
Аналітична записка [PP/04/2019]

Вимушені обмеження виробництва електроенергії з відновлюваних джерел як один з варіантів забезпечення гнучкості

Проект для обговорення

Д-р Франк Майснер

Клеменс Штіве



Інформація про проект «Low Carbon Ukraine»

Low Carbon Ukraine є проектом, що надає постійну підтримку уряду України шляхом підготовки необхідного аналізу та пропозицій, з метою стимулювання переходу до низьковуглецевої економіки. Зокрема, цей проект має мандат на підтримку роботи Віце-прем'єр-міністра, оскільки він координує впровадження Енергетичної стратегії України до 2035 року.

Даний проект є частиною Міжнародної кліматичної ініціативи (IKI) і фінансується Федеральним міністерством із питань довкілля, збереження природи та радіаційної безпеки (відповідно до рішення Бундестагу ФРН).

Low Carbon Ukraine

c/o BE Berlin Economics GmbH

Шіллерштрассе 59

D-10627 Berlin

Tel: +49 30 / 20 61 34 64 0

Fax: +49 30 / 20 61 34 64 9

info@berlin-economics.com

www.lowcarbonukraine.com

Резюме

Зі збільшенням частки електроенергії з відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) збільшуються і коливання обсягів генерації електроенергії з ВДЕ. Такий виклик стоїть перед операторами електроенергетики в усьому світі, серед яких і український оператор «Укренерго». Балансувати такі коливання можливо шляхом додавання маневрених або акумулюючих потужностей, а також через заходи управління попитом та збільшення пропускної здатності мереж передачі.

Ми стверджуємо, що тимчасові обмеження виробництва електроенергії слід розглядати як ще один стандартний варіант забезпечення гнучкості в наборі інструментів системного оператора, як у короткостроковій, так і в довгостроковій перспективі. Ми показуємо, що в короткостроковій перспективі обмеження виробництва допомагають пом'якшити «зелено-вугільний парадокс» - ситуацію, коли балансування зростаючої частки електроенергії з ВДЕ повинні забезпечувати старі вугільні ТЕС з високим мінімальним навантаженням, що призводить до збільшення викидів парникових газів (ПГ) енергетичною системою. Обмеження генерації як запобіжний захід у дуже вітряні та сонячні години значно зменшує викиди всієї системи, оскільки дозволяє працювати блокам АЕС замість старих вугільних ТЕС. Якщо 100% електроенергії з ВДЕ надходитиме в електромережу, ці блоки АЕС мали б бути зупинитися.

Ми вважаємо, що використання обмежень виробництва як варіанту забезпечення гнучкості при диспетчеризації дозволить одержувати частку електроенергії у 57% з об'єктів атомної енергетики та частку у 14% - з ВДЕ, зменшивши при цьому частку генерації тепловими електростанціями з 56% до 24%. При такій зміні структури генерації загальні викиди ПГ буде зменшено з 94 до 40 мегатонн CO₂.

Також, за нашими підрахунками, у випадку впровадження обмеження виробництва електроенергії з ВДЕ при диспетчеризації на добу наперед, не буде використовуватися 17% потенціальної генерації об'єктами відновлюваної енергетики.

Зміст

1	Вступ	5
2	Чому обмеження виробництва електроенергії може пом'якшити зелено-вугільний парадокс	6
3	Обмеження постачання як звичайний метод диспетчеризації – порівняння сценаріїв	7
3.1	Формування сценаріїв	7
3.2	Вплив обмеження виробництва на диспетчеризацію	8
4	Організація обмеження виробництва	11
5	Режими обмеження виробництва у окремих країнах	12
6	Огляд перспектив	13
7	Додаток	15
7.1	Параметризація та зведені результати	15
7.2	Опис моделі	16
7.2.1	<i>Мотивація</i>	16
7.2.2	<i>Характеристики</i>	16
7.2.3	<i>Потужності генерації</i>	17
7.2.4	<i>Визначення розміру необхідних резервів</i>	19
8	Література	21

1 Вступ

Зі збільшенням інтеграції в систему відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) оператори мереж в усьому світі стикаються з проблемою балансування навантаження змінних, залежно від погодних умов, обсягів генерації вітровими та сонячними установками за допомогою маневрених або акумулюючих потужностей. У той же час, частка маневрених станцій у системі, наприклад вугільних, зменшується через збільшення частки ВДЕ.

Проблему з балансуванням можна вирішити шляхом збільшення кількості об'єктів гнучкої генерації або потужностей акумулювання енергії, збільшення пропускної здатності, а також покращення здатності регулювання попиту.

Інший адміністративний захід забезпечення гнучкості полягає в тимчасовому обмеженні виробництва електроенергії з ВДЕ, якщо виникає загроза безпечній роботі системи або коли локальні лінії електропередачі не здатні пропускати додаткові обсяги електроенергії. Це називається "обмеженням виробництва".

На сьогодні в Україні дискусії щодо вирішення питання зростання частки електроенергії з ВДЕ точаться навколо відповідних технічних рішень – тобто введення в експлуатацію газових турбін та акумулювальних потужностей. Ми стверджуємо, що насправді енергосистема України має стати більш гнучкою за рахунок генерації. Тобто, модернізація електростанцій та збільшення потужностей акумулювання є лише одною з багатьох опцій забезпечення її необхідної гнучкості.

У багатьох країнах обмеження виробництва електроенергії з відновлюваних джерел енергії виявилось «необхідним злом» на шляху до низьковуглецевої енергосистеми, оскільки відносно незначне обмеження поставок обсягів енергії з ВДЕ, що коливаються, робить обґрунтованим значно більше розгортання об'єктів ВДЕ, ніж у випадку, коли використовують 100% обсягів енергії з відновлюваних джерел (Yasuda et al. 2015). Після внесення необхідних інфраструктурних, експлуатаційних та інституційних змін, спрямованих на підвищення гнучкості системи, відсоток обмежень, ймовірно, зменшаться (Bird et al. 2015). Але навіть у надзвичайно гнучких енергосистемах обмеження виробництва все одно у деяких випадках лишається найбільш економічно ефективним варіантом: Замість того, щоб поглинати останню кВт·годину електроенергії у короткочасний пік виробництва вітровою станцією, при цьому з великими інвестиціями у потужності зберігання чи передачі, обмеження виробництва електроенергії на місцях та/або у короткострокові пікові періоди генерації може бути дешевшим.

В цьому аналітичному документі описані результати, які може забезпечити обмеження виробництва електроенергії з ВДЕ у короткостроковій перспективі: ми показуємо, що обмеження виробництва може сприяти пом'якшенню так званого "зелено-вугільного парадоксу" – небажаного збільшення викидів ПГ енергетикою, - що може статися, якщо до негнучкої енергосистеми приєднати велику кількість потужностей відновлюваної енергетики.

Позитивні ефекти використання обмеження виробництва як варіанту гнучкої диспетчеризації залежать від розрахунку в динамічному режимі розміру необхідних оперативних резервів, які зазвичай проводяться операторами системи з метою врівноваження спонтанного дисбалансу в постачанні та попиті на електроенергію або дисбалансу в результаті надзвичайних подій, таких як втрата великої одиниці генерації. Ми стверджуємо, що резерви повинні визначатися в динамічному режимі на кожен годину наступного дня, з врахуванням очікуваного надходження електроенергії з об'єктів ВДЕ та притаманних їм коливань. Ми показуємо, що запобіжне обмеження генерації електроенергії з ВДЕ, яка надходить у більших обсягах у дуже вітряні та сонячні години, дозволяє зменшити потребу системи у резервах, а відтак, утримувати більше енергоблоків АЕС в мережі - таким чином зменшуючи загальний обсяг викидів ПГ системою.

