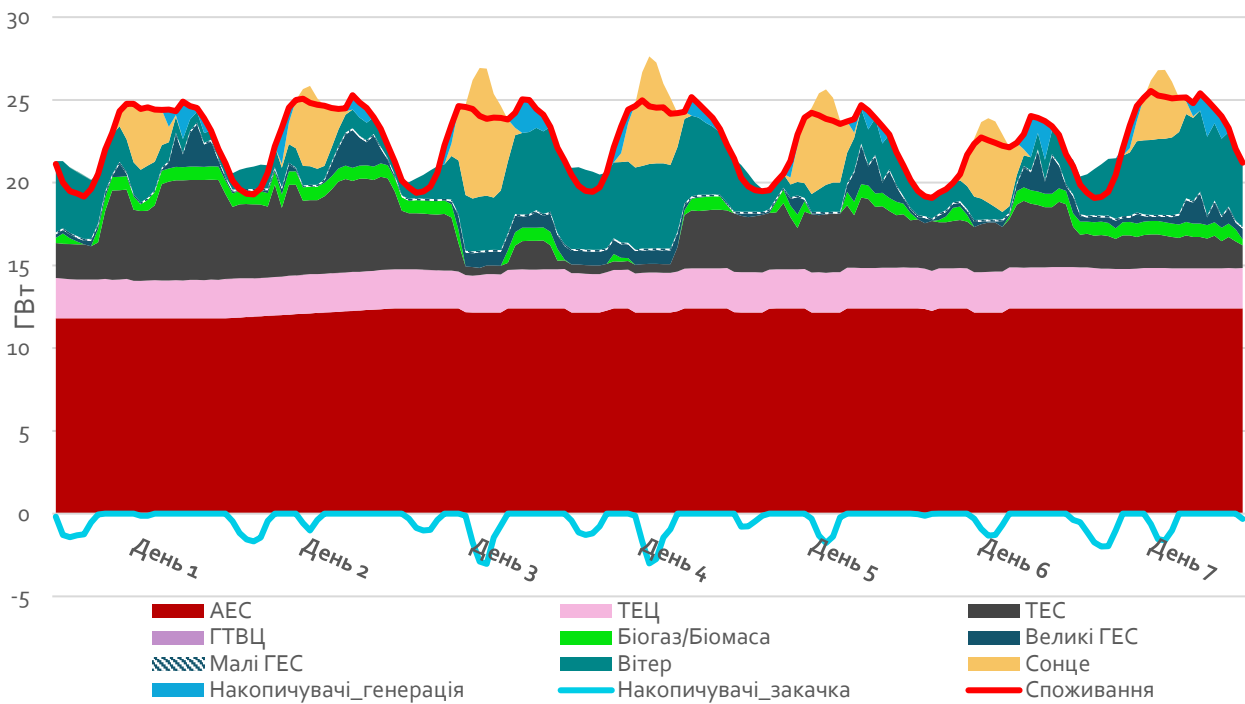
Графік 5: Фактична та потенційна генерація ТЕС: поточний план vs. скорочення вугілля



Джерело: LCU

Це призводить до нашого головного занепокоєння з щодо цієї конфігурації: використання вугільних ТЕС як єдиного гнучкого викопного джерела енергії у енергетичному балансі мабуть є частково виправданим. У зв'язку з відсутністю гнучкості АЕС, нормальним режимом денного попиту та нестабільністю виробництва вітрової та сонячної енергії, на які припадає значна частка (18,3 ГВт) потужностей, є необхідність у балансуванні за допомогою гнучких джерел енергії. Гідроелектростанції та електростанції на біомасі, а також насосні накопичувальні потужності не можуть повністю забезпечити цю гнучкість, отже, джерела енергії на викопному паливі повинні виконувати роль балансуєчого джерела енергії

Графік 6: Генерація за технологіями для одного тижня взимку, сценарій скорочення вугілля



Джерело: LCU

Примітка: для цілей усіх таких графіків було використано Тиждень 5 року, змодельованого в МОД, для забезпечення можливості порівняти. МОД для сценарію скорочення вугілля практично еквівалентний сценарію поточний план.

У цьому сценарії ТЕС виступають джерелом балансування, що вимагає двох речей:

- 1) Відносно низького коефіцієнту використання загальної потужності генерації протягом року, оскільки в будь-який момент часу має існувати достатня резервна потужність. Цього не уникнути, і так буде з будь-яким іншим джерелом балансування, бажано лише, щоб постійні витрати на такі гнучкі джерела енергії були якомога нижчими (що, швидше за все, має місце для існуючих ТЕС, які просто потребують інвестицій, що продовжують термін служби, і встановлення фільтрів).
- 2) Через технологічні обмеження, українські ТЕС повинні працювати при мінімальному навантаженні 65-70% потужності енергоблока, щоб забезпечити гнучкість шляхом швидкого нарощування (збільшення вихідної потужності), коли це потрібно. (У більшості інших країн з новішими ТЕС мінімальне навантаження становить близько 40%<sup>26</sup>). Це створює проблему, оскільки потенційно відбувається витіснення з системи дешевшої атомної енергії, щоб достатня кількість ТЕС могла працювати для забезпечення гнучкості системи. АЕС забезпечують лише 101 ТВт-год потужності (їх максимальна річна потужність близько 108 ТВт-год (з урахуванням місячного вимкнення для технічного обслуговування кожного блоку)). Якщо це справді пов'язано з необхідністю забезпечення гнучкості ТЕС, то це не оптимально. В ідеалі АЕС та ВДЕ повинні працювати на повну потужність (щоб відобразити їх низьку собівартість генерації електроенергії), а електростанції, що працюють на викопному паливі, повинні працювати лише для покриття будь-якого непокритого попиту.

#### 4.5 Сценарій 3: Газові турбіни

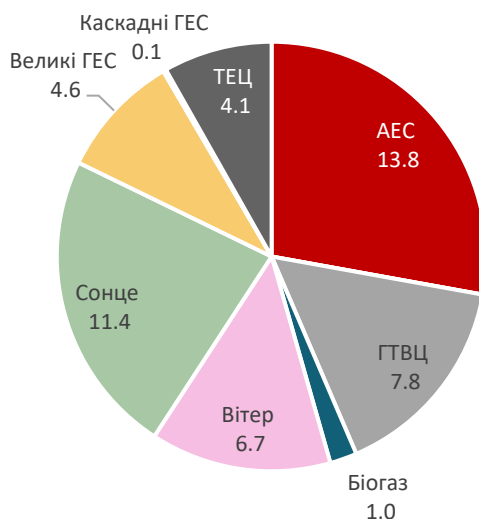
Щоб відобразити не оптимальність ТЕС як постачальників балансування в системі, ми спочатку розробили цей сценарій, в якому газові турбіни з відкритим циклом (ГТВЦ) – встановлені в такому

<sup>26</sup> Agora Energiewende (2017) 'Гнучкість на теплових електростанціях. З акцентом на існуючі вугільні електростанції', Study, 115/04-S-2017/EN



самому обсязі як ТЕС у попередньому сценарії та виконують роль забезпечення гнучкості для генерації. ГТВЦ мають відносно низькі інвестиційними витрати, хороші можливостями забезпечити гнучкість в системі (швидко нарощують чи знижують потужність без необхідності використання базового навантаження), але мають відносно високі витрати на паливо. Тому їх найкраще використовувати для забезпечення гнучкості, балансування попиту з пропозицією, що змінюється. При цьому їм не потрібно постійно генерувати базове навантаження.

