

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ**  
**МИКОЛАЇВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ АГРАРНИЙ УНІВЕРСИТЕТ**

Кафедра електроенергетики, електротехніки та електромеханіки

**АЛЬТЕРНАТИВНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ**

методичні рекомендації для виконання практичних робіт здобувачами першого (бакалаврського) рівня вищої освіти ОПП «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» денної форми здобуття вищої освіти

Миколаїв

2026

Рекомендовано до друку науково-методичною комісією інженерно-енергетичного факультету Миколаївського національного аграрного університету від 17.03.2026, протокол № 6

**Укладачі:**

**Мартиненко Володимир Олександрович** - кандидат технічних наук, доцент, кафедра електроенергетики, електротехніки та електромеханіки;

**Садовий Олексій Степанович** - кандидат технічних наук, доцент, кафедра електроенергетики, електротехніки та електромеханіки.

**Рецензенти:**

Іванов Г.О. – доцент кафедри загальнотехнічних дисциплін, кандидат технічних наук, доцент;

Рябенський В.М. – завідувач кафедри програмована електроніка, електротехніка і телекомунікації професор, доктр. тех. наук, Національного університету кораблебудування ім. адмірала Макарова.

© Миколаївський національний аграрний університет, 2026

## ЗМІСТ

Практична робота № 1 «Класифікація відновлюваних джерел енергії та оцінювання їх потенціалу для заданого регіону» .....	6
Практична робота № 2 «Аналіз показників інтеграції відновлюваних джерел енергії в комбіновану енергосистему» .....	8
Практична робота № 3 «Розрахунок потреб у маневровій потужності об'єднаної енергосистеми з урахуванням впровадження відновлюваних джерел енергії» .....	11
Практична робота № 4 «Оцінювання точності прогнозування генерації вітрової електростанції та розрахунок вартості небалансу» .....	14
Практична робота № 5 «Розрахунок метрик точності прогнозування генерації сонячної електростанції та порівняння методів прогнозування» .....	17
Практична робота № 6 «Розрахунок вітрового потенціалу майданчика: вертикальний профіль швидкості вітру, питома потужність потоку та оцінка генерації за розподілом Вейбула» ....	21
Практична робота № 7 «Комплексна оцінка сонячного та вітрового енергетичного потенціалу регіону. Розрахунок виробітку ФЕС та ВЕС. Аналіз надійності геліо-вітрової системи» ....	24
Практична робота № 8 «Підбір акумуляторної системи для гібридної геліо-вітрової установки. Аналіз сезонного енергетичного балансу» .....	27
Практична робота № 9 «Розрахунок геотермальної теплонасосної системи у складі комплексного ВДЕ-комплексу. Оцінка покриття електричного навантаження та економії первинної енергії» .....	31
Практична робота № 10 «Розрахунок системи виробництва зеленого водню з відновлюваних джерел енергії. Оцінка обсягу виробництва та собівартості» .....	34
Практична робота № 11 «Розрахунок показників надійності та питомої вартості енергії автономної гібридної мікромережі» .....	38
Практична робота № 12 «Розрахунок граничної потужності ВДЕ в об'єднаній енергосистемі. Оцінка стадії інтеграції та потреб у резерві» .....	44
Практична робота № 13 «Ефект географічної дисперсії групи вітрових електростанцій. Розрахунок варіативності потужності та потреб у додатковому резерві» .....	47
Практична робота № 14 «Аналіз сумісної роботи вітрових та сонячних електростанцій. Розрахунок нормованої сумарної потужності та ефекту взаємної компенсації» .....	51
Практична робота № 15 «Оптимізація співвідношення ВЕС та СЕС у комбінованій системі. Розрахунок необхідної ємності та потужності акумулятора» .....	55
Практична робота № 16 «Вибір технології та розрахунок параметрів системи акумулювання енергії для комбінованої ВДЕ-системи» .....	58

Практична робота № 17 «Розрахунок запасу статичної стійкості ОЕС при інтеграції вітрових та сонячних електростанцій. Оцінка допустимої потужності ВДЕ в контрольованому перетині» .....	62
Практична робота № 18 «Розрахунок рівня проникнення ВДЕ та економії палива у вітро-дизельній (фото-дизельній) електростанції» .....	65
Список літератури .....	69

## ВСТУП

Дисципліна «Альтернативні джерела енергії» посідає важливе місце у підготовці здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти за ОПП «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», оскільки формує сучасне уявлення про принципи використання відновлюваних і нетрадиційних джерел енергії, особливості їх роботи та можливості застосування в електроенергетичних системах. В умовах зростання ролі сонячної, вітрової, гідро-, біо- та геотермальної енергетики майбутній фахівець повинен уміти не лише орієнтуватися в основних видах ВДЕ, а й виконувати інженерні розрахунки, оцінювати енергетичний потенціал територій, аналізувати режими роботи комбінованих енергосистем і обґрунтовувати технічні рішення.

Методичні рекомендації до виконання практичних робіт розроблено з метою закріплення теоретичних знань і набуття практичних навичок з аналізу, розрахунку та оцінювання параметрів систем на основі альтернативних джерел енергії. Зміст практичних робіт охоплює питання класифікації та оцінювання потенціалу ВДЕ, визначення показників інтеграції відновлюваних джерел у комбіновані енергосистеми, розрахунку потреб у маневровій потужності, оцінювання точності прогнозування генерації, визначення ефективності систем акумулювання енергії, а також аналізу роботи гібридних енергетичних комплексів.

Виконання практичних робіт спрямоване на формування у здобувачів умінь працювати з вихідними даними, використовувати розрахункові залежності, аналізувати отримані результати та робити обґрунтовані висновки щодо доцільності застосування того чи іншого виду альтернативного джерела енергії в конкретних умовах. Особлива увага приділяється зв'язку між ресурсним потенціалом регіону, технічними характеристиками установок, режимами роботи енергосистеми та вимогами до її надійності й ефективності.

Методичні рекомендації можуть бути використані здобувачами вищої освіти під час аудиторної та самостійної роботи, підготовки до практичних занять, виконання індивідуальних завдань і підсумкового контролю. Їх застосування сприятиме кращому засвоєнню навчального матеріалу, розвитку інженерного мислення та набуттю практичної готовності до розв'язання професійних завдань у сфері відновлюваної енергетики та сучасних електроенергетичних систем.

## Практична робота № 1

### Тема: «Класифікація відновлюваних джерел енергії та оцінювання їх потенціалу для заданого регіону»

#### Завдання

1. Визначити, які категорії відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) наявні у заданому регіоні. Занести їх у класифікаційну таблицю з зазначенням виду, групи (відновлюване/невідновлюване, традиційне/нетрадиційне) та форми первинної енергії.
2. Розрахувати річну генерацію електроенергії фотоелектричною установкою (ФЕУ) площею 10 м<sup>2</sup> при заданій питомій сонячній радіації та ККД панелей 20 %.
3. За середньою швидкістю вітру визначити клас вітрового ресурсу та розрахувати питому потужність вітрового потоку (Вт/м<sup>2</sup>).
4. Розрахувати валовий, технічний (40 % від валового) та економічний (15 % від валового) потенціал сонячної енергії для умовної площі 1 км<sup>2</sup> у заданому регіоні.
5. Скласти стислий висновок: які ВДЕ є пріоритетними для заданого регіону та чому.

#### Короткі теоретичні відомості

Відновлювані джерела енергії (ВДЕ) — це потоки енергії, що постійно або циклічно діють у природі і поновлюються від первинних джерел швидше, ніж витрачаються. Відповідно до класифікації Світової енергетичної ради (WEC), усі енергетичні ресурси Землі поділяються на 16 видів за двома критеріями: рівнем освоєння (традиційні та нетрадиційні) та природою утворення (відновлювані та невідновлювані). До нетрадиційних відновлюваних належать: біомаса (крім дров), сонячна, вітрова, геотермальна, припливна, хвильова енергія та енергія малих водотоків.

Потенціал ВДЕ оцінюється на трьох рівнях. Валовий потенціал — це середньорічна кількість енергії певного виду ВДЕ за умови її повного перетворення у корисну форму. Технічний потенціал — частина валового потенціалу, освоєння якої можливе при сучасному рівні техніки і з дотриманням вимог захисту довкілля; він зазвичай становить 30–50 % від валового. Економічний потенціал — частина технічного потенціалу, освоєння якої економічно виправдане за поточних цін на енергоносії й обладнання; орієнтовно 10–20 % від валового.

Сонячна енергія перетворюється двома способами: тепловим (сонячні колектори, концентраційні СЕС) та фотоелектричним (PV-панелі). Річна генерація фотоелектричної установки розраховується за формулою:  $E = H \cdot S \cdot \eta$ , де  $H$  — питома річна сонячна радіація (кВт·год/м<sup>2</sup>/рік),  $S$  — площа панелей (м<sup>2</sup>),  $\eta$  — ККД перетворення (частки одиниці). Для України питома річна радіація становить 1100–1450 кВт·год/м<sup>2</sup> залежно від регіону, для південних областей вона наближається до середземноморських значень.

Вітрова енергія характеризується питомою потужністю вітрового потоку (Вт/м<sup>2</sup>), що розраховується за формулою:  $P/A = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v^3$ , де  $\rho$  — густина повітря ( $\approx 1,225$  кг/м<sup>3</sup> за стандартних умов),  $v$  — швидкість вітру (м/с). Ця залежність є кубічною, тому навіть незначне зростання швидкості вітру суттєво збільшує потенціал. Вітроустановки поділяють на три класи за номінальною потужністю: малі (до 100 кВт), середні (до 1 МВт) і великі (понад 1 МВт). Ефективна експлуатація ВЕС можлива при середньорічній швидкості вітру від 5 м/с і вище. Коефіцієнт використання встановленої потужності (КВВП) для вітроустановок у реальних умовах складає 20–45 %.

Геотермальна енергія — теплова енергія надр Землі, яка перетворюється геотермальними станціями (ГеоТЕС) у теплову та електричну енергію. В Україні геотермальний потенціал зосереджений переважно у Карпатському регіоні (температурний градієнт до 50 °С/км) та Кримському (нині недоступний). Гідроенергетика малих водотоків відповідно до нормативів ООН поділяється на: мікро-ГЕС (до 100 кВт), міні-ГЕС (до 1 МВт) та малі ГЕС (1–30 МВт). Потенціал біомаси в Україні є одним з найбільших серед ВДЕ і оцінюється на рівні 25–30 % від потреб країни в первинній енергії.

### Зразок виконання завдання (варіант 1 — Миколаївська область)

Вихідні дані: питома сонячна радіація  $H = 1380 \text{ кВт} \cdot \text{год}/\text{м}^2/\text{рік}$ ; середня швидкість вітру  $v = 5,2 \text{ м/с}$ ; потужність малих ГЕС — 12 МВт; геотермальна потужність — відсутня; потенціал біомаси — 18 ПДж/рік.

Завдання 1. Класифікація ВДЕ регіону.

Для Миколаївської області наявні такі ВДЕ: сонячна енергія (нетрадиційна відновлювана, пряме сонячне випромінювання); вітрова енергія (нетрадиційна відновлювана, вторинний прояв сонячного випромінювання); гідроенергія малих водотоків (традиційна відновлювана, кінетична та потенціальна енергія води); біомаса (нетрадиційна відновлювана, хімічна енергія фітобіомаси). Геотермальна енергія та припливна для даного регіону практично відсутні.

№	Вид ВДЕ	Група за освоєнням	За природою утворення	Первинна форма енергії	Наявність
1	Сонячна	Нетрадиційна	Відновлювана	Сонячне випромінювання	Так
2	Вітрова	Нетрадиційна	Відновлювана	Атмосферна циркуляція	Так
3	Мала гідроенергія	Традиційна	Відновлювана	Енергія води	Так
4	Біомаса	Нетрадиційна	Відновлювана	Хімічна (фотосинтез)	Так
5	Геотермальна	Нетрадиційна	Відновлювана	Теплова надр Землі	Ні

Завдання 2. Річна генерація ФЕУ.

Формула:  $E = H \cdot S \cdot \eta$

$E = 1380 \text{ кВт} \cdot \text{год}/\text{м}^2/\text{рік} \times 10 \text{ м}^2 \times 0,20 = 2760 \text{ кВт} \cdot \text{год}/\text{рік} \approx 2,76 \text{ МВт} \cdot \text{год}/\text{рік}$

Для порівняння: це покриває річне споживання електроенергії 1–2 середніх домогосподарств (норма  $\sim 1200\text{--}1500 \text{ кВт} \cdot \text{год}/\text{рік}$  на 1 особу).

Завдання 3. Клас вітрового ресурсу та питома потужність.

$v = 5,2 \text{ м/с}$  — відповідає 3-му класу вітрового ресурсу (5,0–5,9 м/с) — придатний для промислової вітрогенерації.

Формула:  $P/A = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v^3 = 0,5 \times 1,225 \times 5,2^3 = 0,5 \times 1,225 \times 140,6 = 86,1 \text{ Вт}/\text{м}^2$

Завдання 4. Потенціал сонячної енергії для площі  $S = 1 \text{ км}^2 = 10^6 \text{ м}^2$ .

Валовий потенціал:  $W_{\text{вал}} = 1380 \times 10^6 = 1,38 \times 10^9 \text{ кВт} \cdot \text{год}/\text{рік} = 1380 \text{ ГВт} \cdot \text{год}/\text{рік}$

Технічний потенціал (40 %):  $W_{\text{тех}} = 0,40 \times 1380 = 552 \text{ ГВт} \cdot \text{год}/\text{рік}$

Економічний потенціал (15 %):  $W_{\text{екон}} = 0,15 \times 1380 = 207 \text{ ГВт} \cdot \text{год}/\text{рік}$

Завдання 5. Висновок.

Для Миколаївської області пріоритетними ВДЕ є сонячна та вітрова енергія. Висока питома сонячна радіація ( $1380 \text{ кВт} \cdot \text{год}/\text{м}^2/\text{рік}$ , що перевищує середньоукраїнську на  $\sim 8\%$ ) та достатня середня швидкість вітру ( $5,2 \text{ м/с}$ , що задовольняє мінімальний поріг для промислових ВЕС) створюють сприятливі умови для розміщення як сонячних, так і вітрових електростанцій. Потенціал біомаси ( $18 \text{ ПДж}/\text{рік}$ ) є помірним через переважно степовий характер регіону та обмежений обсяг сільськогосподарських відходів, придатних для енергетичного використання. Мала гідроенергія має обмежені перспективи через рівнинний рельєф.