У цьому документі ми розглядаємо систему з точки зору її оптимізації. Наша модель оптимальної диспетчеризації (ODM 4.0) здатна моделювати роботу парку українських електростанцій з мінімальними витратами з урахуванням найважливіших експлуатаційних обмежень (опис моделі див. у додатку). Після визначення моделі управління українською енергосистемою найменш витратно, необхідно буде продумати правила, за якими має працювати ринок, щоб уможливити функціонування системи у такому оптимальному режимі.

У цій аналітичній записці ми визначаємо обмеження виробництва як тимчасове обмеження постачання електроенергії з ВДЕ у електромережу нижче її потенціального рівня через експлуатаційні обмеження та обмеження ліній передачі. Існує дві найважливіші причини, коли оператор системи може обмежити постачання з об'єктів відновлюваною енергетики - (1) щоб зменшити фактичний надлишок постачання, коли обсяг виробництва «вимушеними генераторами» та обсяг виробництва об'єктами ВДЕ перевищує попит, або (2), щоб уникнути ризику регіонального перевантаження мережі передачі чи розподілу (Bird et al 2015). Цей документ присвячений першому аспекту – обмеженню виробництва з міркувань оперативної безпеки в масштабах всієї системи.

2 Чому обмеження виробництва електроенергії може пом'якшити зелено-вугільний парадокс

Занепокоєння через збільшення частки електроенергії з ВДЕ в Україні стосується негнучкості енергосистеми, більше об'єктів відновлюваної енергетики з пріоритетним відпуском може навпаки призвести до збільшення викидів ПГ та витрат у системі в цілому – так званого “зелено-вугільного парадоксу”. Ми стверджуємо, що тимчасове обмеження виробництва у короткостроковій перспективі є найбільш обґрунтованим варіантом вирішення проблеми збільшення частки електроенергії з ВДЕ, обсяги виробництва електроенергії якими коливаються.

Зі збільшенням частки ВДЕ в системі необхідно утримувати все більший обсяг оперативних резервів (і для збільшення, і для зменшення енергопостачання), щоб врівноважувати коливання у обсягах виробництва електроенергії об'єктами відновлюваної енергетики (та навантаження). Якщо вітру і сонячного випромінювання менше, ніж прогнозували, резервним потужностям дають команду збільшити виробництво, щоб уникнути падіння частоти. І навпаки, якщо обсяг виробництва електроенергії з ВДЕ перевищує прогнозний, активізуються резерви для зменшення енергопостачання, тобто станції, які вже «в мережі», зменшують обсяг виробництва. За інших незмінних умов, більше об'єктів відновлюваної енергетики означає більші абсолютні помилки прогнозування і, таким чином, більші вимоги до наявності резервів.

В українській енергосистемі це може призвести до збільшення частки вугільних ТЕС та зменшення частки АЕС: для забезпечення необхідних оперативних резервів велика кількість старих вугільних ТЕС з мінімальним стабільним навантаженням понад 70% повинна працювати на середню потужність їх робочого діапазону, щоб забезпечити достатню свободу диспетчеризації обсягів у бік збільшення та зменшення. Ці зобов'язання "вимушеної роботи" означають, що вугільні ТЕС частково перебирають частину генерації базового навантаження АЕС, врешті-решт, це призводить до збільшення загальносистемного обсягу викидів, а також підвищення експлуатаційних витрат. Втім, обмеження виробництва може зменшити цю проблему у сценарії, якщо розгортання об'єктів ВДЕ піде швидше, ніж установка маневрених потужностей (наприклад, газових турбін, потужностей акумуляування або систем керування попитом) – а відтак допоможе подолати тимчасовий розрив до завершення інвестицій у такі потужності.

Також, в довгостроковій перспективі, завдяки обмеженню виробництва електроенергії можна буде зменшити потребу у дорогих потужностях акумуляування до більш ефективного рівня.

Переваги обмеження виробництва можуть бути використані повністю тільки при динамічному розрахунку розміру необхідних оперативних резервів оператором системи. Визначення розміру оперативних резервів у динамічному режимі, тобто на погодинній основі, відображає реальний попит на оперативні резерви системи, виходячи з умов, що існують в системі в режимі реального часу. Якщо оператор системи встановлює обсяг резервної потужності на всю добу, такого фіксованого обсягу резерву має вистачати на покриття найбільш екстремальних відхилень навантаження та обсягу постачання виробниками електроенергії з ВДЕ від прогнозних значень, що веде до встановлення резервів у завеликих розмірах на більшість годин наступної доби, а відтак і зайвих експлуатаційних витрат.

Коли при диспетчеризації на добу наперед оперативні резерви визначаються в динамічному режимі на кожну годину наступної доби, оператор системи може врахувати очікуваний обсяг генерації електроенергії з ВДЕ (Srpač, Navaš & Polajžer 2019). У години, коли вітру та сонця мало, потрібно менше резервів. І навпаки, у дуже вітряні та сонячні години, запобіжне обмеження виробництва може зробити обсяги генерації більш передбачуваними, а відтак означає, що буде потрібно менше резерву дорожчих традиційних потужностей (порівняно з ситуацією, коли у вітряні та сонячні дні в мережу приймається 100% електроенергії з об'єктів відновлюваної енергетики). Тоді, блоки АЕС не потрібно буде відключати від мережі – обмеження виробництва електроенергії з ВДЕ може таким чином пом'якшити зелено-вугільний парадокс. Див. у додатку більш докладний опис моделювання необхідних резервів.

3 Обмеження постачання як стандартний метод диспетчеризації – порівняння сценаріїв

3.1 Формування сценаріїв

Надалі ми використовуємо модель системи електроенергетики України, щоб показати ефект використання обмеження виробництва електроенергії з ВДЕ в процесі диспетчеризації. Ми моделюємо та порівнюємо два сценарії: у той час як у першому сценарії використовується 100% електроенергії, що поступає з об'єктів відновлюваної енергетики, другий передбачає обмеження виробництва електроенергії з ВДЕ при диспетчеризації при загрозі стабільності системи. Важливо зазначити, що ці сценарії не є представленням нинішньої енергосистеми України у масштабі 1: 1. Вони швидше повторюють українську систему з поточними характеристиками, але з більшими потужностями відновлюваної енергетики.

У нашій моделі електроенергетики мінімізуються сукупні змінні витрати на виробництво електроенергії енергосистеми і, таким чином імітується оптимальна з економічної точки зору диспетчеризація парку електростанцій України на погодинній основі. Враховуються найважливіші експлуатаційні обмеження, такі як планування участі енергоблоків ТЕС у покритті графіків навантаження енергосистеми¹ або обмеження пропускної здатності мереж передачі між регіональними операторами систем передачі. Ми моделюємо послідовність диспетчерських рішень на добу наперед на річний період: на основі траєкторій навантаження та потенційних обсягів генерації електроенергії з ВДЕ, розробляється оптимальний план диспетчеризації на наступний день. У той час як ТЕС та великі ГЕС формують мінімум 1000 МВт резерву на випадок надзвичайних ситуацій на кожну годину доби, щоб забезпечити здатність покрити втрату найбільшої одиниці генерації - так званий критерій N-1 - додатковий змінний обсяг резервів

¹ Планування участі енергоблоків ТЕС у покритті графіків навантаження енергосистеми означає завчасне складання графіку (наприклад за добу) пуску та зупинку агрегату на певний період часу роботи енергосистеми.

підрховується на основі очікуваного виробництва сонячними та вітровими електростанціями, а також очікуваного попиту та пов'язаних з ними похибок прогнозу. У сценарії із застосуванням обмеження виробництва додаткові резерви для збільшення та зменшення енергопостачання, пов'язані з ВДЕ, обмежуються на максимальному рівні у 2,1 ГВт.