Графік 7: Встановлена потужність у сценарії газові турбіни, ГВт

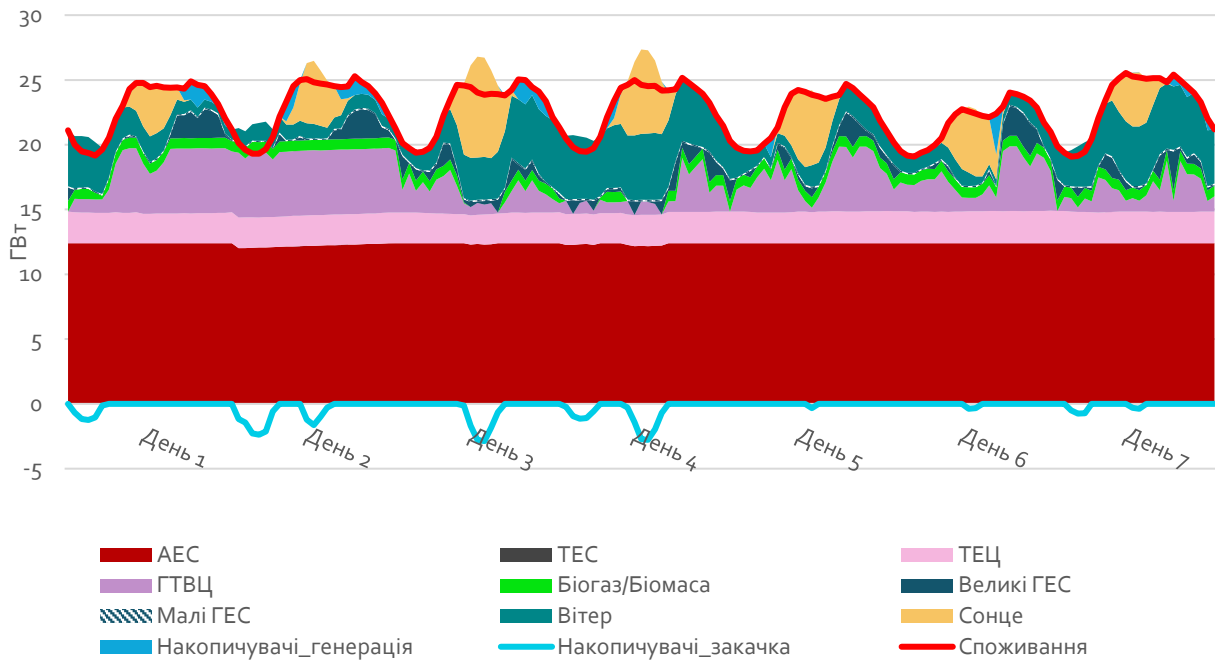


Джерело: LCU

Однак МОД виявила можливий недолік цього сценарію: споживання енергії АЕС вище, ніж у сценарії скорочення вугілля, і становить 104,5 ТВт-год порівняно 101.5 ТВт-год. Але Графік 8 показує, що ГТВЦ при великих навантаженнях генерують близько 5 ГВт (із 7,8 ГВт загальної встановленої потужності) протягом тривалого періоду часу. Це вимагає значного обсягу газу - 2,3 млрд. м<sup>3</sup> - що одночасно створює витрати та проблеми через потреби в імпорті.

Таким чином, потрібна або технологія, що слідує генерації («плече»), не потребує постійного рівного навантаження (як АЕС) та не забезпечує високий рівень гнучкості, або потужність ВДЕ має зрости для скорочення постійних операційних потреб для ГТВЦ. Тому ми розробили два фінальні сценарії, що базуються на поєднанні ТЕС/ГТВЦ (комбінований) та поєднанні ГТВЦ/ВДЕ (ВДЕ+)

Графік 8: Генерація за технологіями для одного тижня взимку, сценарій газові турбіни

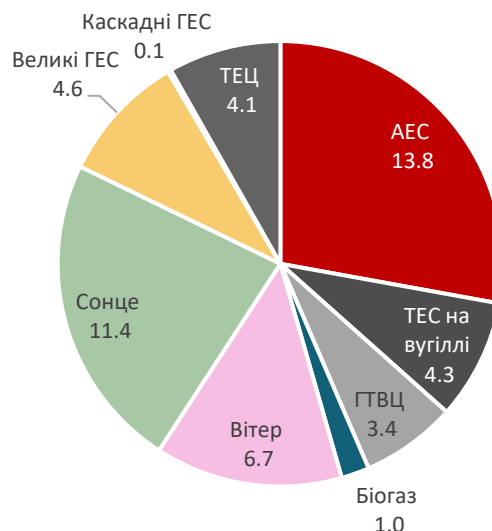


Джерело: LCU

#### 4.6 Сценарій 4: Комбінований

Цей сценарій бере за основу останній сценарій, щоб запобігти необхідності генерації ГТВЦ базового навантаження. При комбінації (модернізованих) ТЕС та ГТВЦ, суть цього сценарію полягає в тому, щоб ТЕС змогли генерувати базове навантаження, щоб покрити різницю між звичайною генерацією АЕС разом з ВДЕ та попитом на електроенергію, а резервні ГТВЦ забезпечували гнучкість для генерації з ВДЕ. З 49,5 ГВт загальної встановленої потужності ТЕС становлять 4,3 ГВт (8,7%), а ГТВЦ - 3,4 ГВт (6,9%). Це відповідає модернізації 5 ТЕС, що вважаються ВСУ (на 5 менше, ніж у сценарії скорочення вугілля).

Графік 9. Встановлена потужність в сценарії комбінований, ГВт

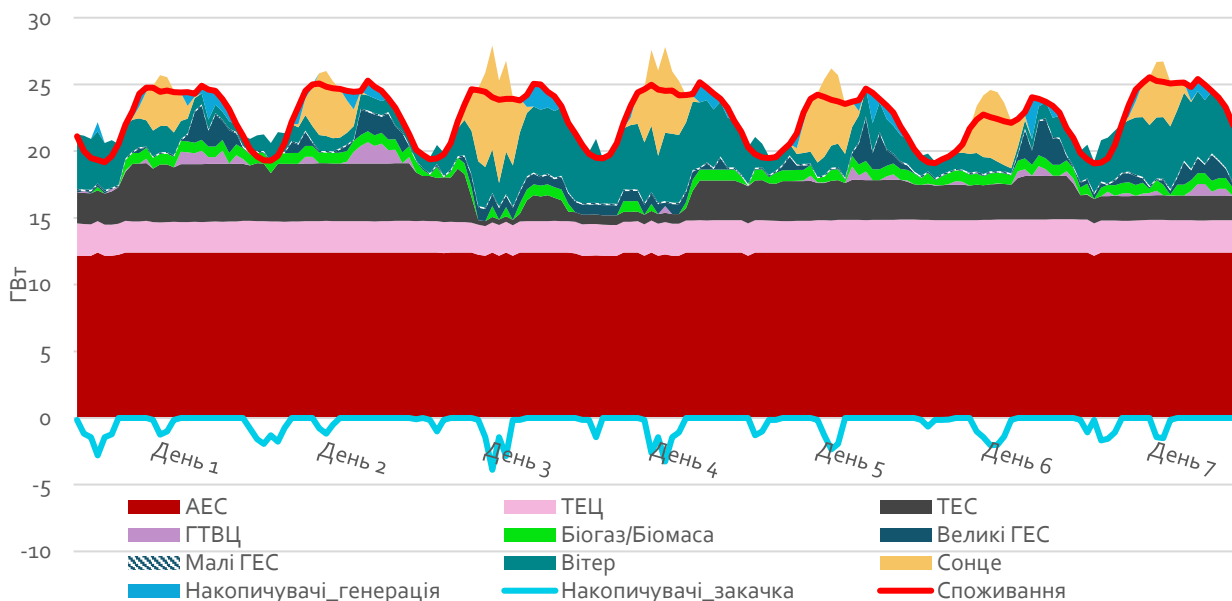


Джерело: LCU

Моделювання показує, що така конфігурація дозволяє кожному типу установок виконувати свою оптимальну роль. ТЕС підставляють "плече" у вигляді потужності, а ГТВЦ включаються, щоб збалансувати ВДЕ та попит, коли потужність гідроенергії та енергії з біогазу недостатня. Загалом ГТВЦ мають забезпечити лише 0,5 ТВт-год потужності порівняно з 9,8 ТВт-год у сценарії газові турбіни, але

забезпечують достатній запас резервів, що призводить до витіснення генерації ТЕС (див. Таблиця 5). Це зменшує потреби в газів до більш адекватного об'єму в 133 м<sup>3</sup> на рік. Проте, АЕС використовуються менше, ніж в інших сценаріях, лише 100,7 ТВт-год порівняно з 104,5 ТВт-год (газові турбіни) або 101,5 (скорочення вугілля).