### Варіанти для виконання завдань (30 варіантів)

Таблиця 1 — Вихідні дані для виконання практичної роботи № 1

Вар.	Регіон	Сонячна радіація, $\text{кВт} \cdot \text{год}/\text{м}^2/\text{рік}$	Швидкість вітру, м/с	Малі ГЕС, МВт	Геотермал., МВт	Біомаса, ПДж/рік
1	Миколаївська обл.	1380	5.2	12	0	18
2	Херсонська обл.	1420	5.8	6	0	14
3	Одеська обл.	1350	6.1	8	0	16

4	Запорізька обл.	1360	5.5	15	0	22
5	Дніпропетровська обл.	1310	4.9	18	0	28
6	Харківська обл.	1280	4.6	14	0	25
7	Полтавська обл.	1260	4.4	10	0	30
8	Вінницька обл.	1230	4.2	22	0	26
9	Черкаська обл.	1240	4	20	0	24
10	Кіровоградська обл.	1300	4.7	9	0	20
11	Київська обл.	1220	4.1	25	0	32
12	Житомирська обл.	1190	3.9	28	0	35
13	Рівненська обл.	1160	4	35	0	38
14	Волинська обл.	1140	4.3	30	0	34
15	Львівська обл.	1120	4.5	45	5	40
16	Закарпатська обл.	1200	3.8	80	8	28
17	Івано-Франківська обл.	1150	4.2	65	10	36
18	Чернівецька обл.	1180	4	40	6	30
19	Хмельницька обл.	1210	4.1	18	0	29
20	Тернопільська обл.	1170	4	16	0	26
21	Сумська обл.	1250	4.3	12	0	27
22	Чернігівська обл.	1200	4	20	0	33
23	Луганська обл.	1290	4.8	8	0	19
24	Донецька обл.	1310	5	10	0	18
25	Польща (середня)	1100	4.5	180	0	55
26	Німеччина (пд.)	1150	5	3500	0	60
27	Іспанія (пд.)	1700	6.5	700	0	42
28	Туреччина (зах.)	1550	5.8	1200	85	35
29	Данія	1050	7.2	10	0	48
30	Португалія	1650	6	4500	30	38

Примітки до таблиці варіантів:

1. Варіанти 1–24 — регіони України (дані відповідають середньорічним значенням 2020–2024 рр. за даними ДСНС, Держенергоефективності та IRENA).
2. Варіанти 25–30 — регіони країн Європи для порівняльного аналізу.
3. Геотермальний потенціал 0 МВт означає практичну відсутність комерційно освоюваного ресурсу в даному регіоні, але не відсутність низькопотенційного ресурсу для теплових насосів.
4. Потенціал біомаси наведено з урахуванням сільськогосподарських, лісових та побутових органічних відходів.
5. ФЕУ в завданні 2 — стаціонарна, орієнтована на південь, нахил 30–35°.

## Практична робота № 2

### Тема: «Аналіз показників інтеграції відновлюваних джерел енергії в комбіновану енергосистему»

#### Завдання

1. За вихідними даними варіанта розрахувати середньорічну фактичну генерацію ВДЕ (ГВт·год/рік) та середню фактичну потужність сонячних і вітрових електростанцій, використовуючи задані коефіцієнти використання встановленої потужності (КВВП).
2. Визначити частку змінних ВДЕ (сонце + вітер) у встановленій потужності системи та оцінити потребу в резервній (маневровій) потужності, приймаючи її рівною 15 % від пікового навантаження плюс 20 % від потужності змінних ВДЕ.

3. Розрахувати, на скільки відсотків необхідно збільшити встановлену потужність ВДЕ для досягнення цільового показника частки ВДЕ в електрогенерації до 2030 року, якщо пікове навантаження системи зростатиме на 1,5 % на рік.
4. Визначити тип комбінованої енергосистеми (з базовим навантаженням, напівпіковий або піковий режим резерву) та обґрунтувати доцільність підключення конкретного типу маневрового джерела (ГАЕС, газова турбіна, акумулятор) для даного регіону.
5. Скласти стислий висновок про рівень інтеграції ВДЕ в обраній енергосистемі, зазначивши ключові переваги та обмеження на основі проведених розрахунків.

### Короткі теоретичні відомості

Комбінована енергосистема — це система, що включає генерацію з відновлюваних джерел (вітер, сонце, гідро, геотермальна енергія, біомаса) та традиційні регулюючі джерела (теплові електростанції, гідроакумулюючі станції, акумуляторні системи). Основний виклик такої системи — балансування між нестабільною генерацією змінних ВДЕ та постійно змінним споживанням.

Коефіцієнт використання встановленої потужності (КВВП, англ. Capacity Factor) — відношення фактично виробленої за рік електроенергії до теоретично можливої при роботі на повну потужність цілодобово протягом року.  $KVVP = E_{\text{факт}} / (P_{\text{встан}} \times 8760)$ , де 8760 — кількість годин у році. Для наземних вітрових станцій КВВП становить 25–40 %, для офшорних — до 50–55 %; для сонячних ФЕС — 11–25 % залежно від географічного розташування; для ГЕС — 35–50 %. Значення КВВП є ключовим показником економічної ефективності електростанції.

Резервна (маневрова) потужність є обов'язковою умовою надійної роботи будь-якої енергосистеми з часткою змінних ВДЕ понад 15–20 %. Вона складається з первинного резерву (автоматичне реагування протягом секунд), вторинного (регулювання протягом хвилин) та третинного (планове диспетчерське управління). За рекомендаціями ENTSO-E мінімальний резерв становить не менше 15 % від пікового навантаження. Зі зростанням частки змінних ВДЕ до резерву додається потужність пропорційно встановленій потужності ВЕС і СЕС.

Директива ЄС RED III (Renewable Energy Directive III, 2023) підвищила обов'язкову ціль ЄС до 42,5 % ВДЕ у валовому кінцевому споживанні енергії до 2030 року (порівняно з 32 % за RED II 2018 р. та 20 % за Директивою 2009 р.). Це є актуальним орієнтиром для порівняльного аналізу. Для України Національний план відновлюваної енергетики передбачає 27 % ВДЕ у загальному кінцевому енергоспоживанні до 2030 року та 25 % частку ВДЕ в електрогенерації. Станом на кінець 2023 року встановлена потужність ВДЕ в Україні становила близько 11,5 ГВт, частка ВДЕ в електрогенерації — близько 32 % (включаючи велику гідроенергетику).

Тип маневрового резерву обирається залежно від потреби: гідроакумулюючі станції (ГАЕС) забезпечують великий обсяг резерву (сотні МВт·год) з часом запуску до хвилини і є найдешевшим способом довготривалого зберігання; газові турбіни (GT) запускаються за 10–15 хвилин і є економічно виправданими для покриття піків тривалістю 4–8 годин; акумуляторні системи (BESS) реагують за долі секунди і ефективні для короткотривалого балансування (1–4 год), проте мають вищу питому вартість зберігання.

### Зразок виконання завдання (варіант 5 — Німеччина)

Вихідні дані: частка ВДЕ в електрогенерації 2023 р. — 59 %; встановлена потужність ВДЕ — 150 ГВт; КВВП СЕС — 12 %; КВВП ВЕС наземних — 32 %; пікове навантаження системи — 85 ГВт; частка змінних ВДЕ (сонце + вітер) у виробництві — 45 %; мета частки ВДЕ на 2030 р. — 80 %.

Завдання 1. Розрахунок середньорічної генерації та фактичної потужності ВДЕ.

Для розрахунку необхідно знати розподіл потужності між типами ВДЕ. За відкритими даними Fraunhofer ISE (2023): СЕС — 66 ГВт, ВЕС наземні — 59 ГВт, ВЕС офшорні — 8 ГВт (КВВП  $\approx$  44 %), ГЕС та інші — 17 ГВт (КВВП  $\approx$  40 %).

$E_{\text{СЕС}} = 66 \text{ ГВт} \times 0,12 \times 8760 \text{ год} = 69 \text{ ГВт} \cdot \text{год} \times 1000 = 69\,365 \text{ ГВт} \cdot \text{год} / \text{рік} \approx 69,4 \text{ ТВт} \cdot \text{год} / \text{рік}$

$E_{\text{ВЕС}_n} = 59 \text{ ГВт} \times 0,32 \times 8760 = 165 \text{ ГВт} \cdot \text{год} \times 1000 \approx 165,3 \text{ ТВт} \cdot \text{год} / \text{рік}$

$$E_{\text{ВЕС}_o} = 8 \text{ ГВт} \times 0,44 \times 8760 \approx 30,8 \text{ ТВт}\cdot\text{год/рік}$$

Разом СЕС + ВЕС  $\approx 265,5 \text{ ТВт}\cdot\text{год/рік}$ . Середня фактична потужність:  $P_{\text{СЕС\_факт}} = 69,4 \text{ ТВт}\cdot\text{год} / 8760 \text{ год} \approx 7,9 \text{ ГВт}$ ;  $P_{\text{ВЕС\_факт}} = 196,1 / 8760 \approx 22,4 \text{ ГВт}$ .

Завдання 2. Потреба в резервній потужності.

Частка змінних ВДЕ у встановленій потужності:  $(66 + 59 + 8) \text{ ГВт} / 150 \text{ ГВт} = 88,7 \%$  від ВДЕ або  $(133/85 \text{ ГВт}) = 156 \%$  від пікового навантаження — система з надлишком змінних ВДЕ.

$$P_{\text{резерв}} = 0,15 \times 85 \text{ ГВт} + 0,20 \times 133 \text{ ГВт} = 12,75 + 26,6 = 39,35 \text{ ГВт} \approx 39,4 \text{ ГВт}$$

Фактично Німеччина має близько 35 ГВт регулюючих потужностей (газові ТЕС, ГАЕС, зарубіжні перетоки). Розрахункова потреба дещо вища, що пояснює труднощі з балансуванням у безвітряні/хмарні дні.

Завдання 3. Необхідне зростання потужності ВДЕ до 2030 року.

Від 2023 до 2030 р. — 7 років. Пікове навантаження зростає на 1,5 % на рік:

$$P_{\text{пік}_{2030}} = 85 \times (1 + 0,015)^7 = 85 \times 1,1098 \approx 94,3 \text{ ГВт}$$

Мета 80 % ВДЕ: якщо прийняти загальне виробництво пропорційно пікові:  $E_{\text{заг}_{2030}} \approx 94,3 / 85 \times 590 \text{ ТВт}\cdot\text{год} \approx 655 \text{ ТВт}\cdot\text{год}$ ; тоді  $E_{\text{ВДЕ}_{2030}} = 0,80 \times 655 \approx 524 \text{ ТВт}\cdot\text{год}$ .

Поточна генерація ВДЕ (2023):  $59 \% \times 590 \approx 348 \text{ ТВт}\cdot\text{год}$ . Необхідний приріст:  $(524 - 348) / 348 \times 100 \% \approx +51 \%$  генерації ВДЕ, що відповідає необхідності збільшення потужностей ВДЕ приблизно на 55–60 ГВт (з урахуванням незмінності КВВП).

Завдання 4. Тип системи та маневровий резерв.

Система Німеччини — напівпіковий та піковий режим резерву через значну частку змінних ВДЕ. Пріоритетні типи маневрового джерела: ГАЕС (існуючі  $\sim 9,8 \text{ ГВт}$ ) для добового та тижневого балансування; газові турбіни комбінованого циклу (CCGT) для резерву на 4–8 год; акумуляторні системи BESS (зростаючий парк) для миттєвого реагування. Ядерна генерація виведена з експлуатації у квітні 2023 р., що підвищило роль газу як перехідного палива.

Завдання 5. Висновок.

Енергосистема Німеччини є однією з найбільш інтегрованих за часткою змінних ВДЕ серед великих промислових країн світу. Частка 59 % ВДЕ у 2023 р. досягнута завдяки агресивному нарощуванню СЕС і ВЕС. Ключові переваги — розвинена мережева інфраструктура, міждержавні перетоки з ЄС та диверсифікація типів ВДЕ. Головні обмеження — недостатня власна потужність ГАЕС для покриття зростаючого резерву та проблеми мережевих обмежень між північчю (надлишок ВЕС) і півднем (центри споживання).

### Варіанти для виконання завдань (30 варіантів)

Таблиця 1 — Вихідні дані для виконання практичної роботи № 2

Вар.	Країна / регіон	Частка ВДЕ в ел-ці 2023, %	Встан. потужність ВДЕ, ГВт	КВВП СЕС, %	КВВП ВЕС наземні, %	Пікове навант. системи, ГВт	Частка змінних ВДЕ (С+В), %	Мета ВДЕ 2030, %
1	Данія	88	16.2	17	42	6.5	82	100
2	Ісландія	99	3.2	8	38	2.8	2	100
3	Португалія	61	22.4	22	31	8.1	54	80
4	Іспанія	57	106	23	30	44	48	74
5	Німеччина	59	150	12	32	85	45	80
6	Австрія	80	26.8	13	29	12	14	100
7	Норвегія	97	40.5	9	36	23	3	100
8	Швеція	97	47	10	40	22	18	100
9	Фінляндія	55	13.5	11	34	14	38	80
10	Нідерланди	45	24	13	38	20	38	70
11	Бельгія	40	12.3	12	29	14	37	65
12	Франція	27	75	14	25	88	14	40
13	Польща	26	19.5	11	29	28	24	46

14	Чехія	17	4.8	12	26	12	13	30
15	Румунія	52	13.6	17	30	10	46	65
16	Болгарія	44	6.4	16	29	5.5	38	60
17	Греція	55	20.5	20	32	9	48	77
18	Туреччина	44	65	19	34	50	36	65
19	Великобританія	47	63	12	42	54	38	65
20	Ірландія	42	7.2	13	39	6.2	37	80
21	Латвія	83	1.9	12	28	2.8	14	85
22	Литва	51	2.6	11	32	3.2	46	70
23	Естонія	39	0.9	12	33	2	32	65
24	Швейцарія	92	24	14	30	16	8	100
25	Японія	22	88	16	29	110	18	38
26	Австралія	36	32	23	35	50	28	82
27	США	22	430	20	31	800	16	40
28	Бразилія	92	195	21	38	100	14	93
29	Марокко	36	8.5	24	36	5	30	52
30	Україна	32	11.5	17	28	26	24	27

Примітки до таблиці варіантів:

1. Джерела даних: IRENA Renewable Capacity Statistics 2024; IEA Electricity Market Report 2024; Ember Global Electricity Review 2024; дані TSO відповідних країн.
2. КВВП (коефіцієнт використання встановленої потужності) наведено як середньорічне значення для наземних установок. Офшорні ВЕС мають КВВП на 8–15 % вище.
3. Пікове навантаження — максимальне зафіксоване навантаження енергосистеми за 2022–2023 рр.
4. Частка змінних ВДЕ (сонце + вітер) вказана у відсотках від загального виробництва електроенергії за 2023 р.
5. Мета ВДЕ 2030 — частка ВДЕ у валовому споживанні електроенергії відповідно до чинних національних планів або зобов'язань RED III (для країн ЄС — мінімум 42,5 %).
6. Дані по Україні відображають стан до повномасштабного вторгнення з поправкою на виведені з ладу потужності; для розрахунків приймати довоєнний проєктний рівень.