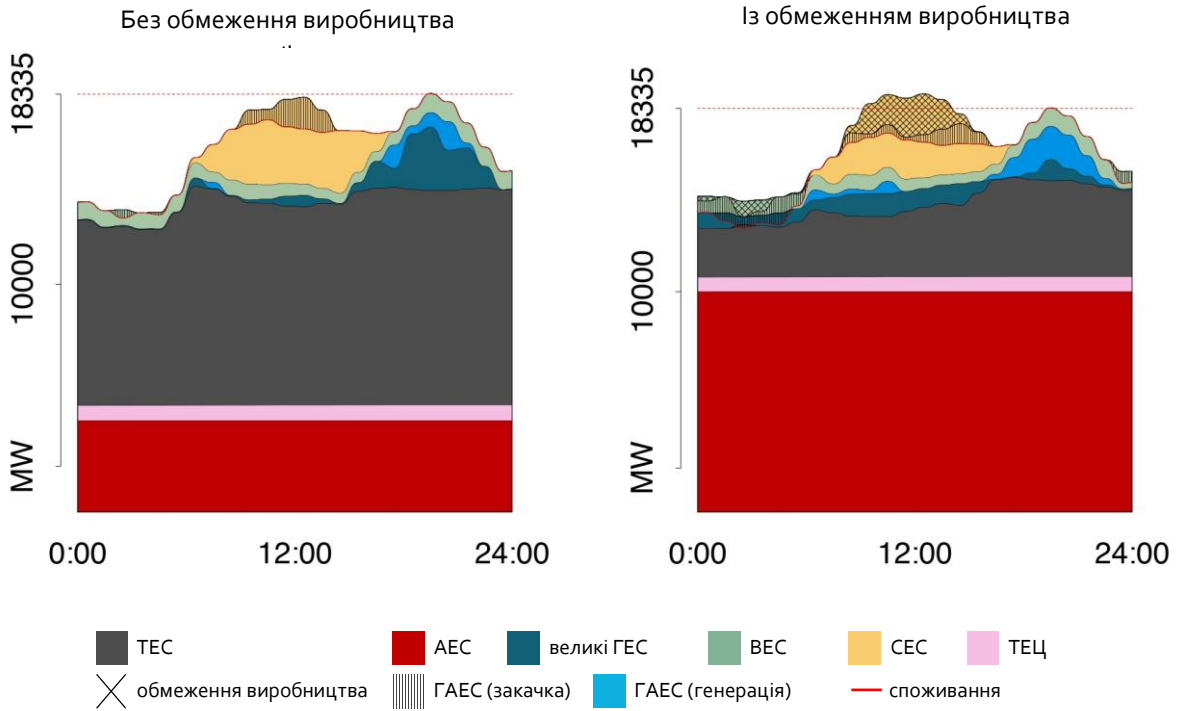
З боку генерації, два сценарії відрізняються лише потужністю АЕС. У сценарії без обмеження виробництва електроенергії, обсяги генерації атомною енергетикою фіксуються на рівні 10 ГВт протягом усього року, у сценарії з обмеженням – обсяги генерації АЕС фіксуються на рівні 4 ГВт. Хоча у нашій моделі фіксований обсяг генерації у 4 ГВт виявився верхньою межею обсягу генерації АЕС, яка не впливає на вимоги до резервів, 10 ГВт представляє частку генерації АЕС, що дуже нагадує поточну структуру енергетичного балансу. Отже, цей сценарій має на меті показати, що за рахунок обмеження виробництва електроенергії з ВДЕ, можливо зберегти обсяги виробництва АЕС на сьогоднішньому рівні, навіть якщо встановлена потужність ВДЕ становитиме 7,5 ГВт. При цьому, без застосування режиму обмеження виробництва електроенергії з ВДЕ, обґрунтована частка генерації АЕС буде значно нижчою.

Також, обидва сценарії базуються на траєкторії попиту 2018 року, погодинних регіональних показниках продуктивності вітрової та сонячної електроенергетики, а також поточній встановленій потужності ТЕС, великих ГЕС та ГАЕС. Обидва сценарії передбачають встановлену загальну потужність вітрових та сонячних установок на рівні 7,5 ГВт. У цьому документі ми не розглядаємо інші варіанти забезпечення гнучкості системи, такі як встановлення акумуляторних батарей або газових турбін. Також не береться до уваги імпорт та експорт електроенергії. Більш детальний огляд сценаріїв див. у додатку.

3.2 Вплив обмеження виробництва на диспетчеризацію

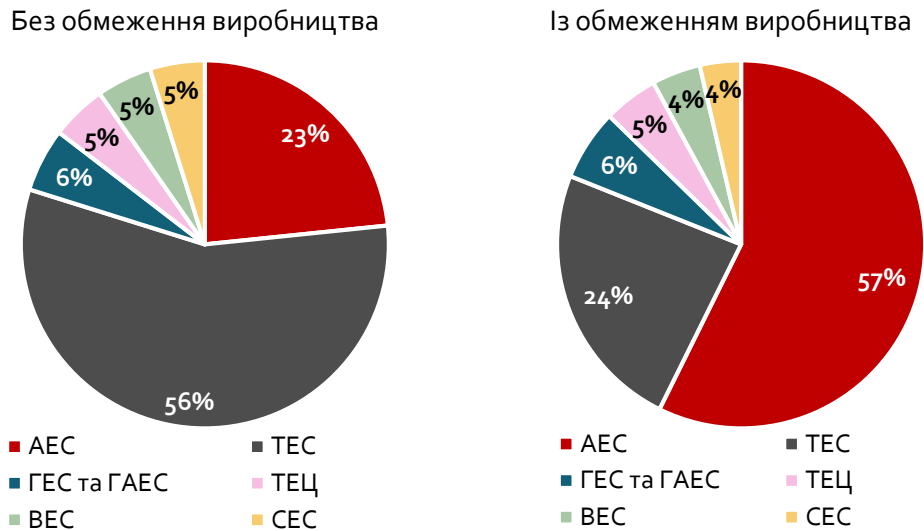
Рисунок 2 показує, що за сценарієм без обмеження виробництва електроенергії з ВДЕ теплові електростанції забезпечують більше половини всіх обсягів генерації впродовж року. Це обумовлено тим, що вони забезпечують оперативний резерв, необхідний для балансування в режимі реального часу коливань у обсягах електроенергії, що постачається з об'єктів відновлюваної енергетики. Через велику частку ТЕС, які потрібно підтримувати в експлуатації, менша частка попиту на електроенергію задовольняється за рахунок АЕС. Однак, якщо застосувати тимчасові обмеження виробництва ВДЕ, наша модель показує, що зможе працювати більша частка АЕС, а отже буде можливо зменшити викиди ПГ. Діаграми диспетчеризації за робочий день у жовтні показують приклад для одного дня за двома сценаріями.

Рисунок 1: Діаграма диспетчеризації для робочий день у жовтні



Джерело: власні розрахунки

Рисунок 2: Річний обсяг виробництва електроенергії за технологіями



Джерело: власні розрахунки

Співвідношення виробництва АЕС та ТЕС

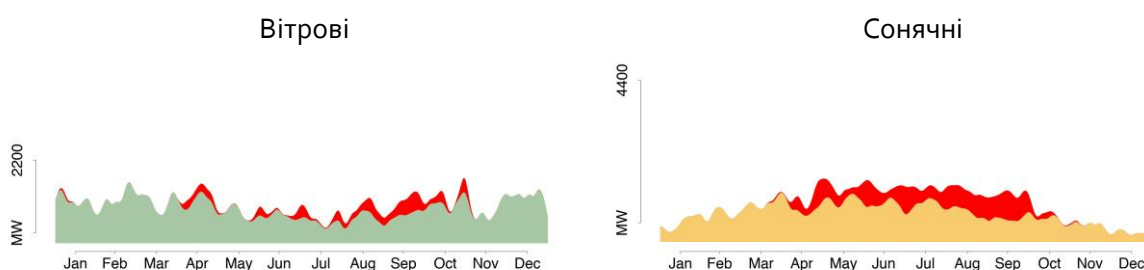
Введення обмежень дозволить зберегти частку виробництва електроенергії АЕС на рівні **57%**, при частці ВДЕ на рівні **14%** (тобто ГЕС, вітрові та сонячні електростанції). Крім того, частку генерації ТЕС можна буде знизити з **56%** до **24%**. В основному це пов'язано з тим, що в години, коли буде обмежено виробництво електроенергії сонячними та вітровими електростанціями,

менші коливання в обсягах генерації виробниками електроенергії з ВДЕ знизить потребу у резервних потужностях. Оскільки резервні потужності забезпечуються за рахунок великих ГЕС та ТЕС, дорожчі ТЕС можуть бути відключені з електромережі у ці години. Без введення режиму обмеження виробництва, максимум необхідних додаткових резервних потужностей становить близько 2,3 ГВт, в той час коли при введенні режиму обмежень цей показник зменшується до приблизно 2,1 ГВт, залишаючи покриття більшої частини навантаження електроенергією з АЕС.

