

ФУНКЦІОНУВАННЯ РИНКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ: ПОГЛЯД ЕКСПЕРТУ

Андрій Перевертаєв
Консультант у сфері електроенергетики
08 вересня 2021 року

ОСОБЛИВОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ РИНКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

1. Невиконання положень Закону «Про ринок електричної енергії» щодо ліквідації механізму перехресного субсидування, впровадження механізму підтримки вразливих споживачів та інше
2. Створення Державного трейдери, який не має ресурсу для виконання зобов'язань та створення додаткового перехресного субсидування між типами генерації
3. Відсутність рівного доступу на ринок для різних категорій учасників Наявність price – caps замість створення повноцінного моніторингу цінр
4. Відсутність індикативної ціни на електроенергію за рахунок впровадження price-caps, механізму PSO, непрозорі процедури планування обсягів побутових споживачів
5. Відсутність стимулів та дієвих механізмів щодо залучення та повернення інвестицій



ВИСНОВКИ ЗВІТУ З ОЦІНКИ ВІДПОВІДНОСТІ (ДОСТАТНОСТІ) ГЕНЕРУЮЧИХ ПОТУЖНОСТЕЙ УКРЕНЕРГО 2021-2030

1. Забезпечення **до 2030 року робочої потужності ТЕС не менше 12 ГВт** за умови реконструкції та впровадження необхідних екологічних заходів (та додатково 2 газомазутні блока по 300 МВт);
2. Впровадження в **2021 році не менш 2 ГВт високоманеврових потужностей**;
3. Прискорене впровадження систем акумулювання електроенергії для підтримки та відновлення частоти загальною потужністю **до 2 ГВт в 2021 році**;
4. За відсутності/недостатності резервів первинного регулювання – **до 2021 року введення додатково не менше 0,2 ГВт електричних систем акумулювання електричної енергії нормованого резерву підтримання частоти**;
5. **Підтримку встановленої потужності АЕС на існуючому рівні** та початок реалізації заходів, що забезпечать своєчасне та відповідне заміщення енергоблоків АЕС
6. Забезпечення **реалізації планів щодо термінів вводу в експлуатацію генеруючих потужностей ГАЕС**

КЛЮЧОВІ РИЗИКИ

1. Загроза операційної безпеки функціонування енергосистеми, та суттєва залежність від імпорту електроенергії у середнострокової перспективи.
2. Банкрутство генеруючих компаній, зокрема Енергоатома, теплової генерації
3. Відсутність умов щодо сталого розвитку ВДЕ
4. Необхідність системної роботи щодо розвитку електроенергії, а не його регулювання
5. Прийняття політичних рішень замість економічно доцільних

РЕКОМЕНДАЦІЇ

1. Створити додатковий механізм залучення інвестицій для забезпечення сталого розвитку та забезпечення надійного функціонування енергосистеми (ринок потужності або довгострокові договори на ринку допоміжних послуг)
2. Забезпечення оперативного моніторингу функціонування ринків з боку НКРЕКП в режимі «онлайн» замість встановлення ргісе-сар
3. Ліквідувати перехресне субсидування шляхом створення прозорого механізму та впровадження підтримки вразливих споживачів замість PSO (регулюванні договори, блочні заявки)
4. Забезпечити розробку середньострокового фінансового плану розвитку ринку електричної енергії. Такий план може бути розроблено Регулятором на основі висновків Звіту Укренерго та визначати необхідні механізми їх залучення і повернення.

Модель енергетичного планування від Світового банку

II. Опис моделі

- Ми побудували короткострокову Модель планування пуску та зупинки енергоблоків та економічної диспетчеризації (Unit Commitment and Economic Dispatch - UCED) з довгостроковою можливістю вводу нової потужності (допускаючи повністю конкурентні ринки та бар'єри входу) на період 2020-2040 років, послуговуючись програмною мовою GAMS*.
- Модель визначає формування парку генерації найбільш економічним способом, щоб в кожний момент часу постачання відповідало попиту.
- Модель бере до уваги такі технічні обмеження як:
 - Обмеження гідро-теплової генерації
 - Лінійні обмеження для збільшення або зменшення виробництва
 - Детальні призначення об'єктів: значення мінімуму та максимуму для часу простою та роботи
 - Обмеження запуску
 - Вимоги до системи та запасу палива
 - Обмеження обов'язкової роботи
 - Зональні обмеження передачі
 - Газові обмеження
- Графік примусового відключення генераторів і стохастичне коливання попиту моделюються за допомогою випадкової функції. Загальний час відключення протягом року повинен сукупно дорівнювати показнику відключення, визначеному з даних об'єктів генерації. Стохастичне коливання попиту відображає типову пікову мінливість попиту в Україні протягом зимових місяців.