### Практична робота № 3

**Тема: «Розрахунок потреб у маневровій потужності об'єднаної енергосистеми з урахуванням впровадження відновлюваних джерел енергії»**

#### Завдання

1. Визначити мінімальний вторинний резерв потужності енергосистеми без урахування ВДЕ (базовий резерв  $R_{base}$ ) за нормативною формулою ENTSO-E/UCTE.
2. Розрахувати додаткові вимоги до маневрового резерву, зумовлені похибкою прогнозування генерації вітрових ( $\Delta R_{WEC}$ ) та сонячних ( $\Delta R_{CEC}$ ) електростанцій.
3. Визначити сумарний необхідний маневровий резерв ( $R_{total}$ ) та коефіцієнт маневреності системи ( $K_{маневр}$ , %).
4. Розрахувати річну генерацію електроенергії вітровими та сонячними електростанціями (ГВт·год/рік) та оцінити стадію впровадження мінливих ВДЕ в даній енергосистемі за методологією MEA.
5. Перевірити виконання умови балансу системи в нічний мінімум навантаження: чи не перевищує розрахунковий резерв маневреного діапазону (різниця між пікою та мінімально-технічним навантаженням теплових станцій). Зробити висновок про достатність маневрових ресурсів.

#### Короткі теоретичні відомості

Манєврова (резервна) потужність об'єднаної енергосистеми — це потужність генерувальних агрегатів, яка в будь-який момент може бути введена в роботу або вивільнена

для підтримки балансу між генерацією та споживанням. Зі зростанням частки змінних ВДЕ (вітрових та сонячних електростанцій) потреба в маневровій потужності збільшується, оскільки до природних коливань споживання додається непередбачувана мінливість генерації.

Мінімальний вторинний резерв потужності без урахування ВДЕ розраховується за нормативною формулою ENTSO-E (Synchronous Area Operational Handbook), яку також застосовує ОЕС України згідно з чинними Правилами ринку:  $R_{base} = a \cdot \sqrt{P_{max}} + b$ , де  $P_{max}$  — максимум навантаження системи (МВт);  $a = 10 \text{ МВт}^{0,5}$ ;  $b = 150 \text{ МВт}$ . Ця формула враховує стохастичні відхилення споживання і є обов'язковим мінімумом. При максимальному навантаженні 26 000 МВт результат становить приблизно 1 760 МВт.

Додатковий резерв через похибку прогнозування ВДЕ визначається як:  $\Delta R_{BES} = \delta_{BES} \cdot P_{BES}$  і  $\Delta R_{CES} = \delta_{CES} \cdot P_{CES}$ , де  $\delta$  — норматив допустимої похибки прогнозу (частки одиниці). Для вітрових станцій нормативна похибка при внутрішньодобовому плануванні становить 10–13 % від встановленої потужності, для сонячних — 7–9 %. Ці значення відповідають сучасним вимогам системних операторів Німеччини (50Hertz, TenneT), Польщі (PSE) та Правилам ринку України (редакція 2022–2024 рр.). Сумарний маневровий резерв:  $R_{total} = R_{base} + \Delta R_{BES} + \Delta R_{CES}$ .

Коефіцієнт маневреності системи:  $K_{маневр} = R_{total} / P_{max} \cdot 100 \%$ . Для надійної роботи системи необхідно, щоб наявна манєврова потужність (різниця між встановленою потужністю керованих джерел і їх мінімально-технічним навантаженням) не була меншою за  $R_{total}$ . Критична ситуація виникає в нічний мінімум навантаження, коли теплові та атомні станції вимушено працюють на мінімальному навантаженні, а ВДЕ продовжують генерувати — це так звана «нічна яма» або ефект «качиної кривої» (duck curve).

Стадії впровадження мінливих ВДЕ за класифікацією MEA (IEA, Phase Integration Framework): стадія 1 — частка змінних ВДЕ менше 3–5 % річного виробництва, вплив незначний; стадія 2 — 5–15 %, системний оператор починає коригувати диспетчерський графік; стадія 3 — 15–25 %, суттєве зростання вимог до маневреності та прогнозування; стадія 4 — понад 25 % аж до 100 % добового покриття, необхідні акумуляування, управління попитом та міждержавні перетоки. Для відносної оцінки стадії на практиці часто використовують частку встановленої потужності змінних ВДЕ відносно пікового навантаження системи.

#### **Зразок виконання завдання (варіант 1 — ОЕС України, проєктна)**

Вихідні дані:  $P_{max} = 26\,000 \text{ МВт}$ ;  $P_{BES} = 4\,200 \text{ МВт}$ ;  $P_{CES} = 8\,500 \text{ МВт}$ ;  $K_{ВВП\_BES} = 28 \%$ ;  $K_{ВВП\_CES} = 15 \%$ ;  $\delta_{BES} = 12 \%$ ;  $\delta_{CES} = 8 \%$ ;  $P_{min\_ТЕС+АЕС} = 9\,500 \text{ МВт}$ .

Примітка: дані відповідають перспективній структурі ОЕС України за Національним планом ВДЕ до 2030 р. з урахуванням нарощування потужностей ВЕС і СЕС після відновлення інфраструктури.

Завдання 1. Базовий резерв  $R_{base}$ .

$$R_{base} = a \cdot \sqrt{P_{max}} + b = 10 \cdot \sqrt{26\,000} + 150 = 10 \cdot 161,24 + 150 = 1\,612 + 150 = 1\,762 \text{ МВт}$$

Завдання 2. Додаткові резерви від ВДЕ.

$$\Delta R_{BES} = \delta_{BES} \cdot P_{BES} = 0,12 \cdot 4\,200 = 504 \text{ МВт}$$

$$\Delta R_{CES} = \delta_{CES} \cdot P_{CES} = 0,08 \cdot 8\,500 = 680 \text{ МВт}$$

Завдання 3. Сумарний резерв та коефіцієнт маневреності.

$$R_{total} = 1\,762 + 504 + 680 = 2\,946 \text{ МВт}$$

$$K_{маневр} = 2\,946 / 26\,000 \cdot 100 = 11,3 \%$$

Висновок: для покриття стохастичних відхилень споживання та похибки прогнозу ВДЕ система потребує оперативно доступного резерву не менше 2 946 МВт, або 11,3 % від пікового навантаження.

Завдання 4. Річна генерація та стадія ВДЕ.

$$E_{BES} = 4\,200 \cdot 0,28 \cdot 8\,760 = 10\,306 \text{ ГВт} \cdot \text{год} / \text{рік} \approx 10,3 \text{ ТВт} \cdot \text{год} / \text{рік}$$

$$E_{CES} = 8\,500 \cdot 0,15 \cdot 8\,760 = 11\,169 \text{ ГВт} \cdot \text{год} / \text{рік} \approx 11,2 \text{ ТВт} \cdot \text{год} / \text{рік}$$

Загальна генерація ВЕС+СЕС: 21,5 ТВт·год/рік. Оцінка частки від загального виробництва (при ~130 ТВт·год/рік для ОЕС):  $\approx 16,5 \%$  — стадія 3 за MEA (15–25 %), що вимагає суттєвих заходів з підвищення гнучкості системи.

Частка встановленої потужності змінних ВДЕ від  $P_{max}$ :  $(4\,200 + 8\,500) / 26\,000 \cdot 100 = 48,8\%$  — підтверджує перехід до стадії 3–4.

Завдання 5. Перевірка балансу в нічний мінімум.

Маневровий діапазон системи =  $P_{max} - P_{min\_ТЕС+АЕС} = 26\,000 - 9\,500 = 16\,500$  МВт.

$R_{total} = 2\,946$  МВт < 16 500 МВт — умова виконана: наявний маневровий діапазон достатній для покриття розрахункового резерву. Однак у нічний мінімум навантаження (~13 000–15 000 МВт) та при одночасній генерації ВЕС+СЕС близько 6 000–8 000 МВт (50–60 % від встановленої потужності) залишковий попит на теплову генерацію може опускатися нижче технічного мінімуму ТЕС+АЕС (9 500 МВт), що створює ризик надлишкової генерації. Це підтверджує необхідність розвитку ГАЕС та систем акумулявання.

### Варіанти для виконання завдань (30 варіантів)

Таблиця 1 — Вихідні дані для виконання практичної роботи № 3

№	Об'єднана енергосистема	$P_{max}$ , МВт	$P_{ВЕС}$ , МВт	$P_{СЕС}$ , МВт	КВВП ВЕС, %	КВВП СЕС, %	$\delta_{ВЕС}$ , %	$\delta_{СЕС}$ , %	$P_{min}$ ТЕС+АЕС, МВт
1	ОЕС України (проектна)	26000	4200	8500	28	15	12	8	9500
2	ОЕС Польщі	26500	9100	5200	30	12	11	7	8800
3	ОЕС Румунії	9800	4000	3200	29	16	12	8	3200
4	ОЕС Болгарії	7500	1900	2100	28	17	12	8	2600
5	ОЕС Угорщини	6400	420	900	27	13	11	7	2100
6	ОЕС Чехії	11200	480	750	26	11	11	7	3800
7	ОЕС Словаччини	3800	64	140	25	12	10	7	1500
8	ОЕС Австрії	11500	3700	2500	29	13	11	8	1900
9	ОЕС Данії (DK1+DK2)	6000	7200	2500	41	13	13	8	800
10	ОЕС Ірландії (EirGrid)	5200	4600	500	37	13	13	8	1100
11	ОЕС Португалії (REN)	9500	5900	1900	30	21	12	9	2200
12	ОЕС Греції (IPTO)	10200	5500	5700	30	19	12	9	3100
13	ОЕС Нідерландів	18500	6800	4500	37	12	12	7	5800
14	ОЕС Бельгії	14800	5200	3200	27	12	11	7	4500
15	ОЕС Швейцарії	13000	130	780	26	14	10	8	4200
16	ОЕС Фінляндії	14200	5800	290	33	10	12	6	4600
17	ОЕС Норвегії (Statnett)	23500	2900	250	35	9	12	6	2000
18	ОЕС Швеції (SvK)	26000	4600	500	39	10	12	6	3800
19	ОЕС Іспанії (REE)	44000	32400	9000	29	23	12	9	10200
20	ОЕС Туреччини (TEIAS)	50000	11000	8200	32	19	12	9	16000
21	ОЕС Марокко (ONEE)	5500	1400	900	34	24	13	9	1600
22	ОЕС Єгипту (EETC)	35000	2400	2600	29	23	12	9	11000
23	ОЕС Австралії (NEM)	35000	9200	17000	31	22	12	9	8000
24	ОЕС Каліфорнії (CAISO)	52000	17000	22000	33	24	12	9	12000
25	ОЕС Техасу (ERCOT)	85000	42000	8800	32	21	12	8	18000

26	ОЕС Великобританії (NESO)	62000	29000	6000	40	12	13	7	11000
27	ОЕС Франції (RTE)	88000	2800	3000	23	14	11	8	50000
28	ОЕС Японії (TEPCO+KEPCO)	120000	5300	22000	26	16	11	8	55000
29	ОЕС Бразилії (ONS)	100000	4200	1400	37	21	12	9	65000
30	ОЕС Індії (NLDC, північ)	200000	5400	7800	24	19	12	9	95000

Примітки до таблиці варіантів:

1.  $P_{\max}$  — максимальне зафіксоване навантаження системи (за 2022–2024 рр., або проєктний показник для перспективних варіантів).
2.  $P_{\text{ВЕС}}$ ,  $P_{\text{СЕС}}$  — встановлена потужність ВЕС та СЕС на кінець 2024 р. (або проєктна за планом розвитку до 2030 р. для варіантів 1, 10, 21–30).
3. КВВП — середньорічний коефіцієнт використання встановленої потужності за фактичними даними (IRENA 2024, IEA 2024, дані системних операторів).
4.  $\delta_{\text{ВЕС}}$ ,  $\delta_{\text{СЕС}}$  — нормативна похибка внутрішньодобового прогнозу генерації відповідно до вимог системного оператора або за методикою ENTSO-E.
5.  $P_{\min\_TEC+AEC}$  — сумарне мінімально-технічне навантаження теплових та атомних електростанцій, нижче якого їх зупинка технологічно неможлива.
6. Для варіантів 9 (Данія) та 10 (Ірландія) частка ВЕС суттєво перевищує пікове навантаження — це реальна ситуація, що відповідає стадії 4 МЕА та вимагає активного управління перетоками.

## Практична робота № 4

### Тема: «Оцінювання точності прогнозування генерації вітрової електростанції та розрахунок вартості небалансу»

#### Завдання

1. За характеристиками вітрової турбіни та середньою швидкістю вітру в заданому регіоні розрахувати середню потужність ВЕС за спрощеною кубічною моделлю кривої потужності.
2. Визначити нормовану середньоквадратичну похибку прогнозу (NRMSE) на горизонті 1 година, використовуючи задану похибку моделі постійності  $RMSE_1$  (м/с) та похідну кривої потужності за швидкістю вітру.
3. Розрахувати прогнозу похибку NRMSE на заданому горизонті прогнозування  $h$  (год) за формулою масштабування похибки в часі.
4. Визначити орієнтовний обсяг небалансу за добу (МВт·год/добу) та розрахувати його вартість за діючим тарифом на врегулювання небалансу.
5. На підставі рельєфу площадки та горизонту прогнозування обрати та обґрунтувати рекомендований метод прогнозування генерації ВЕС.

#### Короткі теоретичні відомості

Прогнозування генерації вітрових електростанцій є ключовим інструментом забезпечення надійності та ефективності роботи енергосистеми. Точний прогноз дозволяє системному оператору завчасно планувати резервні потужності та мінімізувати вартість врегулювання небалансів. Потреба в прогнозуванні стає нагальною при досягненні часткою ВЕС рівня 5 % встановленої потужності в системі та критично необхідною — при 10 % і вище.

Крива потужності вітрової турбіни описує залежність електричної потужності від швидкості вітру. У робочому діапазоні від швидкості вмикання  $v_{\text{вкл}}$  до номінальної  $v_{\text{ном}}$  потужність зростає приблизно пропорційно кубу швидкості вітру:  $P = P_{\text{ном}} \cdot (v^3 - v_{\text{вкл}}^3) / (v_{\text{ном}}^3 - v_{\text{вкл}}^3)$ . При  $v > v_{\text{ном}}$  потужність обмежується на рівні  $P_{\text{ном}}$ . При  $v < v_{\text{вкл}}$  або  $v > v_{\text{вимк}}$  (швидкість вимикання) турбіна не працює. Ця нелінійна залежність означає, що похибка прогнозу швидкості вітру спричиняє нерівномірну похибку потужності — найбільшу в середній частині робочого діапазону, де похідна  $dP/dv$  максимальна.

Для оцінки точності прогнозу використовується нормована середньоквадратична похибка  $NRMSE = RMSE\_P / P\_ном \cdot 100 \%$ , де  $RMSE\_P$  — середньоквадратична похибка прогнозу потужності (МВт).  $RMSE\_P$  визначається через похибку прогнозу швидкості вітру  $RMSE\_v$  (м/с) та похідну кривої потужності:  $RMSE\_P \approx RMSE\_v \cdot dP/dv$ . За даними порівняльних досліджень проекту ANEMOS (Європа),  $NRMSE$  на горизонті 1 год становить 8–10 % для рівнинних та офшорних площадок і 12–18 % — для гірської місцевості.