Графік 10: Генерація за технологіями для одного тижня взимку, сценарій комбінований

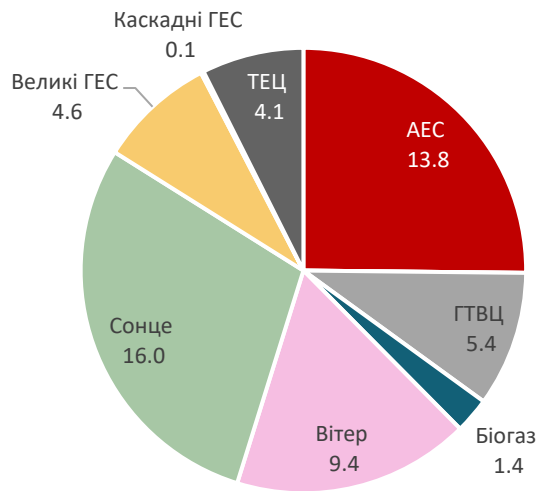


Джерело: LCU

#### 4.7 Сценарій 5: ВДЕ+

Наостанок, ми досліджуємо можливість нарощення потужності ВДЕ для зменшення потреб у безперервній генерації ГТВЦ або ТЕС (усі попередні сценарії вже включають чинні плани збільшення потужності ВДЕ). Завдяки збільшенню встановленої потужності ВДЕ (лише для сонячної та вітрової енергії – потужності гідроенергії та біогазу не змінюються, оскільки існують обмеження щодо нарощення обсягів їх використання). 5,4 ГВт ГТВЦ без допомоги ТЕС зможуть забезпечити достатню гнучкість для забезпечення стабільності системи. Однак, щоб забезпечити достатній обсяг генерації, ВДЕ необхідно дуже сильно наростити потужності. Тоді як у попередніх сценаріях, згідно з Енергетичною стратегією України, було враховано такі плани з нарощення потужності ВДЕ: 6,7 ГВт ВЕС та 11,4 ГВт СЕС, то у цьому сценарії передбачається 9,4 ГВт ВЕС та 16,0 ГВт СЕС, тобто збільшення на 2,7 ГВт потужності ВЕС та на 4,6 ГВт СЕС відповідно.

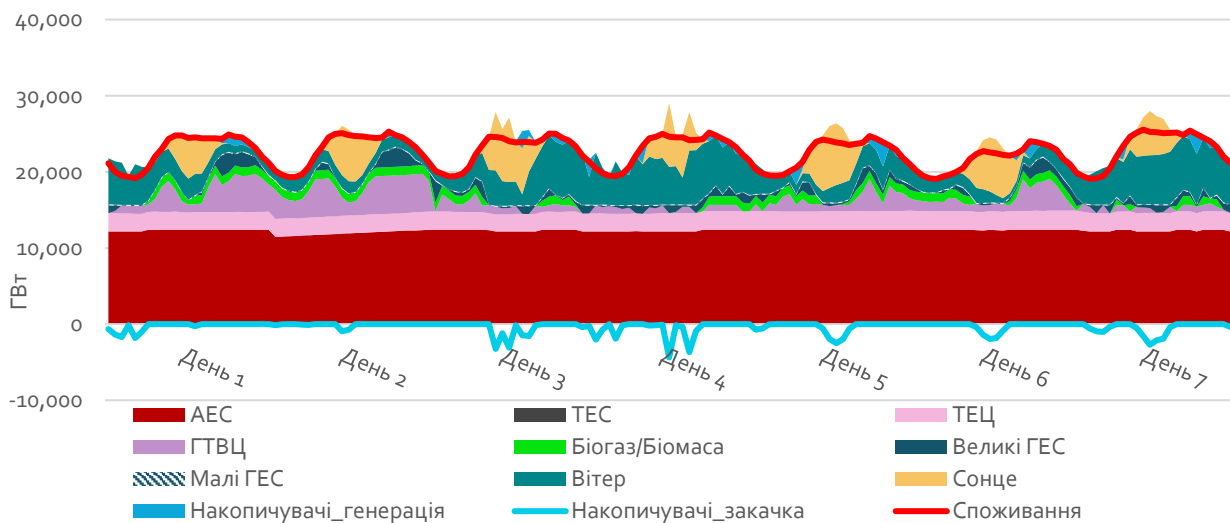
Графік 11: Встановлена потужність у сценарії ВДЕ+, ГВт



Джерело: LCU

Результати МОД показують, що ця конфігурація не є повністю оптимальною. ГТВЦ необхідні протягом відносно тривалих періодів часу, оскільки додаткові потужності ВДЕ не будуть доступними постійно. Очевидно, що більші капітальні витрати на додаткові потужності ВДЕ можуть не переважити заощадження капітальних витрат та витрат на паливо для ГТВЦ. Хоча в цьому сценарії потрібно лише 5,4 ГВт ГТВЦ, порівняно з 7,8 GW як у сценарії газові турбіни, проте ГТВЦ мають забезпечувати значну частку генерації – 6,2 ТВт-год (у сценарії газові турбіни: 9,8 ТВт-год).

Графік 12: Генерація за технологіями для одного тижня взимку, сценарій ВДЕ+



Джерело: LCU

## 5 Результати сценаріїв

Хоча результати моделювання оптимальної диспетчеризації вже вказували на потенційні слабкі місця кожного сценарію, для їх порівняння потрібен аналіз сукупності витрат на виробництво електроенергії для кожного сценарію, включно з капітальними та операційними витратами. Як описано в розділі 3, ми вираховували річний CAPEX в результаті інвестицій (нові установки, модернізація, продовження строку експлуатації), щоб порівняти різні форми генерації електроенергії з точки зору реальних витрат на установки, які в кінцевому результаті нестиме українська економіка.