* GAMS – це система алгебраїчного моделювання для оптимізаційного вирішення математичної задачі, що визначається через об'єктивну функцію та набір математичних обмежень.

II. Опис моделі

Вхідні дані



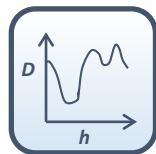
Техніко-економічні характеристики існуючих / майбутніх електростанцій



Рішення про майбутнє введення в експлуатацію (виведення з експлуатації) електростанцій



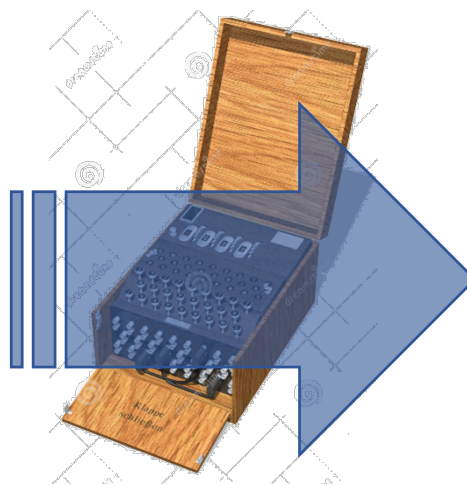
Характеристика технологій генерації, що є варіантами на майбутнє



Профіль погодинного попиту та прогнозування зростання



Зональні обмеження передачі (не вся мережа моделюється)



Оптимізація
В
часі/потужності/технології
додавання генерації

Виданий аналіз

Щорічна структура потужності генерації



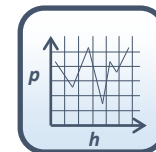
Щорічна структура генерованої енергії



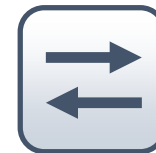
Загальна вартість системи



Оптові ціни











Електроенергія, якою торгують між зонами



1. Сценарій 1: Модель базового стану
2. Сценарій 2: Резервні вимоги для балансування навантаження
3. Сценарій 3: Інтеграція з ENTSO-E до 2023 року
4. Сценарій 4: Економічне закриття неефективних станцій
5. Сценарій 5: Планове закриття атомних станцій
6. Сценарій 6: Політика зростання ВДЕ

III. Сценарій 3: Інтеграція з ENTSO-E

Припускається, що інтеграція з ENTSO-E запрацює в 2023 році

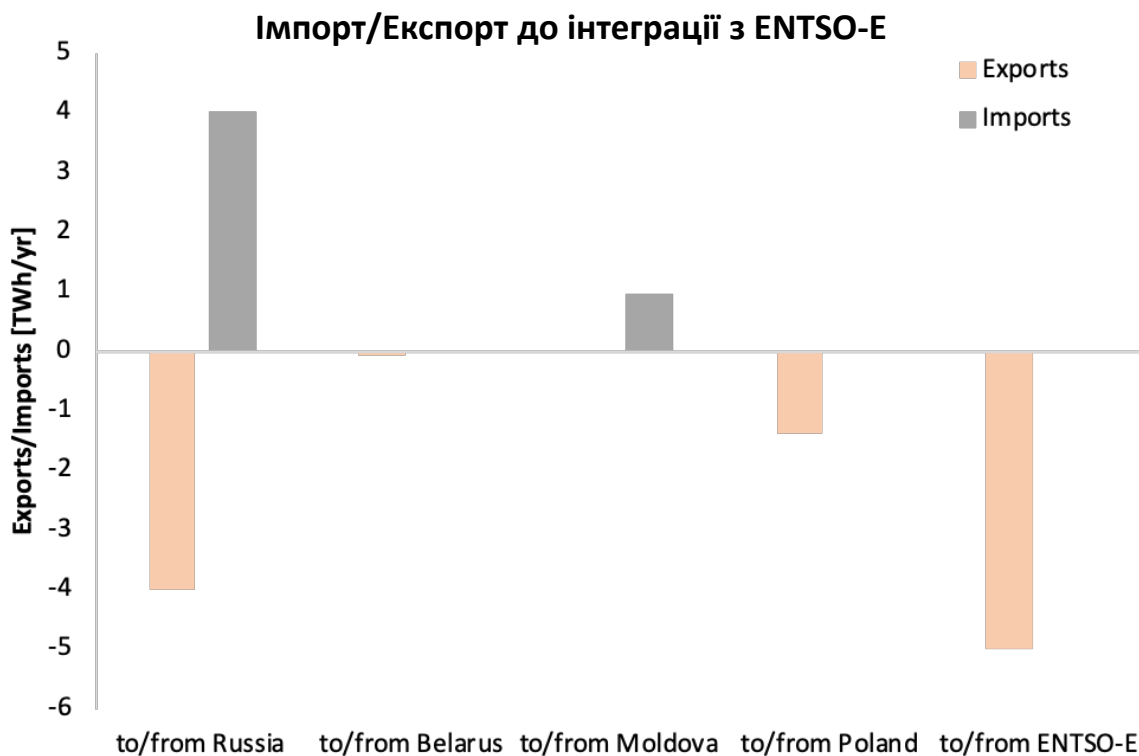
КЛЮЧОВІ ЗАХОДИ ПЛАНУ ПЕРЕДБАЧАЮТЬ:			
Сертифікацію оператора системи передачі	Міненерговугілля / НКРЕКП / Укренерго	2018	
Створення спільного блоку регулювання ОЕС України та енергосистеми Молдови	Міненерговугілля / Укренерго	2019	
Проведення досліджень усталених режимів роботи, статичної та динамічної стійкості об'єднаної енергетичної системи України, включаючи проведення випробувань систем регулювання частоти і активної потужності та регулювання збудження	Міненерговугілля / НКРЕКП / Укренерго / НАЕК Енергоатом / ПрАТ "Укргідроенерго" / енергогенеруючі компанії теплових електростанцій	2019-2020	
Організацію каналів зв'язку для технологічного управління ОЕС України	Міненерговугілля / НКРЕКП / Укренерго	2020	
Модернізація програмного та апаратного забезпечення диспетчерського управління і збору даних	Міненерговугілля / НКРЕКП / Укренерго	2021	
Будівництво повітряних ліній та відновлення експлуатації міждержавних повітряних ліній	Міненерговугілля / НКРЕКП / Укренерго	2021-2022	
Перехід на ізольовану роботу з енергосистемами країн, що не входять до ENTSO-E	Міненерговугілля / Укренерго	2022	
Залучення міжнародної технічної допомоги	МЗС / Міненерговугілля / Укренерго / Мінекономрозвитку	Постійно	