Вітрова та сонячна генерація

Потенціал генерації вітрової та сонячною енергетикою, тобто погодинні погодні умови (швидкість вітру та інтенсивність сонячного випромінювання) на 2018 рік є однаковим для двох сценаріїв. При цьому у сценарії, що передбачає введення обмеження виробництва, в електромережу не подаються **17%** потенційних обсягів виробництва електроенергії ВЕС та СЕС. Рисунок 3 показує, що обмеження виробництва набагато частіше припадають на літні дні через зменшення попиту на електроенергію.

Рисунок 3: Річний графік виробництва вітровими та сонячними електростанціями та його обмеження (червоний колір)²



Джерело: власні розрахунки

В той час, коли **24%** потенціалу виробництва сонячними електростанціями не буде використано, виробництво вітровими електростанціями скоротиться лише на **10%**. В основному це пов'язано з тим, що протягом більшості днів щоденний пік сонячної генерації передре піку попиту, що чітко видно на Рисунку 2. Це несприятливе поєднання високого потенціалу генерації з ВДЕ та попиту нижче пікового рівня загрожує стабільності системи - таким чином, запобіжне обмеження близько полудня в певній мірі знімає стрес з системи.

Викиди

У сценарії з введенням режиму обмеження виробництва електроенергії з ВДЕ, обсяг викидів парникових газів (ПГ) значно нижчий (приблизно на **57%**), ніж у сценарії без обмеження. Таке зниження обсягу викидів з 94 до 40 Мт CO₂ на рік пов'язане головним чином з більшою часткою АЕС та меншою часткою ТЕС в структурі генерації, що показано на Рисунку 2.

Висновки: В режимі обмеження виробництва електроенергії з ВДЕ знижується потреба у оперативних резервах, а відтак знижується частка генерації електроенергії на ТЕС. Тому запровадження режиму обмеження виробництва дозволить значно зменшити загальний обсяг викидів ПГ об'єктами генерації. При 7,5 ГВт встановленої потужності ВДЕ, викиди можна зменшити на 57% за рахунок обмеження виробництва.

² Максимальний обсяг виробництва сонячною та вітровою енергетикою становить 4,37 ГВт та 2,23 ГВт, відповідно. Такі піки генерації спостерігаються лише у деякі години року, у згладженому графіку піки відсутні.

4 Організація обмеження виробництва

Існують різноманітні підходи та методи обмеження виробництва електроенергії з ВДЕ. Загалом, можна виділити режим обмеження у вигляді "обов'язкової" команди від операторів мереж передачі або розподілу операторові певної установки та "добровільне" обмеження в рамках функції ринку – останній підхід стає все більш популярним в сучасних енергосистемах. Традиційна і централізована форма примусового обмеження виробництва може приймати різні форми, починаючи від телефонних дзвінків від системних операторів операторам об'єктів ВДЕ до систем автоматичного управління генерацією в режимі реального часу. З технічної точки зору, обмеження фактичного обсягу виробництва вітровою чи сонячною електростанцією нижче її потенційної потужності не є проблемою для більшості електростанцій. У той час як у вітрових установках ця функція є вбудованою, сонячні електростанції можливо оснастити блоком, який дозволяє оператору системи контролювати обсяги виробництва електроенергії. Наприклад, у німецькому законі щодо ВДЕ (EEG) передбачено обов'язкове обладнання таким пристроєм сонячних електростанцій потужністю понад 100 кВт.

З іншого боку, за ринкового підходу обмеження виробництва розглядається та оцінюється як послуга із забезпечення безпеки системи. Основна його перевага порівняно з обмеженням оператором централізованої системи полягає в тому, що економічні сигнали стосовно економічної ефективності інших варіантів диспетчеризації зі зменшення енергопостачання (наприклад, звичайними станціями) є прозорими. Таким чином, балансуючий ринок, на якому як традиційні електростанції, так і виробники електроенергії з ВДЕ пропонують резерви (для зниження енергопостачання), може бути економічно ефективнішим, ніж централізований підхід. Ще одна перевага ринкових підходів полягає в тому, що вони створюють умови для компенсацій виробникам електроенергії з ВДЕ у випадках, коли обмеження виробництва оператором системи в основному не є необхідним, оскільки постачальники резервів одержують оплату за ринковою ціною на балансуєчому ринку. Однак Україна запровадила нову модель ринку електроенергії лише в липні 2019 року, і на всебічну оцінку її функціональності знадобиться певний час³. Втім, безсумнівно, що добровільне обмеження виробництва електроенергії з ВДЕ через балансуючий ринок не є варіантом для України в короткостроковій перспективі, оскільки для цього необхідний безперебійно працюючий та більш зрілий ринок. Коли в Україні буде добре налагоджена робота балансуєчого ринку, на порядок денний можна буде внести питання про можливість дозволити операторам ВДЕ брати участь у його роботі.

Оскільки обмеження виробництва сьогодні все ще відбувається здебільшого "у примусовому порядку", тобто, наказами операторів системи передачі та розподілу, розробка схем компенсації виробникам ВДЕ за втрачений прибуток має вирішальне значення для забезпечення стимулів інвестувати у відновлювані джерела енергії. Хоча схеми компенсацій значно відрізняються залежно від системи підтримки відновлюваних джерел енергії у кожній країні, спільною рисою більшості схем є те, що компенсація прив'язана до суми втрачених доходів, які б станція одержала у режимі роботи без обмеження виробництва.

Форми компенсації, що застосовують в інших країнах, включають компенсацію оператору ВДЕ за допомогою цін, що включають підтримку (наприклад, стимулюючі тарифи), що помножуються на втрачений дохід від обмеження виробництва, або певний відсоток від оптової ринкової ціни. У деяких країнах оператори ВДЕ одержують компенсації за втрати, які перевищують потенційний обсяг виробництва за певну кількість годин роботи на повну потужність. Загалом, міжнародний досвід показує, що більшість випадків обмеження виробництва стосуються вітрових

³ Проект Low Carbon Ukraine у своєму "Моніторингу відкриття ринку електроенергії" надає регулярно оновлену інформацію щодо реалізації процесу запровадження ринку.

електростанцій, тоді як обмеження виробництва сонячними електростанціями зустрічається рідше. Тому у деяких країнах схеми компенсацій існують лише для вітрової енергетики. Структура схеми компенсацій також може сприяти кращому географічному розподілу нових об'єктів відновлюваної енергетики: наприклад, обмеження виробництва у години нестачі пропускної здатності мережі передачі або відсутність компенсації повної суми втраченого прибутку може слугувати стимулом для інвесторів знаходити місця розташування станцій з найменшим ризиком застосування режиму обмеження виробництва.