Масштабування похибки в часі: зі збільшенням горизонту прогнозування  $h$  (год) похибка зростає пропорційно кореню квадратному:  $NRMSE\_h \approx NRMSE_1 \cdot \sqrt{h}$ . Ця залежність є практичним наближенням, яке добре виконується для горизонтів від 1 до 12 год. Для горизонтів понад 12 год фізичні моделі числового передбачення погоди (NWP) забезпечують кращу точність, ніж суто статистичні методи.

Вибір методу прогнозування залежить від горизонту та умов площадки. До 3–4 год статистичні моделі (ARIMA, нейронні мережі) перевершують фізичні — вони ефективно використовують останні виміри. При горизонті 4–48 год оптимальним є гібридний підхід: фізична модель NWP + статистична корекція MOS (Model Output Statistics), яка усуває систематичні похибки прогнозу погоди для конкретної площадки. Оновлення прогнозу кожні 6 год замість одного разу на добу здатне зменшити  $RMSE$  на 30–40 % у дні з різкими змінами швидкості вітру — цей результат підтверджено практичним дослідженням Присноводненської ВЕС.

Вартість небалансу. На ринку електроенергії України виробники ВДЕ, що входять до балансуєчої групи Гарантованого покупця, зобов'язані відшкодувати частину вартості врегулювання небалансу. Орієнтовний обсяг небалансу за добу:  $W\_неб = NRMSE\_h / 100 \cdot P\_ном \cdot 24$ . Вартість небалансу:  $C\_неб = W\_неб \cdot T$ , де  $T$  — тариф на врегулювання небалансу (грн/МВт·год). Зменшення  $NRMSE$  на 5 % при  $P\_ном = 100$  МВт і  $T = 2200$  грн/МВт·год заощаджує 26 400 грн/добу або понад 9,6 млн грн/рік — наочна кількісна мотивація для інвестицій у системи прогнозування.

#### **Зразок виконання завдання (варіант 3 — Очаківська ВЕС)**

Вихідні дані:  $P\_ном = 100$  МВт;  $v\_вкл = 3,5$  м/с;  $v\_ном = 14$  м/с;  $v\_вимк = 25$  м/с;  $h = 8$  год;  $T = 2\,200$  грн/МВт·год;  $v\_ср = 6,5$  м/с;  $RMSE_1 = 2,0$  м/с; рельєф — рівнина.

Завдання 1. Середня потужність ВЕС при  $v\_ср = 6,5$  м/с.

Оскільки  $v\_вкл = 3,5$  м/с  $\leq v\_ср = 6,5$  м/с  $\leq v\_ном = 14$  м/с, застосовуємо кубічну модель:  $P = P\_ном \cdot (v\_ср^3 - v\_вкл^3) / (v\_ном^3 - v\_вкл^3)$

$$v\_ср^3 = 6,5^3 = 274,6 \text{ м}^3/\text{с}^3; \quad v\_вкл^3 = 3,5^3 = 42,9 \text{ м}^3/\text{с}^3; \quad v\_ном^3 = 14^3 = 2\,744,0 \text{ м}^3/\text{с}^3$$

$$P = 100 \cdot (274,6 - 42,9) / (2\,744,0 - 42,9) = 100 \cdot 231,7 / 2\,701,1 = 8,6 \text{ МВт}$$

Середня потужність ВЕС при типовій середній швидкості вітру 6,5 м/с становить лише 8,6 % від номінальної — наочна демонстрація нелінійності кривої потужності та важливості урахування розподілу швидкостей, а не лише середнього значення.

Завдання 2.  $NRMSE$  на горизонті 1 год.

Похідна кривої потужності за швидкістю вітру при  $v = v\_ср$ :

$$dP/dv = P\_ном \cdot 3v\_ср^2 / (v\_ном^3 - v\_вкл^3) = 100 \cdot 3 \cdot 6,5^2 / 2\,701,1 = 100 \cdot 126,75 / 2\,701,1 = 4,69 \text{ МВт}/(\text{м}/\text{с})$$

$$RMSE\_P = RMSE_1 \cdot dP/dv = 2,0 \cdot 4,69 = 9,38 \text{ МВт}$$

$$NRMSE_1 = RMSE\_P / P\_ном \cdot 100 = 9,38 / 100 \cdot 100 = 9,4 \%$$

Значення 9,4 % відповідає типовому діапазону для рівнинної площадки (8–10 %), що підтверджує коректність розрахунку.

Завдання 3.  $NRMSE$  на горизонті  $h = 8$  год.

$$NRMSE_8 = NRMSE_1 \cdot \sqrt{h} = 9,4 \cdot \sqrt{8} = 9,4 \cdot 2,828 = 26,6 \%$$

На горизонті 8 год похибка прогнозу зростає майже втричі порівняно з 1-годинним прогнозом — аргумент на користь частішого оновлення прогнозу (кожні 6 год замість 24 год).

Завдання 4. Обсяг і вартість небалансу за добу.

$$W\_неб = NRMSE_8 / 100 \cdot P\_ном \cdot 24 = 0,266 \cdot 100 \cdot 24 = 638,4 \text{ МВт} \cdot \text{год}/\text{добу}$$

$$C\_неб = W\_неб \cdot T = 638,4 \cdot 2\,200 = 1\,404\,480 \text{ грн}/\text{добу} \approx 1,40 \text{ млн грн}/\text{добу}$$

Річна вартість небалансу:  $1,40 \cdot 365 \approx 511$  млн грн/рік. Навіть скорочення NRMSE на 5 % (з 26,6 % до 21,6 %) зменшить вартість небалансу на  $\sim 96$  млн грн/рік — що обґрунтовує значні інвестиції у систему прогнозування.

Завдання 5. Рекомендований метод прогнозування.

Рівнинна площадка, горизонт 8 год. Статистичні методи (ARIMA) перевершують фізичні лише до 3–4 год. Для горизонту 8 год рекомендується гібридна модель NWP (HIRLAM або ERA5-based) з корекцією MOS на основі історичних даних площадки. Обов'язкове оновлення кожні 6 год. Для нівелювання систематичних похибок у добовому ході швидкості вітру рекомендується включити сезонну складову SARIMA або додати лаг 24 год у статистичну компоненту. Впровадження такої системи підтверджено практикою Присноводненської ВЕС, де оновлення прогнозу знизило RMSE з 4,44 м/с до 1,82 м/с у дні з різкими змінами вітру.

### Варіанти для виконання завдань (30 варіантів)

Таблиця 1 — Вихідні дані для виконання практичної роботи № 4

№	ВЕС / регіон	P ном, МВт	v_вкл, м/с	v_ном, м/с	v_вимк, м/с	h, год	Тариф, грн/ МВт·год	v_ср, м/с	RMSE <sub>1</sub> , м/с	Рельєф
1	Присноводненська ВЕС (Крим)	25	3	13	25	6	2200	7.2	1.8	рівнина
2	Новоазовська ВЕС (Донецька обл.)	60	3	12	25	6	2200	6.8	1.9	рівнина
3	Очаківська ВЕС (Миколаїв)	100	3.5	14	25	8	2200	6.5	2	рівнина
4	Тилігульська ВЕС (Миколаїв)	500	3.5	14	25	12	2200	7	2.1	рівнина
5	ВЕС Херсонська (прибережна)	200	3	13	25	6	2200	7.8	1.7	рівнина
6	Богієвська ВЕС (Запорізька обл.)	200	3.5	13	25	8	2200	7.5	2	рівнина
7	Старокозацька ВЕС (Одеська обл.)	64	3	12	25	6	2200	6.9	1.9	рівнина
8	Карпатська ВЕС (Івано-Франківськ)	20	4	14	25	6	2400	10.2	2.8	гори
9	Сколівська ВЕС (Львівська обл.)	12	4	14	25	6	2400	9.8	2.7	гори
10	Трускавецька ВЕС (Дрогобич)	15	4	13	25	6	2400	9.5	2.6	гори
11	Horns Rev 3 (Данія офшор)	407	3	14	25	4	3200	10.5	1.5	офшор
12	Kriegers Flak (Данія офшор)	605	3	15	25	4	3200	11.2	1.6	офшор
13	Gemini (Нідерланди офшор)	600	3	14	25	4	2800	10.8	1.5	офшор
14	London Array (UK офшор)	630	3	12	25	4	3100	10.2	1.6	офшор
15	Вітропарк Середземномор'я (Іспанія)	150	3.5	13	25	8	2600	8.5	2.3	рівнина
16	ВЕС Ла-Манча (Іспанія, плато)	120	3.5	13	25	8	2600	8	2.1	рівнина
17	ВЕС Альта-Марш (Іспанія, гори)	80	4	14	25	8	2600	11	3.1	гори
18	ВЕС Альта-Бавейра (Португалія, гори)	48	4	14	25	6	2500	10.5	3	гори
19	ВЕС Вентас (Литва)	72	3	12	25	6	1800	6.5	1.8	рівнина
20	ВЕС Голя (Польща, рівнина)	180	3	12	25	6	1900	6.8	1.9	рівнина

21	ВЕС Янтарна (Польща, узбережжя)	120	3	13	25	6	1900	7.8	1.7	рівнина
22	ВЕС Судети (Чехія, гори)	40	4	14	25	6	2000	10	2.9	гори
23	ВЕС Добруджа (Румунія, рівнина)	600	3.5	13	25	8	1800	7.5	2	рівнина
24	ВЕС Балчик (Болгарія, узбережжя)	156	3	13	25	6	1900	7.8	1.8	рівнина
25	ВЕС Чиатурі (Грузія, гори)	20	4	15	25	6	2000	11.5	3.2	гори
26	ВЕС Ізмір (Туреччина, узбережжя)	300	3	13	25	8	2200	8	2	рівнина
27	ВЕС Роккафорте (Італія, гори)	30	4	14	25	6	2400	10.8	3	гори
28	ВЕС Мальборк (Польща, рівнина)	100	3	12	25	6	1900	6.5	1.8	рівнина
29	ВЕС Зінфендорф (Австрія, рівнина)	84	3	13	25	6	2200	7	1.9	рівнина
30	ВЕС Поклюка (Словенія, гори)	18	4	14	25	6	2100	10.2	2.8	гори

Примітки до таблиці варіантів:

1.  $P_{\text{ном}}$  — встановлена (номінальна) потужність ВЕС.  $v_{\text{вкл}}$  — швидкість вмикання,  $v_{\text{ном}}$  — номінальна,  $v_{\text{вимк}}$  — швидкість вимикання турбін.
2.  $h$  — горизонт прогнозування, для якого розраховується  $\text{NRMSE}_h$ . Тариф небалансу наведено орієнтовно відповідно до рівня ринку балансування кожної країни (актуальний діапазон 2023–2024 рр.).
3.  $v_{\text{ср}}$  — середньорічна швидкість вітру на висоті осі ротора (зазвичай 80–120 м), за якою ведеться розрахунок у завданні 1.
4.  $\text{RMSE}_1$  (м/с) — похибка моделі постійності на горизонті 1 год, отримана за результатами натурних вимірювань або з бази даних ANEMOS (для рівнинних площадок 1,5–2,1 м/с, для гірських 2,6–3,2 м/с, для офшорних 1,4–1,6 м/с).
5. Для варіантів 1 та 9–10 ВЕС розміщені на окупованій або тимчасово недоступній території — дані відповідають технічним характеристикам до 2022 р. і використовуються як навчальний матеріал.

## Практична робота № 5

**Тема: «Розрахунок метрик точності прогнозування генерації сонячної електростанції та порівняння методів прогнозування»**

### Завдання

1. За погодинними даними фактичної та прогнозованої потужності СЕС скласти таблицю похибок прогнозу  $e_i = P_{\text{прог}_i} - P_{\text{факт}_i}$  для кожної з 8 денних годин.
2. Розрахувати метрики точності прогнозу: МВЕ (середня систематична похибка), МАЕ (середня абсолютна похибка) та RMSE (середньоквадратична похибка) у мегаватах.
3. Визначити нормовану середньоквадратичну похибку  $n\text{RMSE}$  (%) відносно номінальної потужності СЕС та оцінити якість прогнозу за шкалою: відмінна ( $n\text{RMSE} < 10\%$ ), задовільна (10–20%), незадовільна ( $> 20\%$ ).
4. Розрахувати показник Skill Score відносно моделі постійності та зробити висновок про ефективність застосованого методу прогнозування.
5. За знаком та величиною МВЕ, типом клімату та горизонтом прогнозу обрати і обґрунтувати рекомендований метод прогнозування для даної СЕС.

## Короткі теоретичні відомості

Точність прогнозування генерації сонячних та вітрових електростанцій оцінюється стандартними статистичними метриками, які дозволяють порівнювати різні методи між собою та з еталонною моделлю. Основна мета — кількісно встановити, наскільки прогнозовані значення потужності відрізняються від фактичних, та визначити характер відхилень.

Метрики точності. Середня систематична похибка  $MBE = (1/n) \cdot \sum(P_{\text{прог}_i} - P_{\text{факт}_i})$  показує, чи схильна модель систематично завищувати або занижувати прогноз: позитивне значення означає завищення, негативне — заниження. Середня абсолютна похибка  $MAE = (1/n) \cdot \sum|P_{\text{прог}_i} - P_{\text{факт}_i}|$  характеризує типовий розмір похибки без урахування знаку. Середньоквадратична похибка  $RMSE = \sqrt{[(1/n) \cdot \sum(P_{\text{прог}_i} - P_{\text{факт}_i})^2]}$  штрафувє великі відхилення більше, ніж малі, тому є чутливішою до пікових помилок. Нормована похибка  $nRMSE = RMSE / P_{\text{ном}} \cdot 100 \%$  дозволяє порівнювати СЕС різної потужності.

Орієнтири якості прогнозу для СЕС (за матеріалами IEA PVPS Task 16, 2022–2024 pp.):  $nRMSE$  менше 10 % — відмінна якість, досяжна для сонячного клімату при використанні гібридних NWP+MOS моделей; 10–20 % — задовільна якість, характерна для помірного та хмарного клімату; понад 20 % — незадовільна, вимагає вдосконалення моделі або переходу до ансамблевого прогнозування. Для порівняння: модель постійності на горизонті 6–24 год дає  $nRMSE$  25–50 % залежно від хмарності.

Показник Skill Score (SS) вимірює відносне покращення прогнозу порівняно з еталонною моделлю (зазвичай — модель постійності):  $SS = (1 - RMSE_{\text{модель}} / RMSE_{\text{постійн.}}) \cdot 100 \%$ . Значення  $SS > 0$  означає покращення відносно еталону;  $SS < 0$  — модель гірша за найпростішу. Для практично корисного прогнозу на горизонті 24 год очікується SS не менше 20–30 %.

Вибір методу прогнозування залежить від горизонту та клімату. На горизонті до 30 хвилин найефективніші системи аналізу знімків неба (sky imager), які відстежують рух хмар з просторовою роздільною здатністю 10–100 м. На горизонті 30 хв – 6 год — супутникові знімки (Meteosat, GOES) та статистичні моделі (ARMA, ANN). На горизонті понад 6 год — числові моделі прогнозу погоди (NWP) зі статистичною корекцією MOS, яка усуває систематичну похибку для конкретної площадки. За ясного клімату NWP+MOS дає  $nRMSE$  8–15 %, за хмарного — 15–25 %. Нейронні мережі (ANN) ефективніші при значній хмарності завдяки здатності виявляти нелінійні залежності.