 - виконано  - виконується  - заплановано  - не виконано

Джерело: "Укренерго"

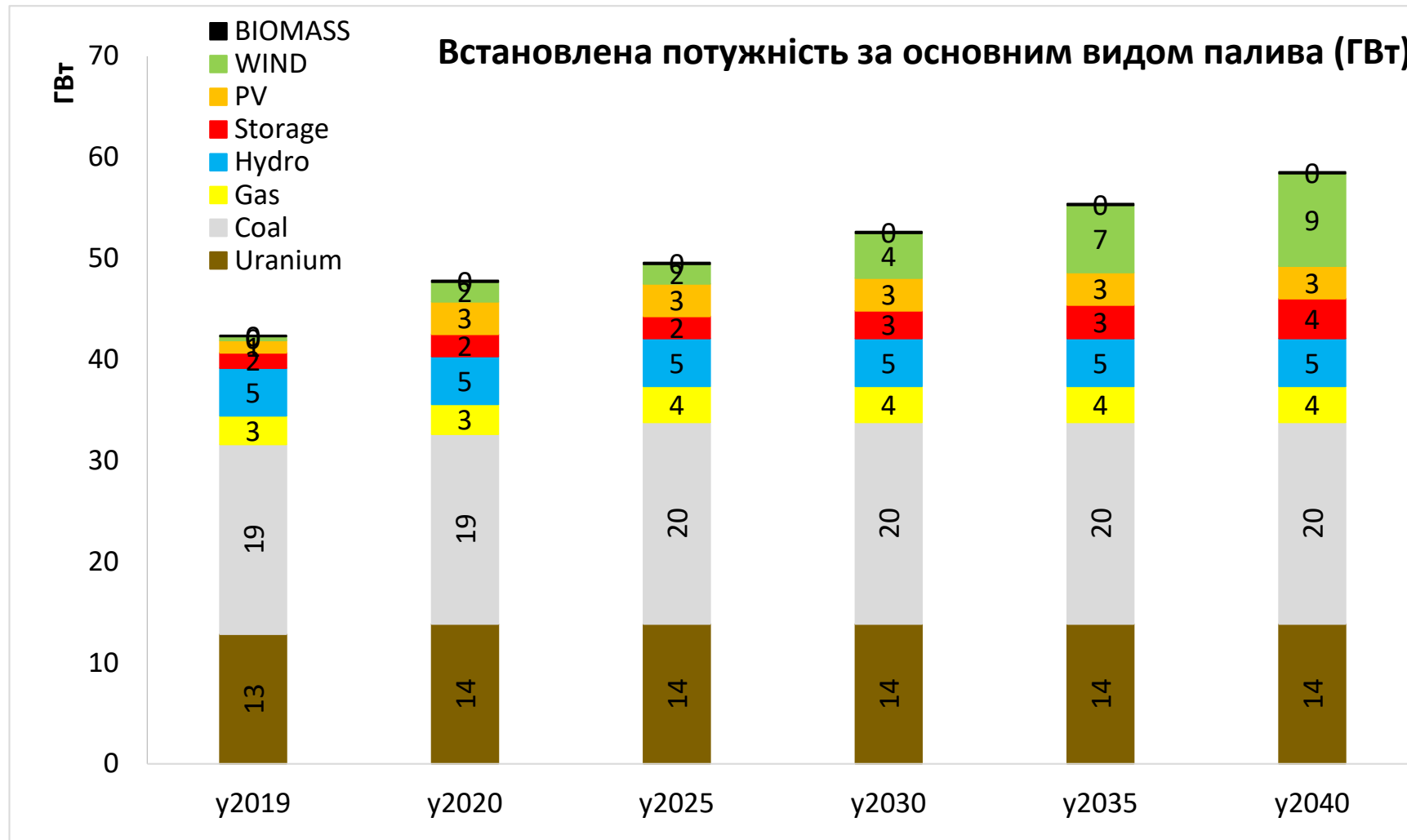
III. Сценарій 3: Інтеграція з ENTSO-E

- Значення експорту та імпорту встановлені за даними 2018 року.