## 5.1 Річні загальні витрати

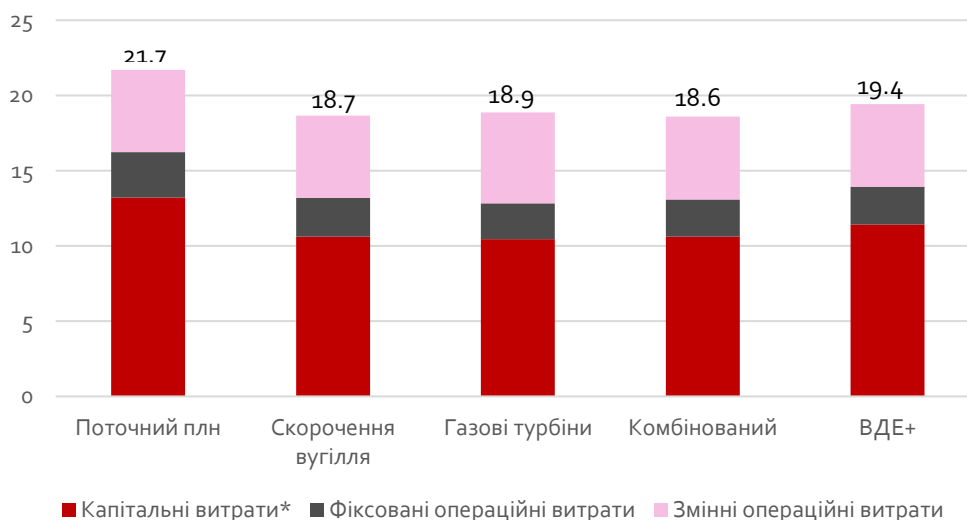
Підсумовуючи загальні витрати за кожним сценарієм, отримуємо чіткий висновок, що сценарій *поточний план* є на сьогоднішній день найдорожчим. За ним загальні щорічні витрати становлять 21,7 млрд. євро, що приблизно на 3 млрд. євро дорожче за всі інші сценарії, оскільки він включає багато ТЕС, які не потрібні для генерації електроенергії або як резерви. Усі інші сценарії відносно схожі за своїми сукупними витратами, які становлять від 18,6 до 19,4 млрд євро.

Згідно з нашими підрахунками, *комбінований* сценарій дійсно є найдешевшим - 18,6 млрд.євро на рік, сценарій *скорочення вугілля* так само не затратний. Сценарій *газові турбіни* є лише трохи дорожчим.

Логіку, що стоїть за різницею витрат, можна зрозуміти, поглянувши на розподіл витрат у Таблиця 3. Справді, модернізація, та заміна надмірної кількості ТЕС з причиною високих витратами за сценарієм *поточний план*, оскільки це піднімає CAPEX приблизно на 2,5 млрд. євро порівняно з іншими сценаріями. Більш високий CAPEX також є недоліком сценарію *ВДЕ+*, вказуючи, на те, що вищі інвестиційні витрати через потребу в більшій кількості відновлюваних потужностей не перекриваються значною економією по будь-якому з компонентів OPEX.

Найважливіше, що у серед трьох сценаріїв із найнижчими витрата, сумарні витрати за сценаріями *скорочення вугілля* та *комбінований* перебувають на одному рівні. Більш високі інвестиційні витрати на нові електростанції (ГТВЦ) за *комбінованим* сценарієм компенсуються економією на продовженні терміну експлуатації та модернізації ТЕС. Витрати на паливо у них однакові. У *комбінованому* сценарії вищі витрати на паливо ГТВЦ врівноважуються меншою потребою у виробництві ТЕС та меншою загальною генерацією завдяки більшій ефективності системи. Дещо вищі витрати за сценарієм *газові турбіни* в основному обумовлені більшими витратами на паливо через те, що ГТВЦ повинні забезпечити резервну потужність. У той час як ГТВЦ виробляють 9,8 ТВт-год у сценарії *газові турбіни*, вони виробляють лише 0,5 ТВт-год у *комбінованому* сценарії, при 12 ТВт-год резервної генерації, що пропонують ТЕС.

Графік 1: Загальні річні витрати за сценаріями, млрд. євро



Джерело: LCU

В контексті ключового питання про те, скільки ТЕС повинно бути у енергетичному балансі до 2033 р., необхідно підкреслити важливість припущень щодо можливого терміну експлуатації ТЕС: як і чинний НПСВ, ми припускаємо, що достатня кількість ТЕС (достатня для покриття потреби в генерації за будь-якого сценарію) може бути оснащена фільтрами та отримає інвестиції для продовження строків експлуатації, щоб працювати і після 2033 року. Якщо ці установки, багато з яких насправді надзвичайно старі, не зможуть бути модернізовані та потребують заміни на нові, CAPEX в сценаріях з інтенсивним використанням ТЕС суттєво збільшиться. Допустимо, в крайньому випадку, всі ТЕС потрібно буде

замінити до 2033 року, то перелік найдешевших сценаріїв зміниться: сценарій скорочення вугілля матиме річні витрати в розмірі 19,4 млрд. євро, а річні витрати за комбінованим сценарієм збільшаться до 18,9 млрд. євро. Отже, сценарії газові турбіни та комбінований будуть на одному рівні як найдешевші, а сценарій скорочення вугілля, що покладається на ТЕС, буде явно не вигідним економічно – по такій ціні можна натомість побудувати набагато чистішу систему генерації з ще більшою часткою ВДЕ (сценарій ВДЕ+).

Крім того, зважаючи на безпосередню схожість витрат для трьох основних сценаріїв - скорочення вугілля, газові турбіни та комбінований – точний перелік сценаріїв за зниженням витрат є чутливим до припущень. Отже, рішення щодо того, який сценарій застосовувати, має не лише обертатися навколо мінімізації витрат, але також містити відповідь на питання, яке поєднання технологій буде найбільш сумісним із майбутнім розвитком енергетичного сектору, і, звичайно, з планами по викидах CO<sub>2</sub>.

Таблиця 3: Загальні річні витрати за сценаріями, млн євро за цінами 2021 року

	Поточний план	Скорочення вугілля	Газові турбіни	Комбінований	ВДЕ +
<b>CAPEX</b>	<b>13.2</b>	<b>10.6</b>	<b>10.4</b>	<b>10.6</b>	<b>11.4</b>
Нові установки	5.5	4.2	4.9	4.5	5.9
Продовження строку експлуатації	7.0	6.1	5.5	5.9	5.5
Модернізація	0.7	0.3	0.0	0.2	0.0
<b>Фіксований OPEX</b>	<b>3.0</b>	<b>2.6</b>	<b>2.4</b>	<b>2.5</b>	<b>2.5</b>
Фіксовані операційні витрати для модернізації	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0
Фіксовані операційні витрати для установок	2.9	2.5	2.4	2.5	2.5
<b>Змінний OPEX</b>	<b>5.5</b>	<b>5.5</b>	<b>6.0</b>	<b>5.5</b>	<b>5.5</b>
Змінні O&M	1.1	1.1	1.1	1.1	1.0
Вартість палива	4.4	4.4	5.0	4.4	4.5
<b>Загальні річні витрати</b>	<b>21.7</b>	<b>18.7</b>	<b>18.9</b>	<b>18.6</b>	<b>19.4</b>

Джерело: LCU

## 5.2 Інвестиційні потреби

Загальний необхідний обсяг інвестицій відноситься до інвестицій, які потрібно здійснити до 2033 року. Він фактично відображає річний CAPEX у попередньому розділі, якщо ми зробимо спрощене припущення, що кожна модернізована електростанція потребуватиме лише одного продовження строку експлуатації (з передбачуваною амортизацією на 10 років) за цей період.

Інтерес представляють переважно витрати на продовження строку експлуатації та модернізацію ТЕС, а також витрати на заміну ТЕС та нових ГТВЦ та ВДЕ. Інші необхідні інвестиції (продовження строку експлуатації інших існуючих станцій, заміна ТЕЦ, будівництво насосних станцій) не змінюються між сценаріями. Отже, нас цікавить не загальна потреба в інвестиціях, а конкретні потреби в інвестиціях у технології викопного палива та ВДЕ.