5 Режими обмеження виробництва у окремих країнах

Порівняння показників проникнення ВДЕ та обмеження виробництва електроенергії з ВДЕ показує, що високі частки електроенергії з ВДЕ в енергосистемі майже завжди пов'язані з певним ступенем обмеження виробництва. Можна стверджувати, що висока частка об'єктів відновлюваної енергетики неминуче веде до обмеження обсягів їхнього виробництва. Втім, точніше формулювання таке: інтеграція об'єктів відновлюваної енергетики до енергосистеми без передбачення можливості тимчасового обмеження їхнього виробництва стає дуже вартісною.

Хоча деякі країни, включаючи Німеччину, все ще вважають за краще впроваджувати обмеження через операторів мереж розподілу та передачі, інші країни, такі як Данія, зробили зниження навантаження ВДЕ компонентом звичайного балансуємого ринку. Ринковий підхід може бути економічно найефективнішим, оскільки компенсація за зниження відпуску електроенергії з ВДЕ визначається за рахунок взаємодії пропозиції та попиту на електроенергію, і її сума не є фіксованою. У таблиці нижче наводяться дані щодо обмеження виробництва (частка від загального обсягу виробництва вітровими та сонячними електростанціями) та проникнення вітрової/сонячної енергетики (обсяг виробництва електроенергії з ВДЕ/загальний попит) по окремих країнах.

Таблиця 1: Обмеження виробництва та частка ВДЕ в електроенергетиці окремих країн у 2017 р.

Країна	Загальний обсяг виробництва ТВт-год	Проникнення вітрової енергетики	Проникнення сонячної енергетики	Обмеження виробництва вітровими електростанціями	Обмеження виробництва сонячними електростанціями
Китай	6313	5%	2%	12%	6%
Німеччина	654	18%	7%	5%	<1%
Ірландія	31	26%	-	4%	-

Джерела: Нац. центр відновлюваної енергетики Кумаю (CNREC), Bundesnetzagentur, BMWi, Statistisches Bundesamt, Eirgrid, SONI, sea

Китай

Високий рівень обмеження виробництва об'єктами відновлюваної енергетики в Китаї можна пояснити швидким темпом розгортанням ВДЕ, неоптимальним географічним розподілом центрів споживання та об'єктів генерації з ВДЕ, а також недостатньою пропускною здатністю мереж передачі. Факторами, що погіршують ситуацію, є зобов'язання щодо обов'язкової роботи вугільних ТЕС, відсутність гнучких виробничих потужностей та необхідність підтримувати роботу ТЕЦ для забезпечення централізованого опалення взимку. З метою подолання цих викликів Китай планує вжити низку заходів, серед яких вдосконалення системи прогнозування та підключення об'єктів відновлюваної енергетики до автоматизованої системи управління обсягами виробництва (Bird et al. 2015).

Німеччина

У Німеччині 96% обмеження обсягу виробництва електроенергії у 2017 році припадало на вітрову електроенергетику. Це, ймовірно, пов'язано з тим, що більшість сонячних електростанцій підключені до мереж низької напруги, тоді як згортання виробництва стосується ліній високої та середньої напруги. Показники обмеження останніми роками швидко зросли через те, що збільшення пропускної здатності систем передачі відстає від темпів розгортання ВДЕ. За період 2009 - 2017 рр. обмеження обсягів виробництва електроенергії з ВДЕ зросло з 74 до 5518 ГВт-год.

Ірландія

Досвід Ірландії, де частка сонячної електроенергетики є незначною, доводить, що навіть при високому проникненні відновлюваних джерел енергії, у гнучкій системі можна досягти помірного рівня обмеження виробництва. У 2017 році, коли вітрові електростанції забезпечували 26% попиту на електроенергію, обсяги виробництва ВЕС обмежили лише на 4% від загального потенціалу виробництва. Хоча 31% згортання було пов'язано з мережевими причинами, такими як перевищення пропускної здатності мережі або відключення ліній електропередачі у зв'язку з технічним обслуговуванням, 69% були зумовлені вимогами до стабільності системи, вимогами до оперативного резерву або вимогами до регулювання напруги. Останній тип обмеження виробництва, як правило, має місце у періоди низького споживання електроенергії з 23:00 до 9:00, коли на традиційні електростанції накладаються зобов'язання щодо мінімальних обсягів генерації, тоді як обмеження виробництва протягом дня є більш імовірним через перевантаженість локальної мережі (EirGrid & SONI 2018).

6 Перспективи

У цьому аналітичному документі ми показали, що застосування обмеження виробництва електроенергії з ВДЕ в якості звичайного механізму оператора енергосистеми для забезпечення гнучкості системи дозволить пом'якшити «зелено-вугільний парадокс» в Україні. Скорочення потреби у резервних потужностях на певні години за допомогою покладання запобіжного обмеження на обсяги виробництва електроенергії з ВДЕ на добу наперед дозволить утримувати в оперативному резерві менше енергоблоків ТЕС. Це в свою чергу дозволить збільшити частку АЕС, що приведе до загального зниження викидів ПГ від виробництва електроенергії.

Мета цього документу полягає в тому, щоб показати, що тимчасове обмеження виробництва електроенергії з ВДЕ є «необхідним злом», оскільки дає до набору інструментів системного оператора додатковий інструмент забезпечення гнучкості системи. Чи є цей варіант гнучкості не лише короткостроковим рішенням зелено-вугільного парадоксу, але й звичайною альтернативою іншим варіантам забезпечення гнучкості за рахунок маневрених потужностей, залежить від економіки: при прозорій та належно-структурованій системі компенсацій виробникам електроенергії з ВДЕ, можливо і стимулювати інвестиції, і забезпечити експлуатацію енергосистеми України з мінімальними витратами і мінімальними обмеженнями обсягів виробництва електроенергії. Наступний крок - продумати правила ринку, які приведуть до такої оптимальної поведінки учасників ринку. Дозволити виробникам електроенергії з ВДЕ брати участь у балансуєчому ринку – це перспективна опція, яка варта уваги.

Результати, наведені в цьому документі, залежать від здатності системного оператора встановлювати вимоги до необхідних резервів у динамічному режимі. Ми показали, що попереджувальне обмеження виробництва обсягів електроенергії з ВДЕ, що надходять у дуже вітряні та сонячні години, зменшує потребу системи у резервах, а відтак дозволяє зберігати більше енергоблоків АЕС у мережі. Тому ми стверджуємо, що необхідні резерви в енергосистемі

України слід визначати у динамічному режимі, враховуючи очікуване надходження електроенергії з ВДЕ та пов'язані з цим помилки прогнозу. В рамках цього аналітичного документу ми лише стисло торкнулися питання оптимальної структури оперативних резервів енергосистеми України. Подальша та більш детальна робота над питанням належного встановлення необхідних обсягів оперативних резервів в динамічному режимі була б важливим внеском у забезпечення відповідності енергосистеми України вимогам завтрашнього дня.

7 Додатки

7.1 Параметризація та зведені результати

Таблиця А 1: Встановлена потужність, МВт

Тип	При обмеженнях виробництва	Без обмежень виробництва
Вітрові електростанції	2,250	
Сонячні електростанції	5,250	
АЕС	10,000	4,000
ТЕС	16,460	
Великі ГЕС	4,600	
ГАЕС	1,500	

Джерело: власні розрахунки

Таблиця А 2: Зведені результати

	Без обмежень виробництва	При обмеженнях виробництва
(1) Обсяги виробництва електроенергії	ТВт·год	
АЕС	35.0	87.6
ТЕС	84.7	36.3
Великі ГЕС	7.6	6.8
ТЕЦ	7.3	7.3
ГАЕС	0.7	2.7
Вітрові електростанції	7.3	6.6
Сонячні електростанції	7.2	5.5
(2) Обмеження виробництва	ТВт·год	
Вітрові електростанції	–	0.73
Сонячні електростанції	–	1.71
(3) Обсяги викидів	94 Мт CO ₂	40 Мт CO ₂

Джерело: власні розрахунки

7.2 Опис моделі

В рамках проекту Low Carbon Ukraine була розроблена модель оптимальної диспетчеризації (ODM), яка на сьогодні наявна у версії 4. При реалізації моделі ODM ми користувалися сучасні математичні формули економіки енергетики. Модель реалізована у Pyomo, мові моделювання оптимізації Python з відкритим кодом. Pyomo дозволяє використовувати різні програмні комплекси для обчислення задач, як з відкритим кодом (такі як CBC або GLPK), так й комерційні (такі як GUROBI, CPLEX або MOSEK). У якості вхідних даних у моделі використані сучасні техніко-економічні характеристики енергетичного сектору України, за відсутності таких, - дані з наукових джерел.