- Припускається, що обсяг експорту в ENTSO-E зростатиме на 1% щорічно (до 6.6 ТВт-год в 2030 році), що означає, що жодний ціновий аналіз імпорту/експорту не є реалізованим для цієї моделі на даний момент.



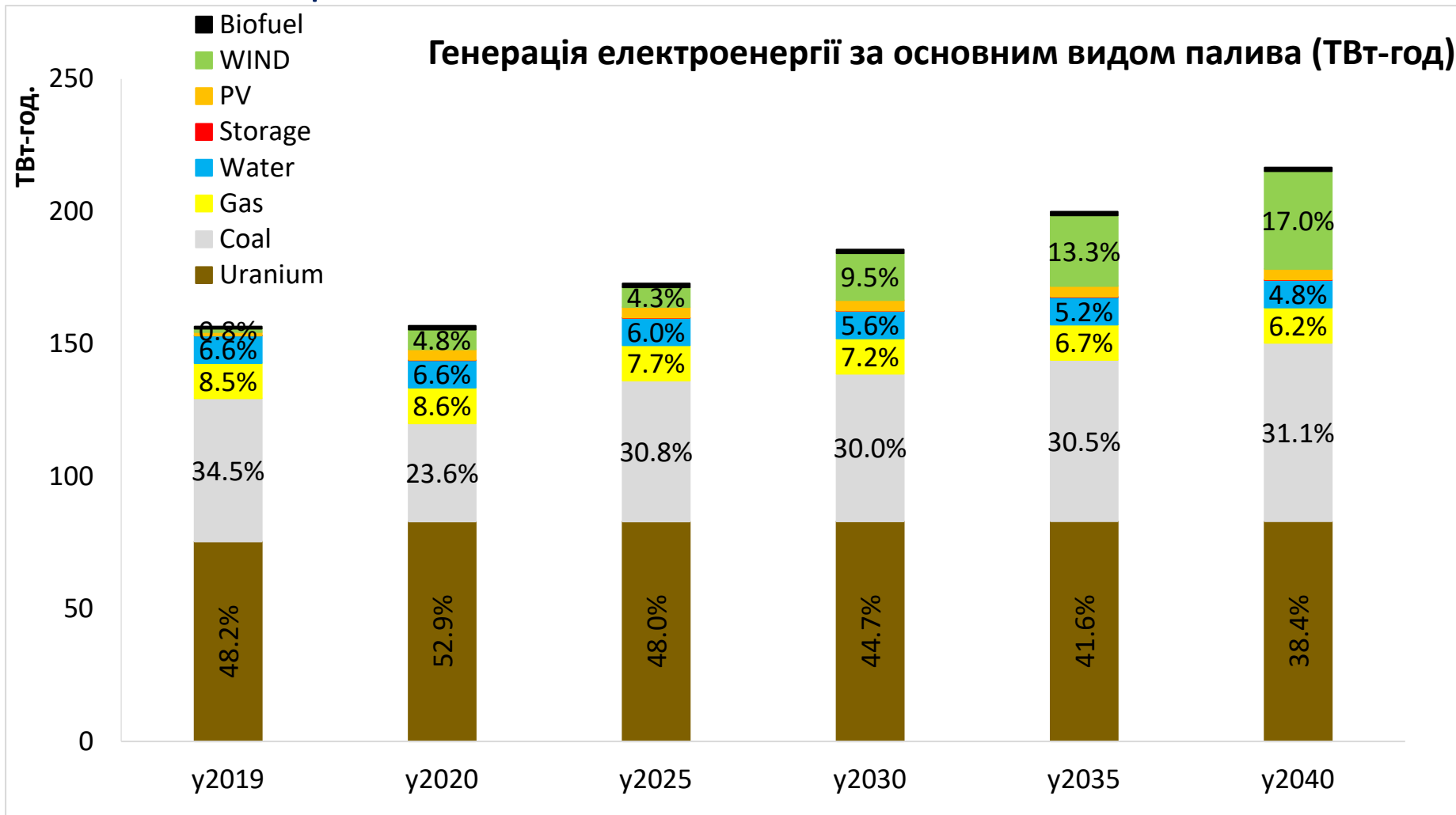
IV. Сценарій 3: Перехід встановленої потужності