Таблиця 7: Очікувані інвестиційні потреби до 2033, млн євро

		Поточний план	Скорочення вугілля	Газові турбіни	Комбінований	ВДЕ +
<b>Модернізація</b>	ТЕС	3.5	1.3	-	0.8	-
	ТЕЦ	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
	<b>Всього</b>	<b>3.6</b>	<b>1.5</b>	<b>0.2</b>	<b>0.9</b>	<b>0.2</b>
	ТЕС	7.5	3.2	-	2.1	-
	ГТВЦ	-	-	-	-	-

<b>Продовження строку експлуатації</b>	Інші	27.5	27.5	27.5	27.5	27.5
	<b>Всього</b>	<b>35.1</b>	<b>30.7</b>	<b>27.5</b>	<b>29.6</b>	<b>27.5</b>
<b>Нові установки</b>	ТЕС	8.4	-	-	-	-
	ГТВЦ	-	-	4.8	2.1	3.3
	ВДЕ	13.7	13.7	13.7	13.7	21.5
	Інші	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5
	<b>Всього</b>	<b>35.6</b>	<b>27.2</b>	<b>31.9</b>	<b>29.3</b>	<b>38.3</b>
<b>Загальний обсяг інвестицій</b>	<b>74.3</b>	<b>59.4</b>	<b>59.6</b>	<b>59.8</b>	<b>65.9</b>	

Джерело: LCU

Очевидно, що високі інвестиційні потреби за сценарієм *поточний план* обумовлені модернізацією та заміною багатьох непотрібних ТЕС, що призведе до перевищення інвестиційних витрат майже на 15 млрд.євро порівняно з трьома дешевшими сценаріями. Навіть якщо ми виключимо план заміни ТЕС на нові вугільні електростанції (як передбачено в Додатку 4), *поточний план* буде найдорожчим сценарієм. Через високі витрати на модернізацію та продовження терміну експлуатації потужності ТЕС його витрати перевищили б інвестиційні потреби інших сценаріїв приблизно на 5 млрд.євро.

Сценарій *скорочення вугілля* має вищі інвестиційні потреби для модернізації та продовження строку експлуатації ТЕС (4,5 млрд. євро), але не потребує інвестицій у нові ТЕС або ГТВЦ. Сценарій *газові турбіни* не потребує продовження строку експлуатації та модернізації ТЕС (оскільки всі вони повинні бути виведені з експлуатації за цим сценарієм), але потребує 4,8 млрд. євро інвестицій у нові ГТВЦ. З 2,9 млрд.євро на продовження строку експлуатації / модернізації ТЕС та 2,1 млрд. євро на нові ГТВЦ, *комбінований сценарій* влучно представляє середній варіант між попередніми двома сценаріями, з дещо вищими загальними інвестиційними потребами (які, як вже обговорювалося раніше, переважають нижчим OPEX у контексті річних загальних витрат).

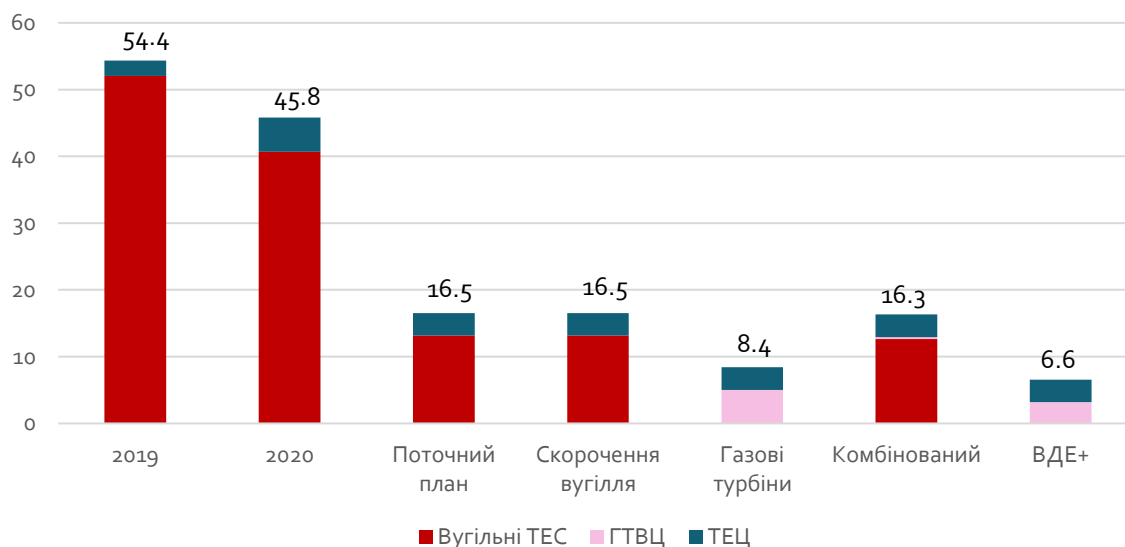
Сценарій *ВДЕ +* не потребує модернізації ТЕС, але потребує 3,3 млрд. євро інвестицій у нові ГТВЦ і 7,8 млрд.євро в додаткові потужності ВДЕ порівняно з іншими сценаріями. Це в основному є причиною його підвищених загальних річних витрат, що зробило його дорожчим, ніж попередні три сценарії. Важливо, що крім *поточного плану*, жоден із сценаріїв не вимагає інвестицій у нові ТЕС. Чинний НПСВ визначає достатню кількість ТЕС, які придатні для модернізації, а поєднання інвестицій у модернізацію та продовження терміну експлуатації завжди дешевше в річному CAPEX, ніж будівництво нової станції та дає перевагу, оскільки Україна не буде більше зациклена на вугільних установках з тривалими періодами амортизації.

### 5.3 Співвідношення з планами з декарбонізації

Як і слід було очікувати, викиди CO<sub>2</sub> суттєво зменшаться, якщо будь-яка зі змодельованих комбінацій потужності буде побудована та оптимально диспетчеризована. ТЕС зменшать генерацію електроенергії з майже 40 ТВт-год у 2020 році до 12,8 ТВт-год у сценаріях *поточний план* та *скорочення вугілля*. В інших сценаріях генерацію ТЕС замінить більша (чистіша) генерація ГТВЦ. ГТВЦ створюють лише 0,5 т CO<sub>2</sub> / МВт ел порівняно з 1 т CO<sub>2</sub> / МВт ел у випадку вугільних ТЕС<sup>27</sup>.

<sup>27</sup> У ГТВЦ значно вища ефективність перетворення вхідної теплової енергії на вихідну електричну енергію, ніж для ТЕС.

Графік 14: Загальні викиди CO<sub>2</sub> від генерації електроенергії, МтCO<sub>2</sub>



Джерело: LCU

Примітки: Тільки викиди від генерації електроенергії, викиди ТЕЦ пропорційно відносяться до електро- та теплової генерації.

Фактично, викиди CO<sub>2</sub> в електроенергетичному секторі суттєво зменшаться в кожному з наших сценаріїв порівняно з нинішніми рівнями виключно завдяки меншій генерації ТЕС. Навіть у вугільно-залежних сценаріях (*поточний план, зменшення вугілля та комбінований*) загальні викиди CO<sub>2</sub> (16,5 Мт) становлять більше третини викидів 2020 року, які знизились через нижчу економічну активність під час пандемії Covid-19.

Два сценарії, що передбачають виведення з експлуатації всіх ТЕС (*газові турбіни та ВДЕ+*), передбачають подальше скорочення викидів CO<sub>2</sub> до 8,4 МтCO<sub>2</sub> та 6,6 МтCO<sub>2</sub> відповідно. Як і в інших сценаріях, 3,4 МтCO<sub>2</sub> із цього загального обсягу генерується ТЕЦ, потужність та генерацію яких ми не змінювали. Отже, сценарії *газові турбіни та ВДЕ+* пропонують подальше суттєве скорочення викидів CO<sub>2</sub> за відносно низькою ціною, особливо сценарій *газові турбіни*. Цей аспект слід враховувати при перегляді НПСВ та плануванні майбутнього набору генеруючих потужностей.