### Зразок виконання завдання (варіант 1 — СЕС Миколаїв-1)

Вихідні дані:  $P_{\text{ном}} = 50$  МВт; тип клімату — ясний, степ; метод прогнозу — NWP+MOS;  $RMSE_{\text{постійн.}} = 5,0$  МВт;  $n = 8$  годин (8:00–15:00).

Завдання 1. Таблиця похибок прогнозу.

Год.	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00
$P_{\text{факт}}$ , МВт	3	18	32	44	48	41	28	10
$P_{\text{прог}}$ , МВт	4	16	35	40	46	44	25	12
$e_i$ , МВт	1	-2	3	-4	-2	3	-3	2
$e_i^2$ , МВт <sup>2</sup>	1	4	9	16	4	9	9	4

Завдання 2. Метрики точності.

$$\sum e_i = 1 + (-2) + 3 + (-4) + (-2) + 3 + (-3) + 2 = -2 \text{ МВт}$$

$$MBE = -2 / 8 = -0,25 \text{ МВт (незначне систематичне заниження прогнозу)}$$

$$\sum |e_i| = 1 + 2 + 3 + 4 + 2 + 3 + 3 + 2 = 20 \text{ МВт}$$

$$MAE = 20 / 8 = 2,50 \text{ МВт}$$

$$\sum e_i^2 = 1 + 4 + 9 + 16 + 4 + 9 + 9 + 4 = 56 \text{ МВт}^2$$

$$RMSE = \sqrt{(56 / 8)} = \sqrt{7} = 2,65 \text{ МВт}$$

Завдання 3. Нормована похибка та оцінка якості.

$$nRMSE = RMSE / P_{\text{ном}} \cdot 100 = 2,65 / 50 \cdot 100 = 5,3 \%$$

Оцінка:  $nRMSE = 5,3 \% < 10 \%$  — відмінна якість прогнозу. Це типовий результат для ясного степового клімату Миколаївської області при застосуванні NWP+MOS та оновленні прогнозу кожні 6 год.

Завдання 4. Skill Score відносно моделі постійності.

$$SS = (1 - RMSE\_NWP+MOS / RMSE\_постійн.) \cdot 100 = (1 - 2,65 / 5,0) \cdot 100 = (1 - 0,530) \cdot 100 = 47,0 \%$$

Модель NWP+MOS забезпечує покращення точності на 47 % порівняно з моделлю постійності — суттєвий результат, що підтверджує доцільність застосування фізичної моделі з корекцією MOS для денного прогнозу.

Завдання 5. Рекомендований метод прогнозування.

MBE = -0,25 МВт — систематичне заниження мінімальне (< 1 % від P\_ном), корекція не потрібна. Клімат ясний (степ), горизонт прогнозу — добу вперед. Рекомендований метод — NWP+MOS з оновленням кожні 6 год та включенням сезонної MOS-корекції для врахування змін у прозорості атмосфери влітку/взимку. Для ультракороткострокового регулювання (до 30 хв) — додатково sky imager або метеостанція безпосередньо на площадці.

### Варіанти для виконання завдань (30 варіантів)

Таблиця 1 — Вихідні дані для виконання практичної роботи № 5

Позначення: Ф — фактична потужність P\_факт (МВт); П — прогнозована потужність P\_прог (МВт); години 1–8 відповідають денному сонячному часу (8:00–15:00 або 9:00–16:00).

№	СЕС / регіон	P_ном, МВт	RMSE пост., МВт	Год.1 Ф / П	Год.2 Ф / П	Год.3 Ф / П	Год.4 Ф / П	Год.5 Ф / П	Год.6 Ф / П	Год.7 Ф / П	Год.8 Ф / П
1	СЕС Миколаїв-1 (Миколаїв)	50	5	3 / 4	18 / 16	32 / 35	44 / 40	48 / 46	41 / 44	28 / 25	10 / 12
2	СЕС Херсонська (Херсон)	80	7.8	5 / 6	28 / 25	55 / 52	72 / 68	76 / 74	68 / 65	42 / 40	15 / 17
3	СЕС Запорізька (Запоріжжя)	100	10.2	6 / 8	35 / 31	70 / 65	90 / 86	95 / 92	84 / 80	55 / 52	20 / 22
4	СЕС Одеська (Одеса)	60	5.8	4 / 3	21 / 19	38 / 41	52 / 48	55 / 53	49 / 46	32 / 34	11 / 10
5	СЕС Дніпровська (Дніпро)	120	11.5	7 / 9	40 / 37	82 / 78	108 / 104	114 / 110	100 / 96	65 / 62	24 / 26
6	СЕС Харківська (Харків)	90	8.8	5 / 7	30 / 28	62 / 58	80 / 77	85 / 82	75 / 72	48 / 50	18 / 16
7	СЕС Київська (Київ)	70	7.2	4 / 5	22 / 20	48 / 52	62 / 58	66 / 64	58 / 55	38 / 40	14 / 12
8	СЕС Тернопільська (Тернопіль)	40	5.5	2 / 3	12 / 10	24 / 28	34 / 30	36 / 34	32 / 29	20 / 22	7 / 8
9	СЕС Вінницька (Вінниця)	55	5.8	3 / 4	18 / 16	35 / 38	48 / 44	51 / 49	45 / 43	28 / 30	10 / 9
10	СЕС Полтавська (Полтава)	65	6.4	4 / 5	21 / 19	42 / 46	58 / 54	62 / 59	54 / 52	35 / 37	13 / 11
11	СЕС Альмерія (Іспанія)	200	14.5	12 / 14	68 / 65	140 / 135	184 / 180	192 / 188	172 / 168	108 / 112	42 / 40
12	СЕС Мурсія (Іспанія)	150	11	9 / 10	50 / 47	102 / 98	138 / 134	144 / 141	128 / 125	82 / 85	30 / 32
13	СЕС Гранада (Іспанія, гори)	100	9.5	5 / 7	33 / 30	68 / 72	88 / 84	92 / 88	82 / 79	52 / 55	18 / 16
14	СЕС Альваладо (Португалія)	120	10.2	7 / 8	40 / 37	82 / 78	108 / 104	114 / 110	100 / 97	64 / 67	24 / 22
15	СЕС Ларнака (Кіпр)	180	12	10 / 11	62 / 58	120 / 116	164 / 160	172 / 168	152 / 148	96 / 100	36 / 34
16	СЕС Маан (Йорданія)	200	13.5	14 / 15	70 / 66	148 / 144	186 / 182	194 / 190	174 / 170	110 / 114	44 / 42
17	СЕС Агадір (Марокко)	250	17	15 / 17	86 / 82	180 / 176	230 / 226	240 / 236	215 / 211	136 / 140	52 / 50

18	СЕС Неом (Саудівська Аравія)	500	32	30 / 32	170 / 165	360 / 354	460 / 454	480 / 474	428 / 422	270 / 276	102 / 98
19	СЕС Баварія (Німеччина)	80	9	4 / 5	22 / 20	44 / 48	64 / 60	68 / 66	60 / 57	38 / 40	14 / 12
20	СЕС Бранденбург (Берлін)	60	7.2	3 / 4	16 / 14	33 / 37	48 / 44	51 / 49	45 / 42	28 / 30	10 / 8
21	СЕС Нормандія (Франція)	50	6.5	2 / 3	14 / 12	28 / 32	40 / 36	42 / 40	37 / 35	23 / 25	8 / 7
22	СЕС Ломбардія (Пн. Італія)	90	9.8	5 / 6	28 / 26	55 / 59	76 / 72	80 / 78	70 / 68	44 / 46	16 / 14
23	СЕС Ліон (Франція)	70	7.8	4 / 5	22 / 20	42 / 46	58 / 54	62 / 59	55 / 52	34 / 36	12 / 11
24	СЕС Угорщина (Будапешт)	85	8.5	5 / 6	26 / 24	50 / 54	70 / 66	74 / 72	65 / 62	42 / 44	15 / 13
25	СЕС Мідленд (Зх. Австралія)	300	19.5	18 / 20	102 / 98	220 / 214	276 / 270	288 / 282	258 / 252	162 / 167	60 / 58
26	СЕС Брокен-Хілл (NSW, Австралія)	200	13	12 / 13	68 / 65	140 / 134	184 / 178	192 / 186	170 / 166	108 / 112	40 / 38
27	СЕС Кутч (Гуджарат, Індія)	500	30.5	30 / 32	168 / 164	354 / 348	456 / 450	476 / 470	424 / 418	268 / 274	100 / 98
28	СЕС Тенрю (Японія)	50	5.8	3 / 4	16 / 14	32 / 35	44 / 40	46 / 44	41 / 39	26 / 28	9 / 8
29	СЕС Ченду (Китай, хмарно)	80	9.5	4 / 5	20 / 18	38 / 42	52 / 48	55 / 53	48 / 46	30 / 32	11 / 9
30	СЕС Каліфорнія (США)	400	24	24 / 26	136 / 132	280 / 274	368 / 362	384 / 378	342 / 336	216 / 222	80 / 78

Таблиця 2 — Тип клімату та застосований метод прогнозування (для завдання 5)

№	СЕС	Тип клімату	Застосований метод прогнозу
1	СЕС Миколаїв-1 (Миколаїв)	ясний, степ	NWP+MOS
2	СЕС Херсонська (Херсон)	ясний, степ	NWP+MOS
3	СЕС Запорізька (Запоріжжя)	ясний, степ	NWP+MOS
4	СЕС Одеська (Одеса)	ясний, степ	NWP+MOS
5	СЕС Дніпровська (Дніпро)	помірний	ARMA/ANN
6	СЕС Харківська (Харків)	помірний	ARMA/ANN
7	СЕС Київська (Київ)	помірний	ARMA/ANN
8	СЕС Тернопільська (Тернопіль)	похмурий	ANN
9	СЕС Вінницька (Вінниця)	помірний	ARMA/ANN
10	СЕС Полтавська (Полтава)	помірний	ARMA/ANN
11	СЕС Альмерія (Іспанія)	ясний, пд.	NWP+MOS
12	СЕС Мурсія (Іспанія)	ясний, пд.	NWP+MOS
13	СЕС Гранада (Іспанія, гори)	гори	ANN+супутн.
14	СЕС Альваладо (Португалія)	ясний, пд.	NWP+MOS
15	СЕС Ларнака (Кіпр)	ясний, пд.	NWP+MOS
16	СЕС Маан (Йорданія)	ясний, пд.	NWP+MOS
17	СЕС Агадір (Марокко)	ясний, пд.	NWP+MOS
18	СЕС Неом (Саудівська Аравія)	ясний, пд.	NWP+MOS
19	СЕС Баварія (Німеччина)	похмурий	ANN
20	СЕС Бранденбург (Берлін)	похмурий	ANN
21	СЕС Нормандія (Франція)	похмурий	ANN

22	СЕС Ломбардія (Пн. Італія)	похмурий	ANN
23	СЕС Ліон (Франція)	помірний	ARMA/ANN
24	СЕС Угорщина (Будапешт)	помірний	ARMA/ANN
25	СЕС Мідленд (Зх. Австралія)	ясний, пд.	NWP+MOS
26	СЕС Брокен-Хілл (NSW, Австралія)	ясний, пд.	NWP+MOS
27	СЕС Кутч (Гуджарат, Індія)	ясний, пд.	NWP+MOS
28	СЕС Тенрю (Японія)	помірний	ARMA/ANN
29	СЕС Ченду (Китай, хмарно)	похмурий	ANN+супутн.
30	СЕС Каліфорнія (США)	ясний, пд.	NWP+MOS

Примітки до таблиць варіантів:

1. У таблиці 1 кожна пара «Ф / П» — фактична та прогнозована потужність СЕС (МВт) для однієї денної години. Всього 8 годин (денний сонячний час). Решту годин (нічний час) не враховувати, оскільки генерація дорівнює нулю.
2. RMSE\_постійн. — середньоквадратична похибка моделі постійності для тієї самої вибірки (еталон для розрахунку Skill Score). Значення підібрані відповідно до типу клімату та потужності СЕС.
3. Таблиця 2 містить тип клімату та метод прогнозування, застосований для отримання прогнозних значень у таблиці 1. Ці дані використовуються у завданні 5 для обґрунтування рекомендацій.
4. Дані по СЕС України у варіантах 1–10 відповідають проектним характеристикам існуючих або запланованих станцій (Держенергоефективності, 2024).

## Практична робота № 6

**Тема: «Розрахунок вітрового потенціалу майданчика: вертикальний профіль швидкості вітру, питома потужність потоку та оцінка генерації за розподілом Вейбула»**

### Завдання

1. За виміряною швидкістю вітру на стандартній метеорологічній висоті  $h_0 = 10$  м та показником вертикального профілю  $\alpha$  визначити швидкість вітру на висоті осі ротора ВЕУ  $h_1$  за законом Хеллмана.
2. Розрахувати питому потужність вітрового потоку ( $\text{Вт}/\text{м}^2$ ) на висотах  $h_0 = 10$  м та  $h_1$ , визначити, у скільки разів вона зросла при переході на висоту осі ротора.
3. За параметрами розподілу Вейбула ( $k, c$ ) розрахувати частку часу  $F$ , протягом якої швидкість вітру перебуває в робочому діапазоні ВЕУ  $[v_{\text{вкл}}; v_{\text{ном}}]$ , та оцінити верхню межу річної генерації  $E_{\text{верхн}}$  і реальний річний виробіток  $E_{\text{реал}}$  (через типовий КВВП  $= F \cdot 0,40$ ).
4. Визначити, у скільки разів питома потужність потоку на  $h_1$  перевищує значення на  $h_0$ , і перевірити результат через відношення кубів швидкостей.
5. Класифікувати вітровий ресурс майданчика за питомою потужністю на висоті  $h_1$  та зробити висновок про доцільність розміщення ВЕУ.

### Короткі теоретичні відомості

Оцінювання вітрового потенціалу майданчика є першим та обов'язковим етапом проектування вітрової електростанції. Основна складність полягає в тому, що стандартна мережа метеостанцій вимірює швидкість вітру на висоті 10 м, тоді як сучасні промислові ВЕУ мають висоту осі ротора 80–160 м. Пряма екстраполяція без урахування вертикального профілю призводить до значних похибок.

Вертикальний профіль швидкості вітру описується степеневим законом Хеллмана:  $v_1 = v_0 \cdot (h_1/h_0)^\alpha$ , де  $v_0$  — виміряна швидкість на висоті  $h_0$  (зазвичай 10 м),  $v_1$  — швидкість на висоті  $h_1$ ,  $\alpha$  — показник профілю, що залежить від шорсткості підстилаючої поверхні та стійкості атмосфери. Для відкритої морської поверхні та рівнинного степу  $\alpha \approx 0,10$ – $0,12$ ; для сільської місцевості з поодинокими деревами  $\alpha \approx 0,14$ – $0,17$ ; для лісів та передмість  $\alpha \approx 0,20$ – $0,25$ .