- Інтеграція з ENTSO-E дозволяє вищі потужності вітрової енергії, що призведе до більш високої загальної потужності, в порівнянні з варіантом, що не передбачає інтеграції з ENTSO-E (Сценарій 2).



IV. Сценарій 3: Перехід обсягу виробленої електроенергії

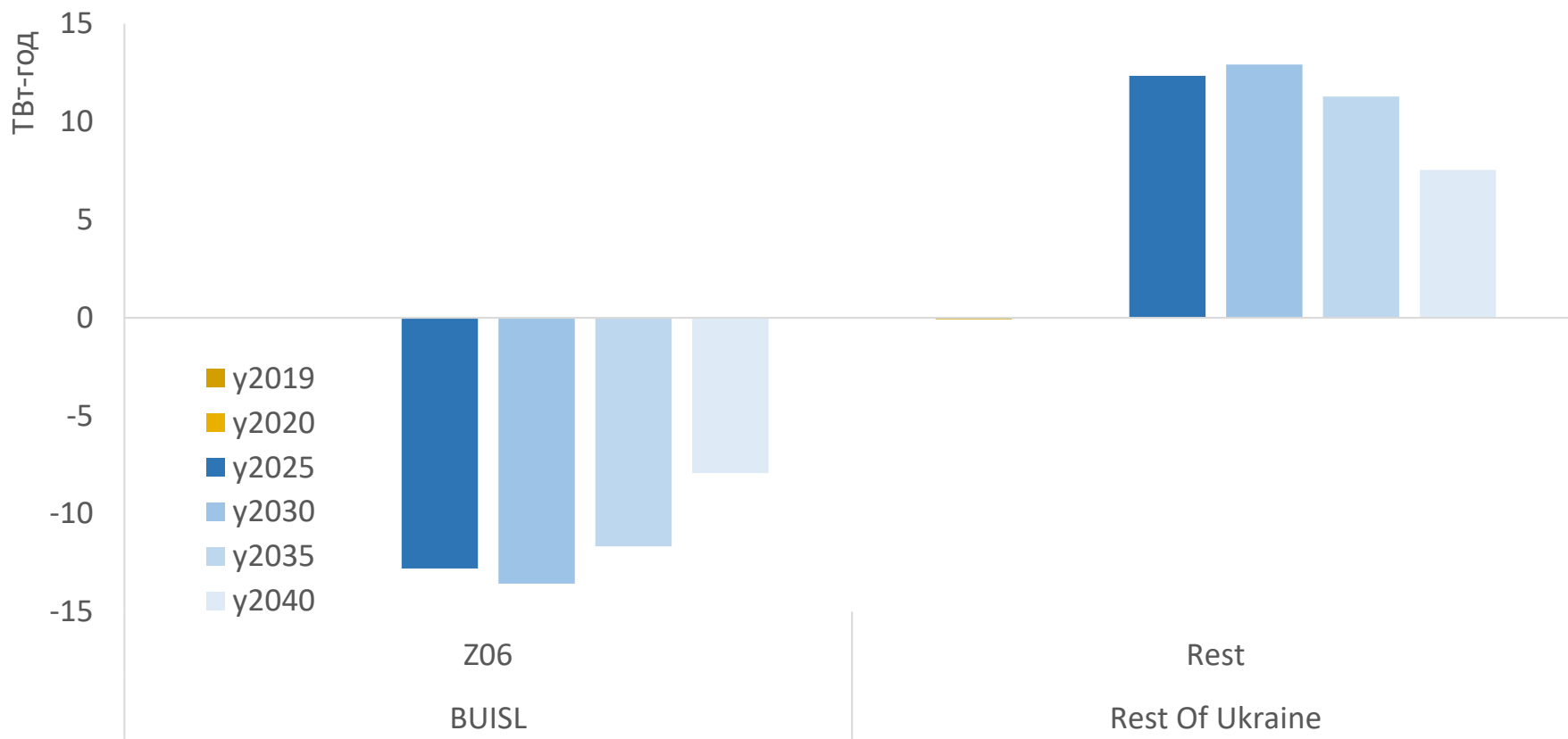
- Основною перевагою інтеграції з ENTSO-E є заміна неефективних ТЕС в Бурштинському регіоні на більш ефективні електростанції в основній Україні.