Усі наші сценарії призводять до значно нижчих викидів CO<sub>2</sub>, ніж проект НВВ<sub>2</sub>, який ставить за ціль досягнути 28 МтCO<sub>2</sub> викидів від електроенергетичного сектору до 2030 р. Найважливішою різницею між підходами є припущення щодо загального попиту на електроенергію, який за НВВ<sub>2</sub> буде на рівні 190 ТВт-год у 2030 р., а за нашим аналізом (на основі «Звіту з оцінки достатності генеруючих потужностей у 2020 році» Укренерго) – 172 ТВт-год. Зважаючи на це, енергосистема за сценарієм НВВ<sub>2</sub> створює 260 гCO<sub>2</sub> / кВт-год викидів, тоді як у наших сценаріях викиди коливаються від 100 гCO<sub>2</sub> / кВт-год до 40 гCO<sub>2</sub> / кВт-год. Менший попит на електроенергію у поєднанні з вищою диспетчеризацією АЕС у всіх наших сценаріях демонструє високий потенціал скорочення викидів.

Таблиця 4: Загальна річна вартість сценаріїв, включно з ціну вуглецю 40 євро / т CO<sub>2</sub>, млрд.євро

	Поточний план	Скорочення вугілля	Газові турбіни	Комбінований	ВДЕ+
CAPEX	13.2	10.6	10.4	10.6	11.4
Фіксований OPEX	3.0	2.6	2.4	2.5	2.5
Змінний OPEX (крім Ціни на вуглець)	5.5	5.5	6.0	5.5	5.5
Ціна на вуглець	0.9	0.9	0.6	0.9	0.5
<b>Загальні річні витрати</b>	<b>22.6</b>	<b>19.6</b>	<b>19.4</b>	<b>19.5</b>	<b>19.9</b>

Джерело: LCU



Для більш систематичного розгляду питання декарбонізації, ми розрахували витрати на сценарії з урахуванням ціни на вуглець в розмірі 40 євро / т CO<sub>2</sub>, як запропоновано LCU (2021)<sup>28</sup>. З точки зору суспільного планувальника, яку ми беремо до уваги, це включає вартість викидів CO<sub>2</sub> як "інтерналізовану екстерналію". Отже, розуміючи ціну на вуглець не як податок, а як реальну вартість викидів для суспільства, то найдешевший сценарій насправді той, який враховує екологічні та кліматичні аспекти. У сценарії *ВДЕ+* загальні витрати на викиди CO<sub>2</sub> становлять 493 млн. євро, у сценарії *газові турбіни* – 568 млн. євро, а у *комбінованому* – 885 млн. євро. 893 млн. євро становитимуть витрати на викиди CO<sub>2</sub> становлять для сценаріїв *скорочення вугілля та поточний план*. Дійсно, як видно з Таблиця 4, при такій інтерналізації сценарій *газові турбіни* справді є найдешевшим сценарієм загалом, тоді як сценарій *ВДЕ+* залишається дорожчим, ніж *поточний план* та сценарій *скорочення вугілля*.

Підсумовуючи, варто мати на увазі, що дизайн НПСВ (конфігурація генеруючих потужностей, до якої він призведе), дуже пов'язаний з порядком денним щодо декарбонізації країни. За відносно невелику надбавку (змодельовану тут як ціна CO<sub>2</sub>) інтенсивність викидів в електроенергетичному секторі в основному може бути зменшена вдвічі порівняно із сценаріями, орієнтованими на ТЕС (що вже було б значним покращенням порівняно з нинішніми умовами, при оптимальній диспетчеризації). Ще однією перевагою переходу до більш сфокусованого сценарію використання *ВДЕ / ГТВЦ* було б те, що набір електростанцій вже буде краще готовим до майбутніх розробок. Нові ГТВЦ в порівнянні з модернізованими ТЕС були б більш перспективною конфігурацією з огляду на потенційне подальше збільшення частки *ВДЕ* (можливо, щоб замінити старі АЕС у довгостроковій перспективі).

#### 5.4 Висновки

*Комбінований* сценарій та *газові турбіни* є найбільш привабливими «цільовими сценаріями» для нового НПСВ. Хоча сценарій *скорочення вугілля* в базовому розрахунку витрат демонструє схожий рівень витрат, ті два сценарії мають очевидні переваги над сценарієм *скорочення вугілля*. При майже однакових витратах вони призводять до зменшення викидів (особливо сценарій *газові турбіни*) і представляють кроки для трансформації набору генеруючих потужностей відповідно до конфігурації, яка буде потрібна в майбутньому. При цьому, сценарій *скорочення вугілля* є привабливим з точки зору витрат, лише у випадку, поки буде достатньо існуючих ТЕС, які можуть бути модернізовані до 2033 року. Заміна ТЕС новими енергоблоками, а не модернізація, буде набагато дорожчою, ніж будівництво нових ГТВЦ та залишить Україну з технологічно відсталою базою активів, можливо, навіть непотрібними активами.

Сценарій *ВДЕ+*, який передбачає ще більше потужностей *ВДЕ*, поки що не привабливим, можливо, через сукупність витрат на накопичення та через забезпечення базового навантаження АЕС, що суперечить піковій генерації *ВДЕ*. Однак усі інші сценарії вже передбачають значне збільшення потужностей *ВДЕ* порівняно з чинними планами.

Вибір між *комбінованим сценарієм* та сценарієм *газових турбін* (або розробкою його варіації) по суті буде залежати від компромісу між більш чистим та гнучким енергобалансом (надання переваги ГТВЦ у сценарії *газових турбін*) та зменшення потреби в *газових турбінах* (перевага *комбінованого* сценарію з невеликою потребою в поставках газу). Це буде політичний вибір.

## 6 Висновки щодо потенційного перегляду НПСВ

### 6.1 Основні висновки

#### **Потрібні негайні політичні дії з боку України.**

Приєднавшись до ЕНС, Україна взяла на себе зобов'язання впроваджувати *acquis communautaire*, включно з ДСВ та ДПВ. Щоб виконати ці зобов'язання, Міністерство енергетики України розробило НПСВ, який був прийнятий ЕНС у 2017 р., до нього було внесено поправки в 2019 р. Це зобов'язання

<sup>28</sup> Бреюнг, Юлія (2021) 'Перегляд українського вуглецевого податку', Огляд Політики LCU <https://www.lowcarbonukraine.com/en/a-revision-of-ukraines-carbon-tax/>

України зменшити відповідні викиди від ВСУ відповідно до сумарних обсягів викидів з врахуванням переліку установок, що не входять в НПСВ. Суттєве впровадження плану, однак, так і не розпочалося. Жодних нормативних актів та заходів, що забезпечують модернізацію, виведення з експлуатації або заміну ТЕС, не було впроваджено. Виконання зобов'язань на сьогоднішній день відбулося по суті випадково – якби не пандемія Covid-19, то Україна (імовірно) б вже порушила свої зобов'язання ще в 2020 році. Протягом найближчих років, Україна вірогідно перевищить сукупні граничні нормативи викидів для ТЕС за НПСВ і офіційно зійде зі шляху виконання НПСВ.