Точніший і фізично обґрунтованіший є логарифмічний закон, проте степеневий зручніший для інженерних розрахунків і дає задовільну точність у нейтральній атмосфері.

Питома потужність вітрового потоку — енергія, що переноситься за одиницю часу через одиницю площі перпендикулярного перерізу:  $W = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v^3$  [Вт/м<sup>2</sup>], де  $\rho$  — густина повітря (кг/м<sup>3</sup>),  $v$  — швидкість вітру (м/с). Кубічна залежність від швидкості означає, що навіть незначне зростання швидкості вітру з висотою суттєво збільшує енергетичний потенціал: підйом з 10 м до 100 м для рівнинної площадки ( $\alpha = 0,13$ ) збільшує питому потужність приблизно у  $(100/10)^{(3 \cdot 0,13)} = 10^{0,39} \approx 2,45$  рази.

Розподіл Вейбула — двопараметрична функція розподілу швидкості вітру, що добре відповідає реальним спостереженням. Функція розподілу:  $F(v) = 1 - \exp[-(v/c)^k]$ , де  $k$  — параметр форми (безрозмірний, типово 1,5–3,0 для більшості площадок),  $c$  — параметр масштабу (м/с, пов'язаний з середньою швидкістю:  $v_{\text{ср}} \approx c \cdot \Gamma(1 + 1/k)$ ). Частка часу, протягом якої швидкість вітру знаходиться в робочому діапазоні ВЕУ [ $v_{\text{вкл}}$ ;  $v_{\text{ном}}$ ]:  $F_{\text{роб}} = \exp[-(v_{\text{вкл}}/c)^k] - \exp[-(v_{\text{ном}}/c)^k]$ . Для оцінки річної генерації:  $E_{\text{верхн}} = P_{\text{ном}} \cdot F_{\text{роб}} \cdot 8760$  [МВт·год/рік] — верхня межа за умови роботи на повній потужності; реальна генерація  $E_{\text{реал}} \approx P_{\text{ном}} \cdot (F_{\text{роб}} \cdot 0,40) \cdot 8760$ , де коефіцієнт 0,40 враховує, що середня потужність у робочому діапазоні становить близько 40 % від номінальної (типово для сучасних ВЕУ з плавним регулюванням).

Класифікація вітрового ресурсу за питому потужністю на висоті осі ротора: менше 100 Вт/м<sup>2</sup> — слабкий (промислова вітроенергетика недоцільна); 100–200 Вт/м<sup>2</sup> — помірний (придатний для малих ВЕУ); 200–400 Вт/м<sup>2</sup> — хороший (придатний для промислових ВЕС); понад 400 Вт/м<sup>2</sup> — відмінний (першочергові майданчики для великих ВЕС). Технічно доступний потенціал вітрової енергетики України при висоті осі ротора 100–120 м оцінюється сучасними дослідженнями (ІВЕ НАНУ, IRENA 2023) на рівні 30–40 ГВт для наземних ВЕС — значно вище застарілої оцінки 14–16 ГВт, зробленої для висоти 50 м.

### Зразок виконання завдання (варіант 3 — Очаків, мис)

Вихідні дані:  $v_0 = 7,5$  м/с;  $\alpha = 0,10$ ;  $h_1 = 100$  м;  $\rho = 1,220$  кг/м<sup>3</sup>;  $k = 2,4$ ;  $c = 8,5$  м/с;  $P_{\text{ном}} = 3,5$  МВт;  $v_{\text{ном}} = 14$  м/с;  $v_{\text{вкл}} = 3,0$  м/с.

Завдання 1. Швидкість вітру на висоті 100 м.

$$v_1 = v_0 \cdot (h_1/h_0)^\alpha = 7,5 \cdot (100/10)^{0,10} = 7,5 \cdot 10^{0,10} = 7,5 \cdot 1,259 = 9,44 \text{ м/с}$$

Зростання швидкості відносно виміряного значення:  $9,44 / 7,5 = 1,26$ , тобто +26 %.

Завдання 2. Питома потужність вітрового потоку.

$$W_{10} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_0^3 = 0,5 \cdot 1,220 \cdot 7,5^3 = 0,5 \cdot 1,220 \cdot 421,9 = 257 \text{ Вт/м}^2$$

$$W_{100} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_1^3 = 0,5 \cdot 1,220 \cdot 9,44^3 = 0,5 \cdot 1,220 \cdot 841,2 = 513 \text{ Вт/м}^2$$

Питома потужність зросла на висоті 100 м порівняно з 10 м:  $513 / 257 = 2,00$  рази.

Завдання 3. Частка робочого часу та річна генерація.

$$\text{Функція розподілу Вейбула: } F_{\text{роб}} = \exp[-(v_{\text{вкл}}/c)^k] - \exp[-(v_{\text{ном}}/c)^k]$$

$$\text{Обчислення } (v_{\text{вкл}}/c)^k = (3,0/8,5)^{2,4} = (0,3529)^{2,4}:$$

$$\ln(0,3529) = -1,041; 2,4 \cdot (-1,041) = -2,499; \exp(-2,499) = 0,0821$$

$$\text{Обчислення } (v_{\text{ном}}/c)^k = (14/8,5)^{2,4} = (1,647)^{2,4}:$$

$$\ln(1,647) = 0,499; 2,4 \cdot 0,499 = 1,198; \exp(1,198) = 3,314$$

$$F_{\text{роб}} = \exp(-0,0821) - \exp(-3,314) = 0,921 - 0,036 = 0,885 \text{ (88,5 \% від загального часу)}$$

$$E_{\text{верхн}} = P_{\text{ном}} \cdot F_{\text{роб}} \cdot 8760 = 3,5 \cdot 0,885 \cdot 8760 = 27\,140 \text{ МВт}\cdot\text{год/рік (теоретична верхня межа)}$$

$$E_{\text{реал}} = P_{\text{ном}} \cdot (F_{\text{роб}} \cdot 0,40) \cdot 8760 = 3,5 \cdot 0,354 \cdot 8760 = 10\,856 \text{ МВт}\cdot\text{год/рік} \approx 10,9 \text{ ГВт}\cdot\text{год/рік}$$

$$\text{КВВП}_{\text{реал}} = F_{\text{роб}} \cdot 0,40 = 0,885 \cdot 0,40 = 0,354 = 35,4 \% \text{ — типовий показник для якісного наземного майданчика.}$$

Завдання 4. Перевірка через відношення кубів швидкостей.

$$W_{100}/W_{10} = (v_1/v_0)^3 = (9,44/7,5)^3 = 1,259^3 = 2,00 \text{ — збігається з розрахунком завдання 2. } \checkmark$$

Завдання 5. Класифікація ресурсу.

$W_{100} = 513 \text{ Вт/м}^2 > 400 \text{ Вт/м}^2$  — відмінний клас вітрового ресурсу. Майданчик Очаків (відкритий мис Чорноморського узбережжя) є першочерговим для розміщення промислової ВЕС. Порівняно з більшістю внутрішніх районів України ( $W_{100} = 150\text{--}280 \text{ Вт/м}^2$ ) цей

майданчик має вдвічі вищий потенціал завдяки малій шорсткості водної поверхні та сприятливому гідродинамічному ефекту мису.

### Варіанти для виконання завдань (30 варіантів)

Таблиця 1 — Вихідні дані для виконання практичної роботи № 6

$h_0 = 10$  м (стандартна висота вимірювань метеостанцій) для всіх варіантів.

№	Майданчик / регіон	$v_0$ , м/с	$\alpha$	$h_1$ , м	$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	$k$	$c$ , м/с	$P_{\text{ном}}$ , МВт	$v_{\text{ном}}$ , м/с	$v_{\text{вкл}}$ , м/с
1	Миколаїв, узбережжя (степ)	6.2	0.12	100	1.22	2.2	7	3	14	3
2	Херсон, рівнина	5.8	0.13	100	1.22	2	6.5	2	12	3
3	Очаків, мис (відкрите море)	7.5	0.1	100	1.22	2.4	8.5	3.5	14	3
4	Запоріжжя, степ	6	0.13	100	1.22	2.1	6.8	2	12	3
5	Одеса, узбережжя	6.5	0.11	100	1.22	2.2	7.3	3	13	3
6	Ботієве (Запорізька обл.)	6.8	0.12	100	1.22	2.3	7.7	3	13	3
7	Харків, рівнина	4.8	0.15	100	1.218	1.9	5.4	1.5	12	3
8	Дніпро, рівнина	4.5	0.15	100	1.218	1.9	5.1	1.5	12	3
9	Київ, передмістя	4.2	0.2	100	1.215	1.8	4.7	1	12	3.5
10	Карпати, перевал (гори)	9.8	0.22	80	1.18	2.5	11	5	14	4
11	Данія, внутрішні райони	7.2	0.12	100	1.22	2.3	8.1	3.5	14	3
12	Данія, офшор Horns Rev	10.2	0.09	100	1.225	2.5	11.5	5	14	3
13	Північне море, офшор (Нідерланди)	10.8	0.09	100	1.225	2.5	12.2	5	15	3
14	Ла-Манш, офшор (Великобританія)	10.5	0.09	100	1.225	2.4	11.8	5	14	3
15	Північна Германія, рівнина	6.5	0.14	100	1.22	2.2	7.3	3	13	3
16	Польща, рівнина (Балтика)	7	0.13	100	1.22	2.2	7.9	3.5	14	3
17	Шотландія, узгір'я	9	0.18	80	1.215	2.4	10.1	5	14	3.5
18	Ірландія, атлантичне узбережжя	9.5	0.1	100	1.215	2.4	10.7	5	14	3
19	Іспанія, Ла-Манча (плато)	7.5	0.14	100	1.2	2.3	8.5	3	13	3.5
20	Іспанія, Кантабрія (гори)	9.5	0.22	80	1.185	2.5	10.7	5	14	4
21	Португалія, узбережжя	8	0.11	100	1.21	2.3	9	3.5	14	3
22	Греція, Егейські острови	8.5	0.11	100	1.21	2.4	9.6	4	14	3
23	Туреччина, узбережжя Егею	7.8	0.12	100	1.215	2.3	8.8	3.5	13	3
24	Марокко, Тарфая (Атлантика)	9	0.1	100	1.21	2.5	10.2	4.5	14	3
25	Саудівська Аравія, Неом	7	0.12	100	1.195	2.2	7.9	3	13	3
26	Індія, Кутч (Гуджарат)	7.5	0.13	100	1.2	2.3	8.5	3.5	13	3
27	США, Техас (рівнина)	8.5	0.13	100	1.215	2.4	9.6	4	14	3
28	США, офшор Нова Англія	10	0.09	100	1.225	2.5	11.3	5	14	3
29	Австралія, Пілбара (пд.-зах.)	8	0.13	100	1.195	2.4	9	4	14	3
30	Казахстан, Жунгарські ворота	9.5	0.14	100	1.21	2.5	10.7	5	15	3

Примітки до таблиці варіантів:

- $v_0$  — середньорічна швидкість вітру на стандартній висоті вимірювань метеостанцій  $h_0 = 10$  м.
- $\alpha$  — показник степеневого профілю Хеллмана. Менші значення (0,09–0,12) відповідають відкритим майданчикам (море, степ); більші (0,18–0,25) — пересіченій місцевості та горам.
- $\rho$  — середньорічна густина повітря, що залежить від висоти над рівнем моря та середньорічної температури. Для гірських майданчиків  $\rho$  зменшується до 1,18–1,19 кг/м<sup>3</sup>.
- $k$ ,  $c$  — параметри розподілу Вейбула:  $k$  — параметр форми (відображає рівномірність розподілу швидкостей);  $c$  — параметр масштабу (пов'язаний з середньою швидкістю на висоті  $h_1$ , яка задана в таблиці).

5.  $P_{\text{ном}}$ ,  $v_{\text{ном}}$ ,  $v_{\text{вкл}}$  — характеристики ВЕУ відповідно до класу вітрового ресурсу майданчика. Для слабовітряних майданчиків обрано ВЕУ меншої потужності з нижчою номінальною швидкістю.
6. Параметр  $c$  в таблиці наведено для висоти  $h_1$ , тобто вже перерахований з  $h_0$ . Студент розраховує  $v_1$  незалежно за законом Хеллмана — розбіжність між  $v_1$  і  $v_{\text{ср}}$ , отриманою з  $c$ , не повинна перевищувати 5–10 % (похибка від усереднення).

#### Розрахункові формули (довідково)

Закон Хеллмана:  $v_1 = v_0 \cdot (h_1/h_0)^\alpha$

Питома потужність потоку:  $W = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v^3$ , Вт/м<sup>2</sup>

Відношення питомих потужностей:  $W_1/W_0 = (v_1/v_0)^3$

Розподіл Вейбула (CDF):  $F(v) = 1 - \exp[-(v/c)^k]$

Частка робочого часу ВЕУ:  $F_{\text{роб}} = \exp[-(v_{\text{вкл}}/c)^k] - \exp[-(v_{\text{ном}}/c)^k]$

Верхня межа річної генерації:  $E_{\text{верхн}} = P_{\text{ном}} \cdot F_{\text{роб}} \cdot 8760$ , МВт·год/рік

Реальна річна генерація:  $E_{\text{реал}} = P_{\text{ном}} \cdot F_{\text{роб}} \cdot 0,40 \cdot 8760$ , МВт·год/рік  
 КВВП<sub>реал</sub>  $\approx F_{\text{роб}} \cdot 0,40$

#### Класифікація вітрового ресурсу (W на висоті осі ротора):

< 100 Вт/м<sup>2</sup> — слабкий (промислова ВЕС недоцільна)

100–200 Вт/м<sup>2</sup> — помірний (придатний для малих ВЕУ)

200–400 Вт/м<sup>2</sup> — хороший (доцільна промислова ВЕС)

> 400 Вт/м<sup>2</sup> — відмінний (першочергові майданчики)

#### Довідкові значення $\alpha$ для різних типів підстилаючої поверхні:

0,10–0,12 — відкрита морська поверхня, степ, рівнина без перешкод

0,13–0,16 — рівнина з поодинокими деревами, ріллі

0,17–0,22 — лісові масиви, горбиста місцевість

0,23–0,30 — гори, складний рельєф, передмістя

### Практична робота № 7

Тема: «Комплексна оцінка сонячного та вітрового енергетичного потенціалу регіону.

Розрахунок виробітку ФЕС та ВЕС. Аналіз надійності геліо-вітрової системи»

#### Завдання

1. Розрахувати річний виробіток електроенергії фотоелектричною станцією (ФЕС) за річною питоною інсоляцією на оптимально нахилений площині та коефіцієнтом ефективності системи.
2. Розрахувати річний виробіток електроенергії вітровою електростанцією (ВЕС) за встановленою потужністю та коефіцієнтом використання встановленої потужності.
3. Визначити КВВП ФЕС і порівняти питомий виробіток (МВт·год на 1 кВт встановленої потужності) ФЕС та ВЕС. Встановити, яке джерело домінує за питомих виробітком у даному регіоні.
4. Оцінити потребу в акумулюванні енергії: розрахувати загальний обсяг дефіцитної енергії за добами типу 4 (одночасно мінімальна генерація ФЕС і ВЕС) та визначити коефіцієнт надійності енергопостачання геліо-вітрової системи.
5. Зробити висновок про доцільність спільного використання ФЕС і ВЕС у даному регіоні, вказавши сезон з найбільшим ризиком дефіциту та заходи з підвищення надійності.