IV. Сценарій 3 в порівнянні зі Сценарієм 2: Перехід в змінах потоків системи

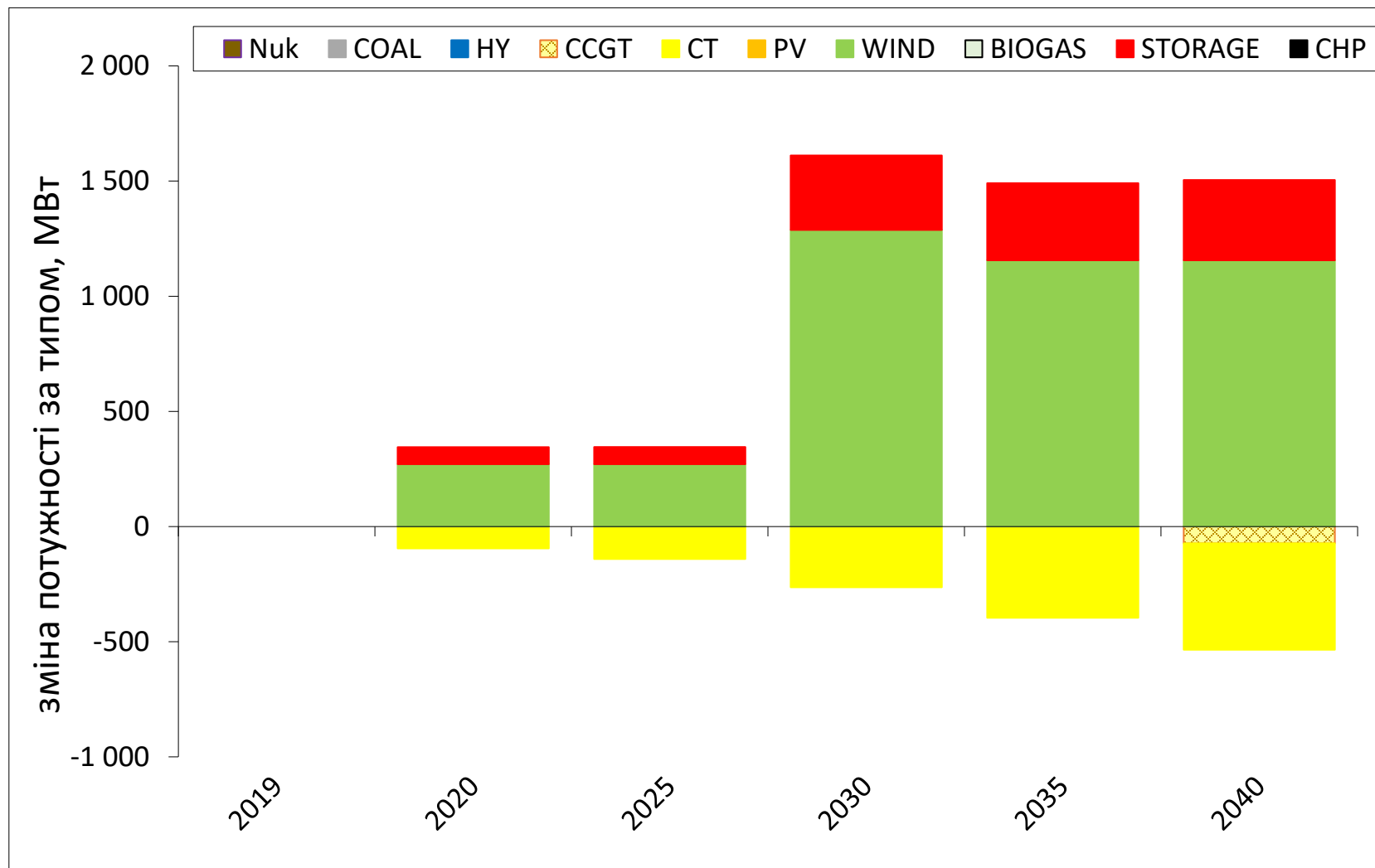
- Інтеграція з ENTSO-E робить певну частину потужності острова «Бурштин» зайвою (бо більш ефективні об'єкти генерації зможуть експортувати безпосередньо в ENTSO).