Отже, повернення процесу виконання ДСВ та ДПВ на запланований маршрут імплементації та уникнення початку процедури про порушення зобов'язань у ЕнС повинні бути головним пріоритетом енергетичної політики України. Україні потрібно діяти зараз, запропонувати привабливу пропозицію щодо того, як змінити чинні зобов'язання перед ЕнС і прийняті ці нові зобов'язання для негайного виконання на місцях. Просте перенесення строків та подальше послаблення умов, як пропонується консультативною групою при Міністерстві енергетики, здається, навряд чи знайде необхідне схвалення у Раді Міністрів ЕнС (до якої входять держави-члени ЄС і яка потребує пропозиції Європейської комісії). Отже, Україна повинна презентувати пакет пропозицій, який включає більше екологічних амбіцій, ніж чинний план, аби розпочати процес перегляду НПСВ та уникнути відкритої конфронтації щодо порушення зобов'язань у 2021 році.

#### **Зменшення ролі ТЕС після 2033 року має економічний та екологічний сенс.**

Здавалося б, більш амбітна пропозиція для перезапуску переговорів по НПСВ мала бути для України затратною, але все навпаки. Вища екологічна амбіційність є більш економічно вигідною. Поточні плани, включно з НПСВ, є дуже невідповідними з урахуванням майбутніх потреб у генерації ТЕС. Плануючи модернізацію або заміну всіх існуючих ТЕС, плани ігнорують інші стратегії, особливо щодо збільшення частки ВДЕ у енергобалансі та оптимальну диспетчеризацію електростанцій (особливо АЕС).

**Чинний НПСВ потребуватиме значних та непотрібних інвестицій.** Він передбачає модернізацію 21 ТЕС (вважаються ВСУ) і навіть будівництво 16 нових ТЕС для заміни виведених з експлуатації станцій. Це призведе до того, що Україна залишиться з модернізованими чи новими ТЕС, які не використовуються та не відповідають енергетичній системі майбутнього разом із витраченими на них коштами.

**Тому будь-яка модифікація НПСВ повинна включати різке або поступове зменшення ролі вугільних ТЕС.** Наші сценарії продемонстрували, що до 2033 року потрібно максимум 13 ТЕС, що вважаються ВСУ (за сценарієм скорочення вугілля). В інших сценаріях у 2033 році при подібних загальних витратах потрібно ще менше або взагалі нема потреби в ТЕС. Сценарії комбінований (із 5 модернізованими ТЕС) та газові турбіни (із повним виведенням з експлуатації всіх ТЕС) є найбільш привабливими з економічної точки зору. Який з них (або їх варіація) повинен бути остаточним для переглянутого НПСВ, слід ретельно вирішити в рамках консультацій із зацікавленими сторонами та незалежного аналізу. Зрозуміло, що роль ТЕС буде значно меншою, ніж у чинному НПСВ.

## 6.2 Наступні кроки

Перегляд НПСВ буде складною багаторівневою процедурою: переглянутий НПСВ повинен бути економічно вигідним для України в цілому, схваленим на міжнародному рівні ЕнС та прийнятним на національному рівні зацікавленими сторонами. Ми виділили сім конкретних кроків, які потрібно для цього зробити:

- 1) **Гарантувати політичну синхронізацію в Україні:** передумовою повторного початку обговорення НПСВ є готовність ключових українських посадовців взяти зобов'язання зменшити роль існуючих ТЕС. Без цього зобов'язання подальший процес вірогідно не буде мати результатом успішний перегляд НПСВ та нашкодить інтересам України у кількох напрямках (Україна відстане від виконання ключового міжнародного зобов'язання та можливо матиме справу з процедурою про порушення виконання зобов'язань; Україна буде зобов'язана далі виконувати економічно та екологічно не вигідний НПСВ)

- 2) **Розпочати процес перегляду НПСВ:** зважаючи на складність питання, подальший процес має бути дуже ретельно спланований в контексті конкретних та інституційних аспектів. Зокрема це важливо у питанні коли (на якому етапі) та як мають відбутись консультації та координація зі стейкхолдерами в українському секторі енергетики та в ЕнС, а також яка аналітична підтримка може бути підключена до процесу. Потрібно зрозуміти, які будуть компоненти цього процесу.
- 3) **Визначити кінцеву ціль та суть НПСВ:** Варто прийняти зважене рішення щодо того, до якої системи генерації повинен привести НПСВ зважаючи на те, що результати цього аналізу та подальших аналітичних робіт будуть доповнені (наприклад, уточненням припущень щодо витрат, інформацією щодо строків експлуатації існуючих ТЕС). Найважливіше, потрібно визначити, якою буде роль ТЕС під кінець виконання НПСВ у 2033 р. Яка потужність ще буде необхідною, зважаючи на капітальні та операційні витрати? Це буде ключовим рішенням без прийняття якого перехідний процес не зможе бути оптимально спланованим. Це рішення також залежить від політичного узгодження з іншими планами щодо нарощення ВДЕ та майбутнього інших джерел енергії в Україні, особливо атомної енергії.
- 4) **Формулювання НПСВ:** Після визначення кінцевої мети НПСВ, потрібно за правилами спроектувати НПСВ (включно з переліком установок не включених до НПСВ), який визначить як ТЕС (у разі необхідності) будуть модернізовані або як буде відбуватись поступове виведення з експлуатації решти електростанцій. Це потребує інтенсивних консультацій з Укренерго та операторами електростанцій з метою розробки ефективного плану, який мінімізує витрати. Крім того, це, звичайно, передбачає найважливіші переговори або принаймні координацію з ЕнС, щоб забезпечити прийняття пропозиції України під час політичних переговорів та Радою Міністрів ЕнС.
- 5) **Розробка стратегії впровадження НПСВ:** Стратегія впровадження НПСВ має бути розроблена ще до того, як переглянутий НПСВ схвалить ЕнС. У ній повинні бути викладені практичні та реальні заходи, що призведуть до досягнення запланованих результатів, враховуючи, що більшість електростанцій в Україні перебувають у приватній власності. Заходи повинні змусити та/або стимулювати операторів до модернізації або виведення з експлуатації установок, як це передбачено НПСВ, та вчасно побудувати нові активи. Такі заходи мають включати такі регуляторні інструменти як анулювання ліцензії на експлуатацію або припинення придбання енергії у заводів, які повинні бути виведені з експлуатації або не були модернізовані вчасно, а також ринкові / фінансові інструменти.
- 6) **Офіційна перевірка НПСВ:** Новий та переглянутий НПСВ повинен бути схвалений ЕнС.
- 7) **Впровадження.**

Цей процес не буде легким. Потрібно узгодити інтереси багатьох зацікавлених сторін і дотримуватися кількох рівнів технічних обмежень. Тим не менше, Україна повинна розпочати цей процес якомога швидше. В даний час країна відстає від виконання своїх зобов'язань. І від України залежить, як повернутись на потрібний шлях. В найкращих інтересах України зробити це, аби уникнути міжнародних наслідків, а також необхідності поспішати і впроваджувати економічно та екологічно недосконалий чинний НПСВ.