#### Короткі теоретичні відомості

Геліо-вітрові системи поєднують фотоелектричні та вітрові установки для підвищення стабільності електропостачання. Їх ефективність ґрунтується на добре вираженій сезонній комплементарності ресурсів: у більшості регіонів помірного клімату вітровий ресурс максимальний взимку, тоді як сонячний — влітку. Завдяки цьому взаємному доповненню

комбінована система забезпечує виробіток необхідної енергії протягом 80–85 % днів на рік (у середньому близько 295–310 діб) без залучення резервів.

Річний виробіток ФЕС розраховується за формулою:  $E_{\text{ФЕС}} = H_{\text{рік}} \cdot P_{\text{пік}} \cdot PR / 1000$  [МВт·год/рік], де  $H_{\text{рік}}$  — річна питома інсоляція на оптимально нахиленій площині (кВт·год/м<sup>2</sup>/рік),  $P_{\text{пік}}$  — встановлена потужність ФЕС (кВт),  $PR$  — коефіцієнт ефективності системи (Performance Ratio), що враховує температурні втрати, втрати в кабелях та інверторі, затінення та забруднення панелей. Для сучасних промислових ФЕС  $PR = 0,78\text{--}0,85$ ; значення 0,80 є типовим для помірною клімату. Важливо: ККД модуля вже врахований в  $P_{\text{пік}}$  (це пікова потужність при стандартних умовах 1000 Вт/м<sup>2</sup>, 25 °С). Сучасні монокристалічні модулі мають ККД 20–24 %, встановлена потужність 1 м<sup>2</sup> панелі — 200–230 Вт, а не 100 Вт, як у застарілих панелях аморфного кремнію (ККД 8–12 %).

КВВП ФЕС визначається як частка фактично виробленої енергії від теоретично можливої при роботі на повну потужність цілодобово:  $\text{КВВП}_{\text{ФЕС}} = E_{\text{ФЕС}} / (P_{\text{пік}} \cdot 8760 / 1000) \cdot 100$  [%]. Для більшості регіонів України  $\text{КВВП}_{\text{ФЕС}} = 11\text{--}16$  %, для Середземноморського клімату — 15–22 %. Річний виробіток ВЕС:  $E_{\text{ВЕС}} = P_{\text{ВЕС}} \cdot \text{КВВП}_{\text{В}} / 100 \cdot 8760 / 1000$  [МВт·год/рік]. Для порівняння джерел слід використовувати питомий виробіток — МВт·год на 1 кВт встановленої потужності.

Класифікація діб за типом геліо-вітрового ресурсу має практичне значення для планування резервів. Тип 1 — обидва ресурси значні (вітер + сонце) — найсприятливіший. Тип 2 — лише сонячний ресурс значний (антициклон, слабкий вітер) — характерний для літа. Тип 3 — лише вітровий ресурс значний (хмарно, сильний вітер) — типовий для зими. Тип 4 — обидва ресурси мінімальні — найнебезпечніший, вимагає акумулявання або резервної генерації. Для центральних районів України середня кількість діб типу 4 становить 60–75 на рік; для південних — 45–60; для ~~К~~азійських і карпатських районів — 65–85.

Коефіцієнт надійності геліо-вітрової системи:  $K_{\text{нд}} = (365 - t_4) / 365 \cdot 100$  [%], де  $t_4$  — кількість діб типу 4 на рік. Потреба в акумуляванні:  $W_{\text{ємн}} = W_{\text{доб}} \cdot t_4$  [кВт·год/рік], де  $W_{\text{доб}}$  — добова дефіцитна енергія в день типу 4. Підвищення надійності до рівня 95 % (346 діб) потребує скорочення  $t_4$  до 19 діб, що досягається або збільшенням ємності акумулятора, або додаванням резервної (дизельної, газової або ГАЕС) потужності для покриття залишкових 2,5–5 % часу.

#### **Зразок виконання завдання (варіант 1 — Миколаїв)**

Вихідні дані:  $H_{\text{рік}} = 1380$  кВт·год/м<sup>2</sup>/рік;  $v_{100} = 7,5$  м/с;  $P_{\text{ФЕС}} = 500$  кВт;  $PR = 0,82$ ;  $P_{\text{ВЕС}} = 2000$  кВт;  $\text{КВВП}_{\text{В}} = 32$  %;  $t_4 = 55$  діб/рік;  $W_{\text{доб}} = 180$  кВт·год/добу.

Завдання 1. Річний виробіток ФЕС.

$$E_{\text{ФЕС}} = H_{\text{рік}} \cdot P_{\text{ФЕС}} \cdot PR / 1000 = 1380 \cdot 500 \cdot 0,82 / 1000 = 565,8 \text{ МВт} \cdot \text{год} / \text{рік}$$

Завдання 2. Річний виробіток ВЕС.

$$E_{\text{ВЕС}} = P_{\text{ВЕС}} \cdot \text{КВВП}_{\text{В}} / 100 \cdot 8760 / 1000 = 2000 \cdot 0,32 \cdot 8760 / 1000 = 5\,606,4 \text{ МВт} \cdot \text{год} / \text{рік}$$

Завдання 3. КВВП ФЕС і порівняння питомого виробітку.

$$\text{КВВП}_{\text{ФЕС}} = 565,8 / (500 \cdot 8760 / 1000) \cdot 100 = 565,8 / 4380 \cdot 100 = 12,9 \%$$

Питомий виробіток на 1 кВт встановленої потужності:

$$\text{ФЕС: } 565,8 / 500 = 1,132 \text{ МВт} \cdot \text{год} / (\text{кВт} \cdot \text{рік})$$

$$\text{ВЕС: } 5606,4 / 2000 = 2,803 \text{ МВт} \cdot \text{год} / (\text{кВт} \cdot \text{рік})$$

ВЕС продуктивніша на одиницю встановленої потужності у  $2,803 / 1,132 = 2,48$  рази.

Домінує вітровий ресурс — характерно для степового узбережжя з середньою швидкістю вітру 7,5 м/с на висоті 100 м.

Завдання 4. Потреба в акумуляванні та коефіцієнт надійності.

$$W_{\text{ємн}} = 180 \cdot 55 = 9\,900 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік} = 9,9 \text{ МВт} \cdot \text{год} / \text{рік}$$

$$K_{\text{нд}} = (365 - 55) / 365 \cdot 100 = 310 / 365 \cdot 100 = 84,9 \%$$

Система забезпечує надійне енергопостачання 310 із 365 діб на рік. Для підвищення до 95 % (346 діб) необхідно скоротити кількість незабезпечених діб з 55 до 19 — через збільшення ємності BESS або введення резервного газового генератора для покриття 36 критичних діб.

Завдання 5. Висновок.

Спільне використання ФЕС і ВЕС у Миколаєві є обґрунтованим: ВЕС забезпечує основний виробіток (89 % від сумарного), ФЕС доповнює систему влітку при антициклонах. Найбільший ризик дефіциту — листопад–лютий: хмарна погода без постійного сильного вітру збільшує кількість діб типу 4 до 8–12 на місяць. Пріоритетний захід — акумулятор BESS ємністю 540 кВт·год (180 кВт·год · 3 дні — типова тривалість безперервного типу 4 взимку) або підключення до ОЕС як резервного джерела.

Таблиця 1 — Місячний виробіток ФЕС у Миколаєві ( $P_{\text{ФЕС}} = 500$  кВт,  $PR = 0,82$ )

Показник	Січ	Лют	Бер	Квіт	Трав	Черв	Лип	Серп	Вер	Жовт	Лист	Груд	Рік
H, кВт·год/м <sup>2</sup>	41	66	117	148	181	179	181	172	126	90	44	33	1378
E_міс, МВт·год	16.8	27.1	48.0	60.7	74.2	73.4	74.2	70.5	51.7	36.9	18.0	13.5	565.0

### Варіанти для виконання завдань (30 варіантів)

Таблиця 2 — Вихідні дані для виконання практичної роботи № 7

№	Місто / регіон	H_рік, кВт·год/м <sup>2</sup> /рік	v <sub>100</sub> , м/с	P_ФЕС, кВт	PR	P_ВЕС, кВт	КВВП_В, %	t <sub>4</sub> , діб/рік	W_доб, кВт·год	Клімат
1	Миколаїв (Миколаїв. обл.)	1380	7.5	500	0.82	2000	32	55	180	помірний
2	Херсон (Херсон. обл.)	1420	7.8	500	0.82	2000	34	50	170	помірно-сонячн.
3	Одеса (Одес. обл.)	1350	7.2	500	0.82	2000	30	58	185	помірний
4	Запоріжжя (Запор. обл.)	1360	7.5	500	0.81	2000	31	56	178	помірний
5	Дніпро (Дніпроп. обл.)	1310	6.5	400	0.81	1500	28	62	175	помірний
6	Харків (Харків. обл.)	1280	6	400	0.81	1500	26	68	170	помірний
7	Полтава (Полтав. обл.)	1260	5.8	300	0.8	1000	25	70	160	помірний
8	Київ (Київська обл.)	1220	5.5	300	0.8	1000	24	72	155	помірний
9	Вінниця (Вінниц. обл.)	1230	5.5	300	0.8	1000	23	74	150	помірний
10	Львів (Львів. обл.)	1120	5.8	200	0.79	750	24	80	145	хмарний
11	Карпати (Закарпатська обл.)	1200	10.5	200	0.78	1500	38	65	190	помірний
12	Данія (Копенгаген)	1100	10.8	500	0.83	3000	41	48	220	хмарний
13	Данія офшор (Horns Rev 3)	1100	12.5	1000	0.82	8700	52	38	280	хмарний
14	Германія пд. (Баварія)	1150	7.5	500	0.82	2000	28	62	175	хмарний
15	Германія пн. (Бранденбург)	1050	8.5	500	0.83	3000	34	55	200	хмарний
16	Польща (Гданськ)	1100	8.8	500	0.82	2000	35	56	190	хмарний
17	Португалія (Лісабон)	1700	8.5	800	0.83	2000	32	42	195	помірно-сонячн.
18	Іспанія (Мадрид)	1700	8	800	0.83	2000	30	44	190	помірно-сонячн.
19	Іспанія пд. (Андалусія)	1900	8.5	1000	0.84	3000	33	38	210	сонячний

20	Греція (Афіни)	1700	9	800	0.83	2000	34	40	200	помірно-сонячн.
21	Туреччина (Анкара)	1650	8.5	800	0.83	2000	32	45	195	помірно-сонячн.
22	Марокко (Агадір)	2000	9.5	1000	0.84	3000	38	35	220	сонячний
23	ОАЕ (Абу-Дабі)	2100	6.8	1000	0.8	1500	28	52	200	сонячний
24	Індія (Раджастан)	2050	8.5	1000	0.82	2500	34	40	215	сонячний
25	Австралія (Перт)	1900	8.8	1000	0.84	3000	36	38	220	сонячний
26	США Каліфорнія (Лос-Анджелес)	1950	7.5	1000	0.83	2000	30	44	205	сонячний
27	США Техас (Далас)	1850	9.5	1000	0.83	3500	38	42	215	сонячний
28	Бразилія (Форталеза)	1800	9	1000	0.84	2500	36	40	210	сонячний
29	Казахстан (Астана)	1350	8.5	500	0.8	2000	34	68	175	помірний
30	Ісландія (Рейк'явік)	900	13.5	200	0.78	5000	52	35	250	хмарний

Примітки до таблиці варіантів:

1.  $H_{\text{рік}}$  — річна сума сонячної радіації на оптимально нахиленій площині ФЕС (кут нахилу  $\approx$  широта місця). Джерело: PVGIS-ERA5 (JRC, ЄС), оновлення 2023–2024 рр.
2.  $v_{100}$  — середньорічна швидкість вітру на висоті 100 м. Для офшорних варіантів (Данія офшор) висота 100 м над рівнем моря.
3. PR (Performance Ratio) — коефіцієнт ефективності системи, що враховує температурні втрати (–8–10 % для помірного клімату), втрати в кабелях та інверторі (3–5 %), забруднення панелей (1–3 %). Для посушливих регіонів PR може бути нижчим через пилове забруднення.
4.  $t_4$  — статистична кількість днів на рік, коли обидва ресурси (сонячний та вітровий) одночасно нижчі за поріг корисної генерації.  $W_{\text{доб}}$  — типовий добовий дефіцит енергії в таку добу (кВт·год).
5. КВВП модулів у формулі НЕ ВИКОРИСТОВУЄТЬСЯ окремо: він вже врахований у величині  $P_{\text{пік}}$  і PR. Застаріле значення «100 Вт/м<sup>2</sup>, ККД 10–14 % аморфного кремнію» відповідало технологіям 2005–2010 рр.; сучасні монокристалічні модулі — 200–230 Вт/м<sup>2</sup>, ККД 20–24 %.

### Розрахункові формули (довідково)

Річний виробіток ФЕС:  $E_{\text{ФЕС}} = H_{\text{рік}} \cdot P_{\text{ФЕС}} \cdot PR / 1000$ , МВт·год/рік

Річний виробіток ВЕС:  $E_{\text{ВЕС}} = P_{\text{ВЕС}} \cdot \text{ККВП}_{\text{В}} / 100 \cdot 8760 / 1000$ , МВт·год/рік

ККВП ФЕС:  $\text{ККВП}_{\text{ФЕС}} = E_{\text{ФЕС}} / (P_{\text{ФЕС}} \cdot 8760 / 1000) \cdot 100$ , %

Питомий виробіток:  $e_{\text{пит}} = E / P_{\text{встан}}$ , МВт·год/(кВт·рік)

Потреба в акумуляванні:  $W_{\text{емн}} = W_{\text{доб}} \cdot t_4$ , кВт·год/рік

Коефіцієнт надійності:  $K_{\text{нд}} = (365 - t_4) / 365 \cdot 100$ , %

## Практична робота № 8

**Тема: «Підбір акумуляторної системи для гібридної геліо-вітрової установки. Аналіз сезонного енергетичного балансу»**

### Завдання

1. За нормованими місячними профілями сонячного ( $k_{\text{СЕС}}$ ) та вітрового ( $k_{\text{ВЕС}}$ ) потенціалів розрахувати сумарний нормований потенціал  $K_{\text{сум}} = k_{\text{СЕС}} + k_{\text{ВЕС}}$  для кожного місяця та виявити місяці, в яких  $K_{\text{сум}} < 1,0$  (генерація менша за середньодобове споживання).

2. Розрахувати місячний надлишок або дефіцит енергії:  $\Delta E_{\text{міс}} = (K_{\text{сум}} - 1) \cdot E_{\text{сер}} \cdot N_{\text{міс}}$  [кВт·год], де  $N_{\text{міс}}$  — кількість днів у місяці. Визначити місяць з максимальним дефіцитом.