Щорічні зміни в генерації за зонами (МВт-год)



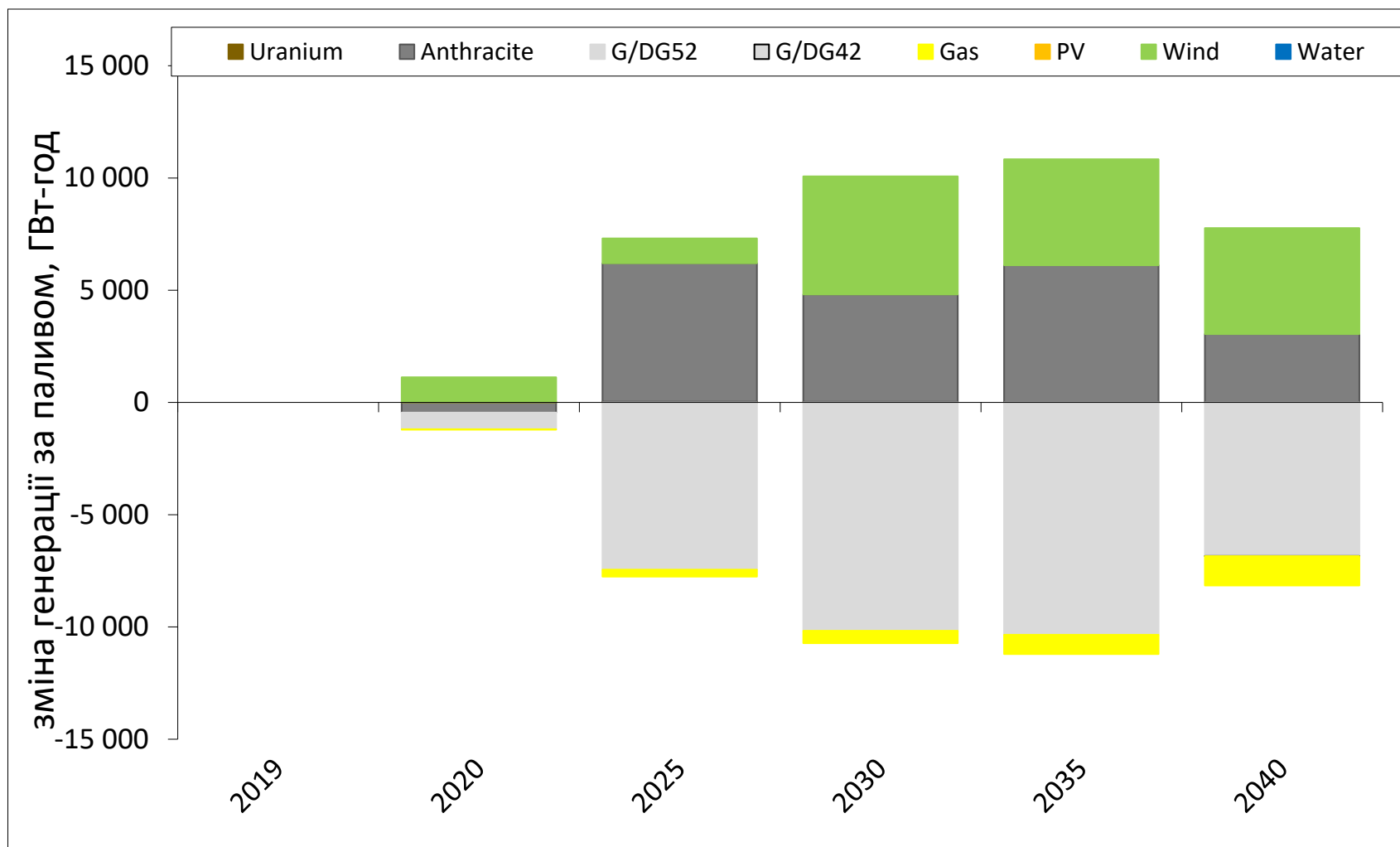
IV. Сценарій 3 в порівнянні зі Сценарієм 2: Перехід встановленої потужності

- Інтеграція з ENTSO-E створює додаткові резерви та стимулює ВДЕ
- Потужності сховищ зростуть на додаткові 1.152 МВт до 2040 року (сумарно) в порівнянні зі Сценарієм 2