7.2.1 Мотивація

ODM дозволяє проаналізувати сценарії потенційного довгострокового розвитку системи електроенергетики України:

- Їхню техніко-економічну обґрунтованість,
- Потенційні проблемні місця у генерації та/або передачі електроенергії,
- Відповідні витрати на генерацію електроенергії,
- Обсяги викидів вуглецю, пов'язані з виробництвом електроенергії.

Результати аналізу сценаріїв, надають особам, відповідальним за розробку політики, інформацію щодо можливих шляхів розвитку відновлюваної енергетики, пов'язаних з цим необхідних інвестицій та цін, а також впливу обраного шляху на добробут населення.

7.2.2 Характеристики

Ми дотримуємось оптимізаційного підходу, тобто модель мінімізує сукупні витрати на виробництво електроенергії з урахуванням технічних обмежень. На кожну годину модель визначає необхідні обсяги виробництва електроенергії, виходячи з технічних характеристик усіх типів електростанцій таким чином, щоб задовольнити попит та врахувати всі подальші обмеження.

Модель надає рішення щодо диспетчеризації на добу наперед, тобто оптимізує за 24-годинними часовими інтервалами.

Часові рамки: Модель оптимізує один рік з 8760 годин.

Технології: Ми розглядаємо АЕС та ТЕС, вітрові, сонячні електростанції, ГАЕС та великі ГЕС. До того ж, потужності ТЕЦ моделюються як екзогенно задана траєкторія виробництва електроенергії на 2018 р.

Регіони: Модель розглядає 8 регіонів мереж передачі, що пов'язані між собою величиною пропускної спроможності. Сумарне навантаження на годину для суми всіх регіонів відповідає траєкторії навантаження в Україні у 2018 р.

Передача: мережі регіональних операторів мереж передачі сполучаються не більше ніж одною лінією електропередачі. Ми припускаємо, що чиста пропускна потужність між регіонами базується на орієнтовній сукупній потужності високовольтних ліній електропередачі. Моделюється правило балансу в кожному регіоні оператора мереж передачі, а також закони Кірхгофа.

Невизначеність: У цій версії моделі ми дотримуємося ймовірнісної парадигми (складання графіків навантаження енергоблоків) - розширення детермінованого методу, який є "найпоширенішою практикою, що використовується для роботи з невизначеністю в енергетичній галузі". (Morales-Espana 2014, p. 28).

Коливання обсягів виробництва електроенергії з ВДЕ та попиту, а також ризик відключення традиційних електростанцій (критерій N-1) враховуються у моделі в алгоритмі визначення

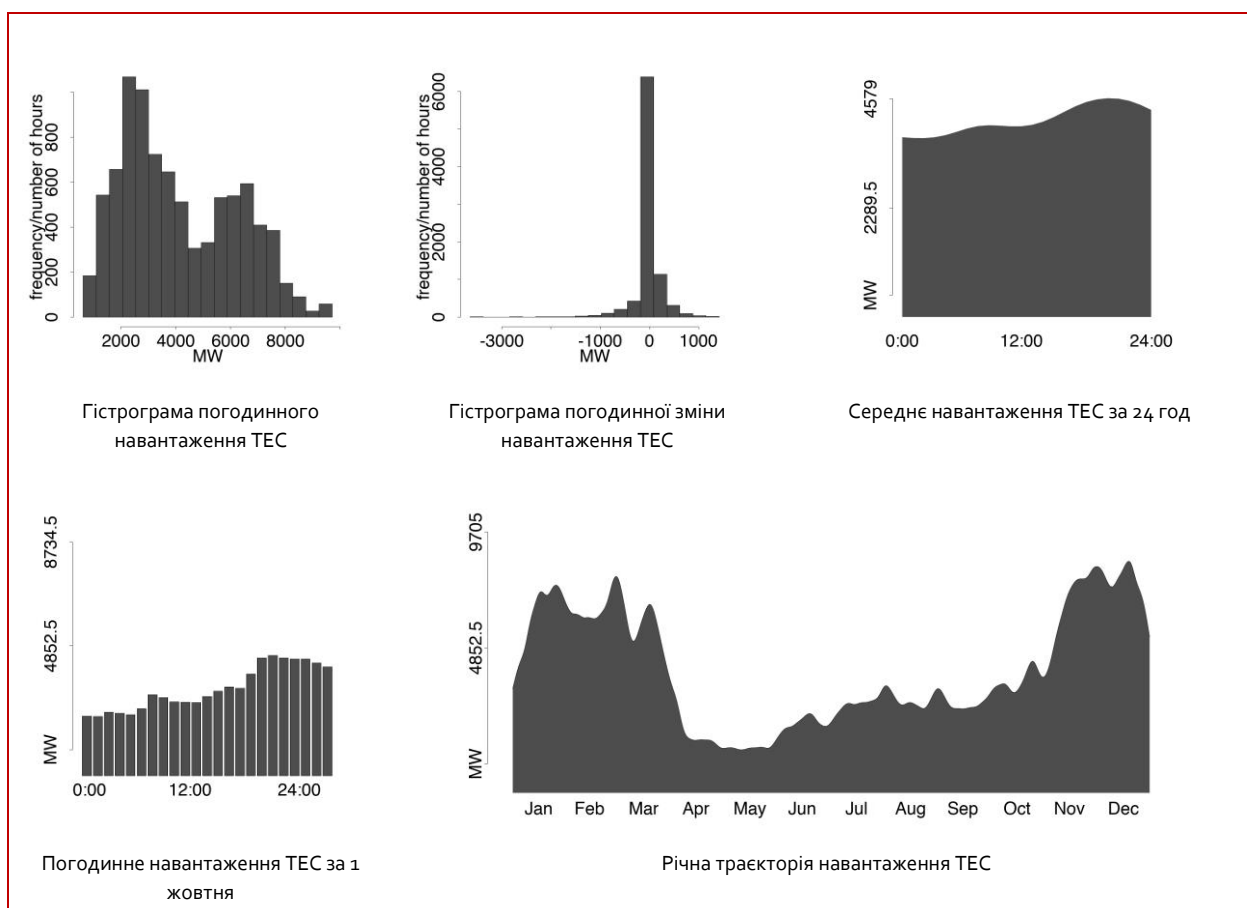
необхідних резервів (див. нижче). На відміну від стохастичної та усталеної парадигми складання графіків навантаження енергоблоків, детермінована парадигма вимагає меншої обчислювальної потужності і її легко реалізувати. Тим не менш, як правило, в ній завищуються цифри необхідних резервів, що є економічно неефективним (Morales-Espana 2014).

7.2.3 Потужності генерації

Характеристики ТЕС

У моделі охоплені 16,4 ГВт потужностей ТЕС, що розташовані у різних областях. У цій версії моделі реалізовані детерміновані складання графіків навантаження енергоблоків ТЕС. Таким чином, енергоблоки ТЕС одного типу агрегуються в кластери. Кожен фізичний енергоблок ТЕС може бути або увімкнено, або вимкнено, він може перебувати в режимі пуску або вимикання. Для всіх агрегатів ТЕС моделюється обмежена здатність зміни потужності під час нормальної роботи, а також під час пуску та зупинення (коли доступні 50% потужності блоку), мінімальний час зниження (10 годин) та збільшення роботи (5 годин), а також мінімальні навантаження (від 50 до 70%) (Meus, Poncelet & Delarue 2017).