## Додатки

### Д1: Чутливість результатів до припущень

Наведені результати чутливі до припущень. Ми намагалися зробити ці припущення максимально обґрунтованими та заснованими на сучасних доказах та дослідженнях. Крім того, наші розрахунки відкриті для тиражування та модифікації зацікавленими сторонами. Тим не менше, є деякі припущення, які заслуговують на обговорення:

- **Витрати на модернізацію існуючих електростанцій:** наше припущення про необхідність інвестицій у продовження строків експлуатації, що становлять 25% вартості нової електростанції кожні 10 років, може здатися спірним в українській реальності, де багато існуючих електростанцій, особливо ТЕС, є старими та отримали вкрай мало інвестицій за останні роки. Однак ми вважаємо, що нереалістично очікувати продовження цього підходу протягом такого тривалого періоду часу, як до 2033 р. і після. Без значних інвестицій існуючі старі електростанції навряд чи зможуть працювати. Крім того, згідно із джерелами з сектору, оснащення фільтрами станцій потребуватиме також подальшої модернізації та будівельних робіт з укріплення ТЕС. Тим не менше, якщо експлуатація існуючих ТЕС після 2033 року є можливою з меншими інвестиційними витратами на продовження строків експлуатації, ніж передбачалося тут, це призведе до повороту наших результатів у зворотному напрямку, надаючи перевагу сценаріям *скорочення вугілля та комбінований* з великою залежністю від ТЕС як джерела енергії після 2033 року.<sup>29</sup>
- **Капітальні витрати:** Згідно з фактами, навіть не припущеннями, в Україні висока вартість капіталу (ми припускаємо, відсоткова ставка становить 15%, що відповідає поточним витратам за користування кредитами для великих українських компаній), що підкреслює важливість CAPEX порівняно з OPEX у загальних витратах. Це надає перевагу сценаріям з меншими інвестиційними потребами, а отже, тим, які більше включають модернізацію існуючих ТЕС, а не будівництво нових ГТВЦ та потужностей ВДЕ.
- **Попит на електроенергію:** Наші припущення щодо попиту базуються на звіті про достатність генеруючих потужностей Укренерго за 2020 рік. Якщо попит зросте в 2033 р. (як це закладено в другому НВВ), то виникне потреба в додаткових генеруючих потужностях. Як типи потужностей/технологій будуть оптимальними залежатиме від внутрішньо-річного профілю попиту.
- **Постійна роль інших генеруючих потужностей:** Щоб спростити наш набір припущень, ми не змінювали роль та потужність усіх джерел енергії, крім ТЕС, ГТВЦ та ВДЕ. Зокрема, зміни щодо очікуваної ролі ядерної енергетики мали б значні наслідки і вимагали б нового підходу до базового навантаження у системі (але таких планів на сьогодні не існує). Чи краще його зберегти, модернізувати чи замінити більшою кількістю ТЕС або комбінацією ГТВЦ та ВДЕ, слід досліджувати окремо. Крім того, зміна встановленої потужності біомасових / біогазових установок та гідроелектростанцій може дещо вплинути на наші результати, оскільки це гнучкі джерела енергії (особливо гідроенергетика). Однак ніяких планів щодо гідроелектростанцій не існує, а швидко розвинути такі проекти маловірогідно. З іншого боку, підвищення ролі біомаси як джерела енергії можливе, але викликало б багато інших питань, що вимагають окремого дослідження.

---

<sup>29</sup> Зміна витрат на продовження строку експлуатації також вплине на розмір витрат на решту існуючих електростанцій (атомних, гідро тощо), але не вплине на диференціацію витрат між сценаріями.

## Д2: Граничні обсяги викидів в ДСВ та ДПВ

Таблиця 9: Граничні обсяги викидів для твердого палива (крім біомаси) за ДСВ

	Загальне виробництво термальної енергії в МВт	NO <sub>x</sub> , мг/Нм <sup>3</sup>	SO <sub>2</sub> , мг/Нм <sup>3</sup>	Пил, мг/Нм <sup>3</sup>
Існуючі станції (дозвіл видано до 2012)	50-500	600*	2000-400 (лінійне зменшення)	50
	>500	500* 200* (з 2016)	400	100
Нові станції (дозвіл видано з 2012)	50-100	400	850	50
	100-300	200	200	30
	>300	200	200	30

Джерело: Директива 2001/80/ЄС від 23 жовтня 2001 про скорочення викидів окремих забруднюючих речовин в атмосферне повітря від великих спалювальних установок (Додаток III-VII); The Energy Community Legal Framework, 4-е видання (січень 2018), Стаття 4

\* ГОВи for NO<sub>x</sub> можуть відрізнятися залежно від годин експлуатації.

Примітка: NO<sub>x</sub> потребує вторинного очищення викидів від кам'яного вугілля; нм<sup>3</sup> – це одиниця виміру об'єму, що використовується для порівняння кількості газу при різних рівнях тиску і температурах (робочий стан, робочий об'єм)

Таблиця 10: Граничні обсяги викидів для твердого палива (крім біомаси) за ДПВ

	Загальне виробництво термальної енергії в МВт	NO <sub>x</sub> , мг/Нм <sup>3</sup>	SO <sub>2</sub> , мг/Нм <sup>3</sup>	Пил, мг/Нм <sup>3</sup>
Існуючі станції (дозвіл видано до 2018)	50-100	300/450*	400	30
	100-300	200	250	25
	>300	200	200	20
Нові станції (дозвіл видано з 2012)	50-100	300/400*	400	20
	100-300	200	200	20
	>300	150/200*	150/200**	10

Джерело: Директива 2010/75/ЄС від 24 листопада 2010 про промислові викиди (інтегрований дозвіл на викиди, запобігання та контроль забруднення) (Розділ III, Додаток V, Частина 1 та 2)

\* у випадку спалювання порошку бурого вугілля

\*\* у випадку спалювання у циркулюючому киплячому шаром під тиском

Примітка: NO<sub>x</sub> потребує вторинного очищення викидів від кам'яного вугілля; Нм<sup>3</sup> (нормальний кубічний метр) – це одиниця виміру об'єму, що використовується для порівняння кількості газу при різних рівнях тиску і температурах (робочий стан, робочий об'єм)

Таблиця 11: Сумарні граничні обсяги викидів для усіх 90 існуючих великих спалювальних установок, включених до НПСВ (тон за рік)

Дата	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Пил
31 Гру 2018	1,017,035	191,300	205,878
31 Гру 2019	920,432	182,133	185,808
31 Гру 2020	823,969	172,966	165,737
31 Гру 2021	727,226	163,799	145,666
31 Гру 2022	630,623	154,631	125,596
31 Гру 2023	534,020	145,464	105,525
31 Гру 2024	437,417	136,297	85,455
31 Гру 2025	340,814	127,130	65,384
31 Гру 2026	244,210	117,962	45,313
31 Гру 2027	147,607	108,795	25,243
31 Гру 2028	51,004	99,628	5,172
31 Гру 2029	51,004	90,460	5,172
31 Гру 2030	51,004	81,293	5,172
31 Гру 2031	51,004	72,126	5,172
31 Гру 2032	51,004	62,959	5,172
31 Гру 2033	51,004	53,791	5,172

Джерело: Національний план скорочення викидів від великих спалювальних установок

Таблиця 12: Розподіл ВСУ між Додатками НПСВ (як визначено в НПСВ)

Додаток	Опис	Кількість ВСУ			Теплова потужність в ГВт			
		ТЕС	ТЕЦ	Всього	ТЕС	ТЕЦ	Всього	
Додаток 2	Усі ВСУ в НПСВ	27	63	90	42.4	22.5	64.8	
вкл. Додаток 3	Конкретні заходи модернізації для ВСУ в НПСВ	27	5	32	42.2	3.2	45.4	
Додаток 4	Opt-out	20 000 годин до 2024	4	13	17	3.7	3.4	7.1
	40 000 годин до 2034	15	39	54	24.5	9.3	33.8	
ВСУ не включені в Додаток 2, Додаток 4		-9	71	62	0	10.2	10.2	
Додаток 1	Усі установки, що підпадають під ДСВ	37	186	223	70.5	45.4	115.9	

Джерело: НПСВ

Примітка: Невідповідність підрахунку ВСУ в НПСВ можна побачити в рядку «ВСУ не включені в Додаток 2, Додаток 4», де ТЕС складають -9. Тому ми застосували власний метод підрахунку, який узгоджується із переліком усіх ВСУ у Додатку 1.