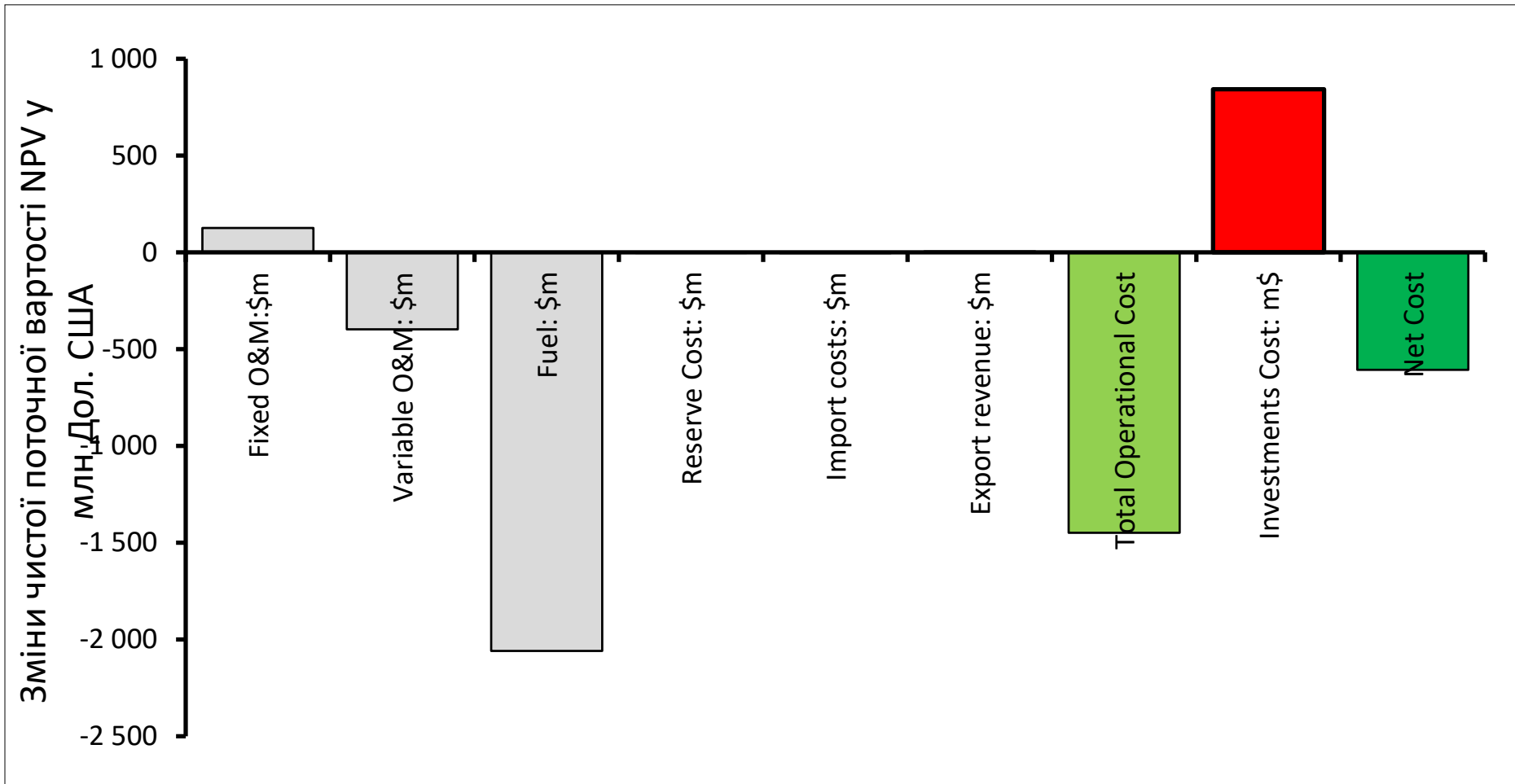
IV. Сценарій 3 в порівнянні зі Сценарієм 2: Перехід обсягу виробленої електроенергії

- Генерація острова «Бурштин» замінюється генерацією з вугільних станцій інших регіонів, а також збільшеним виробництвом енергії з перемінних відновлювальних джерел



IV. Сценарій 3 в порівнянні зі Сценарієм 2: Перехід витрат системи

- Інтеграція з ENTSO-E призводить до чистого доходу в 0.6 млрд дол. США через оптимальне розміщення об'єктів генерації.



Головні результати моделювання

- Визначається, що **Акумуляторне зберігання** гратиме дуже важливу роль у енергосистемі **для забезпечення гарячого резерву**, на рівні 3-4 ГВт у 2040 році.
- Потенційно, **ряд ТЕС, сумарною потужністю 12.3 ГВт**, визначаються **економічно не вигідними**, отже пропонується вивести їх з експлуатації.
- **Материкові вітрові електростанції** визначені як **найбільш економічно вигідний варіант нарощування потужності**, до рівня не менше 8 ГВт у 2040 році.
- Модель **не вибрала Сонячну енергію як економічно вигідний варіант розширення потужності**, через обмеження її погодинної доступності, незважаючи на перевагу у вартості.
- **Виведення з експлуатації блоків існуючих АЕС** може призвести до збільшення виробництва електроенергії неефективними ТЕС.
- **План розвитку ВДЕ** для України оцінюється моделлю як **більш дорогий**, ніж базовий сценарій, при цьому він не зменшує рівень викидів вуглецю.