Рисунок А 1: Приклад результатів виробництва ТЕС при сценарії 7,5 ГВт потужностей ВДЕ



Характеристики АЕС

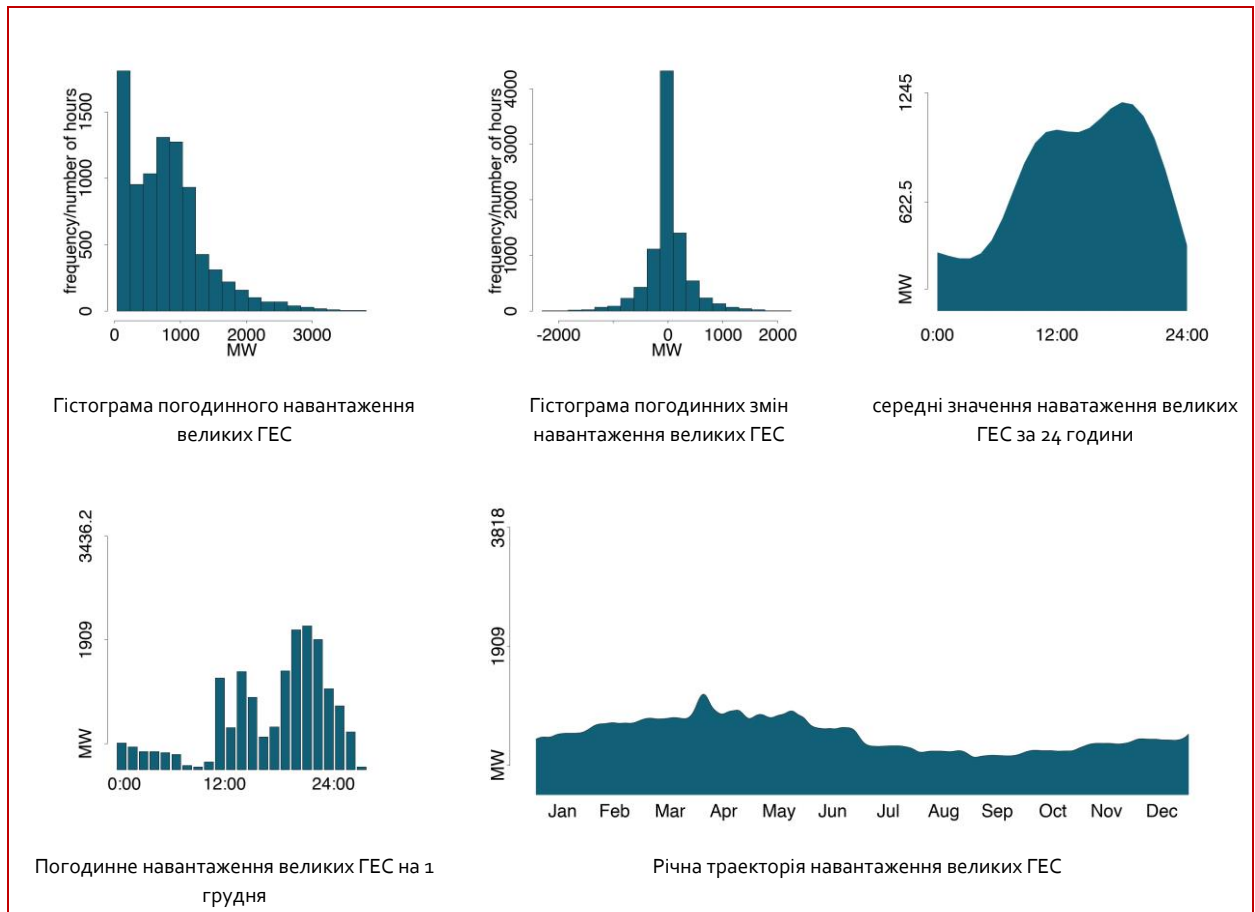
У поточній версії моделі АЕС моделюються як безумовна генерація без можливості маневрування.

Характеристики великих ГЕС

В Україні працюють вісім великих ГЕС. Сім великих гідроелектростанцій на річці Дніпро організовані у каскад водосховищ та руслових ГЕС. Дві дамбові ГЕС розташовані на річці Дністер. Встановлена потужність великих ГЕС становить до 4,6 ГВт. У нашій моделі кожна електростанція на річці Дніпро має водойму для зберігання води. Різні водойми розташовані або безпосередньо

перед електростанцією, або на річці між двома станціями. Потенціал генерації електроенергії кожної великої ГЕС залежить від наявного потоку води вище за течією та характеристик установки, таких як гідравлічний напір, розряд генератора та встановлена потужність⁴. Показники щорічної витрати води для обох річок узяті з наявних даних (Kara et al. 2008). Моделюється також відповідна зміна запасів води у водоймах.

Рисунок А 2: Приклад результатів виробництва великими ГЕС при сценарії 7,5 ГВт потужностей ВДЕ



Характеристики ГАЕС

Ми розглядаємо 1,5 ГВт потужності ГАЕС у режимі генерації та 7 ГВт потужності акумулювання. З метою спрощення ми описуємо процес акумулювання як акумулювання електроенергії замість води. ККД перетворення припускається на рівні 73% для всіх агрегатів ГАЕС.

Характеристики об'єктів відновлюваної енергетики

У моделі враховуються лише вітрові та сонячні електростанції. Для кожного регіону ми моделюємо агрегований "блок" парків вітрових/сонячних електростанцій. Встановлені потужності в кожному регіоні визначаються зовнішніми факторами.

Обсяг генерації електроенергії обмежений залежними від погоди змінними показниками. Коливання представлені погодинними коефіцієнтами потужності в результаті зміни швидкості вітру та сонячного випромінювання в кожному регіоні. Ми використовуємо дані, наведені ресурсом Renewables.ninja⁵.

⁴ Характеристики ГЕС надані он-лайн Укргідроенерго (<http://uhp.kharkov.ua/en>).

⁵ <https://www.renewables.ninja>

7.2.4 Визначення розміру необхідних резервів

У цій моделі використовується імовірнісний підхід. Графік експлуатації та відпуску електроенергії з енергоблоку повинні відповідати (очікуваному) навантаженню, тоді як питання невизначеності вирішується за рахунок оперативних резервів. (Для порівняння підходів до планування пуску та зупинки енергоблоків див., наприклад, Lowery & O'Malley (2014) та Morales-Espana (2014)). Наш (імовірнісний) підхід враховує помилки прогнозування обсягів виробництва електроенергії з ВДЕ (Magdkowski & Kaltschmitt 2017). На відміну від стохастичного та усталеного підходу до планування пусків та зупинки енергоблоків, ми безпосередньо не розглядаємо невизначеність обсягів виробництва електроенергії з ВДЕ (Zhou et al. 2016). Тому вимоги до необхідних резервів встановлюються за невизначеністю, що стосується помилок у прогнозуванні обсягів виробництва електроенергії з ВДЕ та попиту, а також критерію N-1. Ми не розрізняємо вторинні, первинні та третинні резерви та поєднуємо їх в одній величині.

Визначення резервів для підвищення та зниження енергопостачання відбувається шляхом "складання графіків регулювання енергопостачання у динамічному режимі" (Srpak et al. 2019). Зміна у очікуваному значенні невизначеності (коливання обсягів виробництва електроенергії з ВДЕ) веде до зміни у необхідних резервах. Тому, обсяг необхідних резервів може змінюватися по годинно.

В той час коли резерви для зниження енергопостачання покривають неочікуване збільшення обсягів виробництва електроенергії (як правило, з ВДЕ) або зменшення попиту, резерви підвищення енергопостачання забезпечують гнучкість у випадках, коли генератор відключається з мережі (або у випадках зменшення обсягів виробництва, наприклад ВДЕ, або, додатково, у випадках вимкнення традиційної потужності електроенергетики) та/або у непередбачувані піки попиту. Необхідні для зниження та підвищення енергопостачання резервні потужності складаються з фіксованої та змінної частки. Фіксована частка резервів у 1 ГВт для підвищення енергопостачання необхідна для виконання критерію N-1.

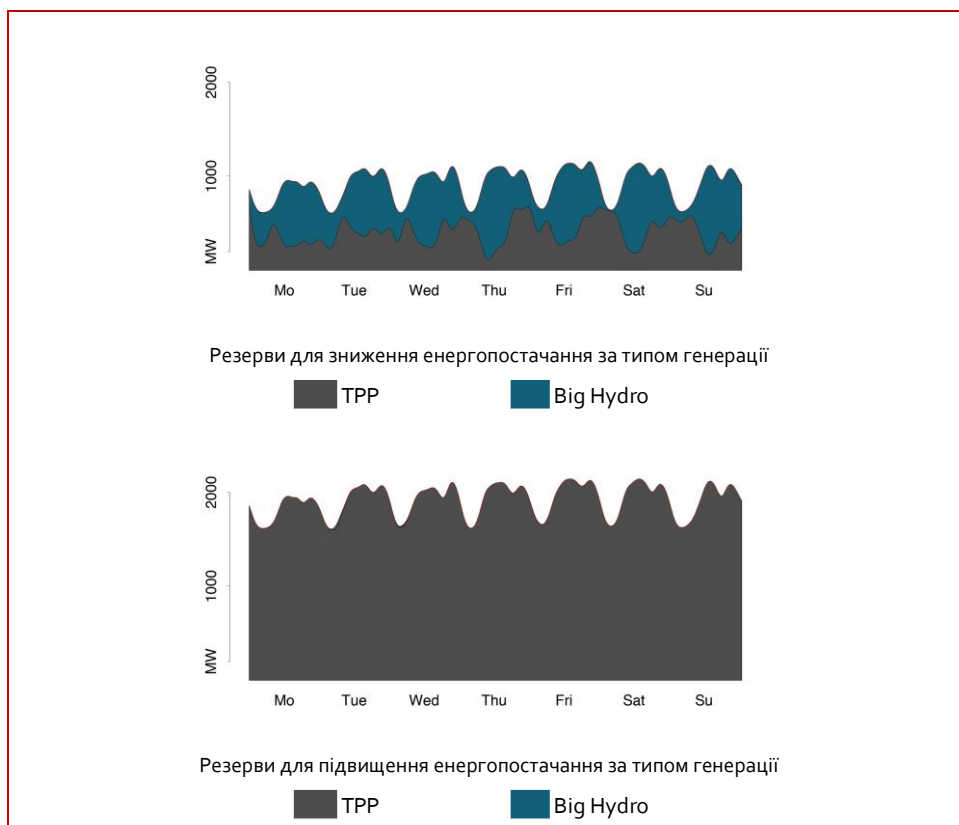
Змінна частка резервів покриває похибки прогнозу виробництва вітровими, сонячними електростанціями та похибки прогнозу попиту. Отже, (змінна) частина резервів визначається виходячи з очікуваного обсягу (прогнозу) виробництва вітровими, сонячними електростанціями та попиту плюс додатковий ризик, який враховує неструктурні та об'єктивні помилки прогнозів. Додатковий ризик перевантаження визначається на основі розподілу помилок прогнозу та екзогенно заданих ризиків. Для спрощення та внаслідок обчислювальних обмежень програмного комплексу з відкритим кодом (GLPK) припускається, що помилки прогнозування слідує нормальному розподілу із нульовим середнім значенням та сигмою стандартного відхилення для кожного типу генерації та попиту (обговорення розподілу характеристик помилок прогнозу див. Hodge et al. 2012). В цьому документі ми припускаємо сигму стандартного відхилення у 20% та 15% для відносної похибки прогнозу обсягів виробництва вітровою та сонячною енергетикою на основі даних Німеччини, при цьому значенні для попиту на рівні 2%. Для подальшої оцінки необхідних резервних потужностей необхідно провести детальний аналіз прогнозів виробництва українськими вітровими та сонячними електростанціями.

Приклад: Припустимо, що обсяг генерації вітровою та сонячною енергетикою на 12:00 становить 2 ГВт та 1 ГВт, відповідно при прогнозі попиту у 22 ГВт, тоді сигма стандартного відхилення дорівнює

$$\sqrt{(0,2 \cdot 2 \text{ ГВт})^2 + (0,15 \cdot 1 \text{ ГВт})^2 + (0,02 \cdot 22 \text{ ГВт})^2} = 0,61 \text{ ГВт.}$$

Тоді при довірчому інтервалі 95% (2,5 сигма), обсяг необхідних змінних резервів становить 1 533 МВт.

Рисунок А 3: резерви для підвищення та зниження енергопостачання необхідні на один тиждень у сценарії 7,5 ГВт потужностей ВДЕ



8 Література

Bird, L., Lew, D., Milligan, M., Carlini, E. M., Estanqueiro, A., Flynn, D., ... & Eriksen, P. B. (2016). Wind and solar energy curtailment: A review of international experience. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 65, 577-586.

EirGrid & SONI (2019). Annual Renewable Energy Constraint and Curtailment Report 2018. <http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/Annual-Renewable-Constraint-and-Curtailment-Report-2018-V1.0.pdf>.

Hodge et al. (2012). "Wind Power Forecasting Error Distributions - An International Comparison", Conference Paper, NREL, <https://www.nrel.gov/docs/fy12osti/56130.pdf>.

Kara, A. B., Wallcraft, A. J., Hurlburt, H. E., & Stanev, E. V. (2008). Air-sea fluxes and river discharges in the Black Sea with a focus on the Danube and Bosphorus. *Journal of Marine Systems*, 74(1-2), 74-95.

Lowery, C. and Mark O'Malley (2014). "Reserves in Stochastic Unit Commitment: An Irish System Case Study", *IEEE TRANSACTIONS ON SUSTAINABLE ENERGY*.

Magdowski, A., & Kaltschmitt, M. (2017). Prognose der Day-Ahead Wind-und Photovoltaikstromerzeugung–Einflussgrößen und Zuverlässigkeit. *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 41(1), 57-71.

Meus, J., Poncet, K., & Delarue, E. (2017). Applicability of a clustered unit commitment model in power system modeling. *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(2), 2195-2204.

Morales-Espana, G. (2014), "Unit Commitment: Computational Performance, System Representation and Wind Uncertainty Management", Thesis Delft University of Technology.

Srpak, D., L. Havaš and B. Polajžer, (2019), "Regulating Reserve Dynamic Scheduling and Optimal Allocation in Systems with a Large Share of Wind-Power Generation", *Energies* 2019, 12, 212.

Yasuda, Y., Bird, L., Carlini, E. M., Estanqueiro, A., Flynn, D., Forcione, A., ... & Martin-Martinez, S. (2015, October). International comparison of wind and solar curtailment ratio. In *Proceedings of the 14th Wind Integration Workshop*.

Zhou, G., K. Thang, K. Yuan, D. Li, Q. Ding, L. Xie and S. Wu, (2016), "A Comparative Study of Deterministic Unit Commitment and Probabilistic Unit Commitment", *Advances in Engineering Research*, volume 112, <https://pdfs.semanticscholar.org/aaee/4b1b12398081a47ee18489f38383f4e37529.pdf>.