3. Визначити необхідну ємність акумуляторної батареї для покриття провалу тривалістю  $t_{\text{пров}}$  діб з урахуванням ефективності заряду, розряду та допустимої глибини розряду.
4. Розрахувати ємність акумулятора в ампер-годинах при заданій номінальній напрузі системи та визначити необхідну кількість стандартних акумуляторних модулів ємністю 100 А·год кожний.
5. Оцінити оптимальне співвідношення потужностей ФЕС і ВЕС для мінімізації сезонного дефіциту та розробити рекомендацію щодо конфігурації системи.

### Короткі теоретичні відомості

Гібридна геліо-вітрова система поєднує фотоелектричну та вітрову установки з акумуляторним накопичувачем. Головною перевагою такої системи є сезонна комплементарність ресурсів: у помірному кліматі максимум сонячного потенціалу припадає на літо, а вітрового — на зиму. Завдяки цьому сумарний потенціал системи є значно рівномірнішим, ніж кожен ресурс окремо, що зменшує вимоги до ємності акумулятора.

Нормований місячний потенціал  $k$  показує, яку частку від середньодобового споживання  $E_{\text{сер}}$  здатна забезпечити установка за даний місяць:  $k = E_{\text{міс\_факт}} / (E_{\text{сер}} \cdot N_{\text{міс}})$ , де  $E_{\text{міс\_факт}}$  — фактичний місячний виробіток. Значення  $k < 1$  означає дефіцит,  $k > 1$  — надлишок. Сумарний нормований потенціал  $K_{\text{сум}} = k_{\text{СЕС}} + k_{\text{ВЕС}}$  відображає сукупну здатність системи покривати споживання.

Необхідна ємність акумулятора для покриття провалу тривалістю  $t_{\text{пров}}$  діб при пороговому рівні  $\text{threshold}$ :  $C_{\text{акум}} = E_{\text{сер}} \cdot t_{\text{пров}} \cdot (1 - \text{threshold}) / (\eta_{\text{з}} \cdot \eta_{\text{р}} \cdot \text{DOD})$ , де  $\eta_{\text{з}}$  — ефективність заряду (частки);  $\eta_{\text{р}}$  — ефективність розряду (частки);  $\text{DOD}$  — допустима глибина розряду (частки). Знаменник  $\eta_{\text{з}} \cdot \eta_{\text{р}} \cdot \text{DOD}$  — ефективний коефіцієнт використання ємності акумулятора. Для сучасних літій-залізо-фосфатних (LFP) акумуляторів:  $\eta_{\text{з}} = 0,97-0,99$ ,  $\eta_{\text{р}} = 0,97-0,99$ ,  $\text{DOD} = 0,80-0,95$ ; для свинцево-кислотних:  $\eta_{\text{з}} = 0,85-0,90$ ,  $\eta_{\text{р}} = 0,85-0,90$ ,  $\text{DOD} = 0,50-0,60$ . Ємність у А·год:  $Q = C_{\text{акум}} \cdot 1000 / U_{\text{ном}}$ .

Оптимальне співвідношення потужностей ФЕС і ВЕС визначається умовою мінімізації максимального місячного дефіциту. Якщо дефіцит спостерігається взимку — необхідно збільшити частку ВЕС. Якщо влітку — збільшити ФЕС. Для рівнинних регіонів помірного клімату оптимальне співвідношення  $P_{\text{СЕС}}/P_{\text{ВЕС}} = 0,3-0,5$ ; для півдня України з меншим вітровим потенціалом влітку —  $0,6-1,0$ . Дослідження на базі даних Миколаєва (Чорноморський університет, 461 доба спостережень 2013–2014 рр.) підтверджує: акумулятора ємністю на 2 доби достатньо, щоб утримати потужність вище 30 % від середньорічного рівня при оптимальному співвідношенні СЕС/ВЕС = 0,5/1.

### Зразок виконання завдання (варіант 1 — Агрофермерське госп., Миколаїв)

Вихідні дані:  $P_{\text{СЕС}} = 10$  кВт;  $P_{\text{ВЕС}} = 5$  кВт;  $E_{\text{сер}} = 48$  кВт·год/добу;  $\eta_{\text{з}} = \eta_{\text{р}} = 95$  %;  $\text{DOD} = 80$  %;  $U_{\text{ном}} = 48$  В;  $t_{\text{пров}} = 3$  доби;  $\text{threshold} = 0,50$ .

Нормовані профілі (після корекції  $\text{ses}_f = 1,15$ ;  $\text{ves}_f = 1,10$ ):

Показник	Січ	Лют	Бер	Кві	Трав	Чер	Лип	Сер	Вер	Жов	Лис	Гру	Рік
$k_{\text{СЕС}}$	0.30	0.48	0.86	1.10	1.36	1.31	1.33	1.24	0.89	0.61	0.31	0.21	10.00
$k_{\text{ВЕС}}$	1.41	1.30	1.26	1.08	0.90	0.79	0.75	0.77	0.90	1.12	1.34	1.46	13.08
$K_{\text{сум}}$	1.71	1.78	2.12	2.18	2.26	2.10	2.08	2.01	1.79	1.73	1.65	1.67	23.08
$\Delta E_{\text{міс}}$ , кВт·год	1056	1048	1667	1699	1875	1584	1607	1503	1138	1086	936	997	16196

Примітка: червоним виділено місяці з дефіцитом ( $K_{\text{сум}} < 1,0$ ); зеленим — з надлишком.

Завдання 1–2. Аналіз балансу.

Місяців з дефіцитом ( $K_{\text{сум}} < 1,0$ ): немає. Максимальний надлишок — влітку (червень–серпень), мінімальний нормований потенціал — Лис ( $K_{\text{сум}} = 1.65$ ). Річний надлишок: +16196 кВт·год; дефіцит: –0 кВт·год. Незважаючи на відсутність місячного дефіциту, добові провали (типу 4 з лекції 7) вимагають акумулятора.

Завдання 3. Ємність акумулятора.

$$C_{\text{акум}} = E_{\text{сер}} \cdot t_{\text{пров}} \cdot (1 - \text{threshold}) / (\eta_{\text{з}} \cdot \eta_{\text{р}} \cdot \text{DOD})$$

$C_{\text{акум}} = 48 \cdot 3 \cdot (1 - 0,50) / (0,95 \cdot 0,95 \cdot 0,80) = 72,0 / 0,7220 = 99,7 \text{ кВт}\cdot\text{год} \approx 100 \text{ кВт}\cdot\text{год}$

Завдання 4. Ємність у А·год та кількість модулів.

$$Q = C_{\text{акум}} \cdot 1000 / U_{\text{ном}} = 100\,000 / 48 = 2\,083 \text{ А}\cdot\text{год}$$

Кількість модулів 100 А·год:  $N = \lceil 2083/100 \rceil = 21$  модуль (при напрузі 48 В, з'єднання паралельне)

Завдання 5. Оптимізація та рекомендації.

Поточне співвідношення  $P_{\text{СЕС}}/P_{\text{ВЕС}} = 10/5 = 2,0$ . Дефіциту за місяцями немає, але вітровий потенціал взимку значно вищий, ніж сонячний. Для ще більшого вирівнювання можна збільшити ВЕС до 8–10 кВт та зменшити ФЕС до 8 кВт (співвідношення 0,8–1,0). Рекомендована конфігурація: ФЕС 10 кВт + ВЕС 5 кВт + BESS 100 кВт·год (LFP) при 48 В = 21 модуль 100 А·год. Такий акумулятор забезпечить покриття 3-добового провалу з порогом 50 % від середньодобового споживання.

### Варіанти для виконання завдань (30 варіантів)

Таблиця 1 — Вихідні дані (параметри системи та акумулятора)

№	Об'єкт / регіон	P_СЕС, кВт	P_ВЕС, кВт	E_сер, кВт·год/д	$\eta_z$ , %	$\eta_p$ , %	DOD, %	U_ном, В	t_пров, діб	Popir threshold	ses_f	ves_f
1	Агрофермерське госп., Миколаїв	10	5	48	95	95	80	48	3	0.5	1.15	1.1
2	Насосна станція, Херсон	15	10	72	95	95	80	48	3	0.5	1.18	1.12
3	Турбаза, Одеська обл.	20	10	96	95	95	80	48	4	0.5	1.12	1.08
4	Автономне с/г, Запоріжжя	12	8	60	95	95	80	48	3	0.5	1.14	1.1
5	Пансіонат, Дніпропетровськ	25	15	120	95	95	80	48	4	0.5	1.1	1.05
6	Телекомунікац. вузол, Харків	8	5	36	95	95	80	48	5	0.4	1.08	1.02
7	Автономний будинок, Полтава	6	3	28	92	92	75	48	3	0.5	1.06	1
8	Мала СТО, Київська обл.	10	5	48	92	92	75	48	3	0.5	1.03	0.98
9	Метеопост, Вінниця	5	3	20	92	92	75	48	5	0.4	1.04	0.96
10	Лісова база, Закарпаття	8	10	40	92	92	75	48	4	0.5	1	1.25
11	Ізольоване с-ще, Данія	30	50	150	95	95	80	48	3	0.5	0.9	1.3
12	Офшорна платформа, Північне море	100	500	600	95	95	80	48	2	0.4	0.88	1.45
13	Ферма, Пн. Германія	40	30	200	95	95	80	48	3	0.5	0.95	1.2
14	Кемпінг, Пд. Германія (Баварія)	20	10	96	92	92	75	48	3	0.5	1	1.05
15	Ферма, Польща (Гданськ)	25	20	120	92	92	80	48	3	0.5	0.92	1.18
16	Горний готель, Австрія	15	20	80	92	92	75	48	4	0.5	0.95	1.15
17	Вілла, Португалія	30	10	130	95	95	80	48	2	0.6	1.4	1.05

18	Ферма, Іспанія (Ла-Манча)	50	20	200	95	95	80	48	2	0.6	1.42	1.08
19	Туристич. комплекс, Греція (о-в)	40	15	160	95	95	80	48	2	0.6	1.42	1.12
20	Насосна ст., Туреччина (узбережжя)	30	20	140	95	95	80	48	2	0.6	1.38	1.1
21	Автономне с-ще, Марокко	60	30	250	95	95	80	48	2	0.6	1.65	1.1
22	Зрошення, ОАЕ	100	20	400	95	90	80	48	2	0.6	1.75	0.9
23	Ферма, Казахстан (степ)	20	30	100	92	92	75	48	4	0.5	1.12	1.2
24	База, Австралія (Зах. Австр.)	60	30	250	95	95	80	48	2	0.6	1.55	1.15
25	Ізольов. с-ще, США (Нью-Мексико)	50	20	200	95	95	80	48	2	0.6	1.6	1.08
26	Ферма, Техас (США)	80	50	350	95	95	80	48	2	0.6	1.52	1.2
27	Поселення, Ісландія	10	100	150	95	95	80	48	2	0.4	0.75	1.6
28	Ферма, Ірландія	20	40	120	92	92	80	48	3	0.5	0.88	1.3
29	Будинок, Пн. Індія (Раджастан)	30	15	130	95	92	80	48	2	0.6	1.68	1.05
30	Ферма, Бразилія (Форталеза)	50	30	220	95	95	80	48	2	0.6	1.5	1.1

Таблиця 2 — Базові нормовані місячні профілі (застосовувати після множення на  $ses_f$  та  $ves_f$ )

Профіль	Січ	Лют	Бер	Кві	Трав	Чер	Лип	Сер	Вер	Жов	Лис	Гру	Сума
k_CEC_базовий	0.26	0.42	0.75	0.96	1.18	1.14	1.16	1.08	0.77	0.53	0.27	0.18	8.70
k_BEC_базовий	1.28	1.18	1.15	0.98	0.82	0.72	0.68	0.70	0.82	1.02	1.22	1.33	11.90

Для отримання регіонального профілю помножити базові значення на відповідні коефіцієнти:  $k_{CEC} = k_{CEC\_базовий} \cdot ses_f$ ;  $k_{BEC} = k_{BEC\_базовий} \cdot ves_f$ .

Примітки до таблиць:

1. Базовий профіль  $k_{CEC}$  відображає відносну місячну інсоляцію для помірного клімату (широта  $\sim 47-50^\circ$  пн. ш.).  $ses_f > 1$  — більш сонячний регіон;  $ses_f < 1$  — менш сонячний.
2. Базовий профіль  $k_{BEC}$  відображає типовий степовий вітровий режим з максимумом взимку.  $ves_f > 1$  — більш вітряний регіон.
3.  $\eta_z, \eta_p$  — ефективність заряду та розряду. Для LFP: 95–98 %; для свинцево-кислотних GEL: 85–92 %. DOD — допустима глибина розряду: LFP — 80–95 %, GEL — 50–60 %.
4. threshold — поріг надійного покриття: генерація нижче  $threshold \cdot E_{сер}$  вважається провалом, що потребує акумулювання.
5. Кількість стандартних модулів у завданні 4 округляти у бік збільшення.

#### Розрахункові формули (довідково)

Регіональний профіль:  $k_{CEC} = k_{CEC\_баз} \cdot ses_f$ ;  $k_{BEC} = k_{BEC\_баз} \cdot ves_f$

Сумарний потенціал:  $K_{сум} = k_{CEC} + k_{BEC}$

Місячний баланс:  $\Delta E_{міс} = (K_{сум} - 1) \cdot E_{сер} \cdot N_{міс}$ , кВт·год

Ємність акумулятора:  $C_{акум} = E_{сер} \cdot t_{пров} \cdot (1 - threshold) / (\eta_z \cdot \eta_p \cdot DOD)$ , кВт·год

Ємність у А·год:  $Q = C_{акум} \cdot 1000 / U_{ном}$ , А·год

Кількість модулів 100 А·год:  $N = [Q / 100]$  (округлення вгору)

## Практична робота № 9

### Тема: «Розрахунок геотермальної теплонасосної системи у складі комплексного ВДЕ-комплексу. Оцінка покриття електричного навантаження та економії первинної енергії»

#### Завдання

1. Розрахувати теоретичний (Карно) та реальний коефіцієнт перетворення теплового насосу (COP) за температурою геотермального джерела та температурою подачі в систему опалення.
2. Визначити споживану електричну потужність теплового насосу та потужність, що надходить від геотермального джерела.
3. Розрахувати річне електроспоживання теплонасосної установки та перевірити, чи покривають ВЕС і ФЕС у складі комплексу це споживання.
4. Оцінити температурні втрати при транспортуванні теплоносія та перевірити придатність геотермальної води для живлення теплового насосу після транспортування.
5. Порівняти комплексну систему з альтернативним газовим котлом (ккд 90 %). Розрахувати річну економію первинної енергії від застосування геотермального теплового насосу.

#### Короткі теоретичні відомості

Геотермальний тепловий насос (ТН) є ключовим елементом комплексних систем ВДЕ, що поєднують геотермальну теплову енергію з електричною з ВЕС або СЕС. Принцип роботи ТН базується на термодинамічному циклі: низькопотенційна теплова енергія від геотермального джерела (грунтових вод, свердловини) підвищується до корисного рівня температури, витрачаючи електроенергію. Таким чином, кожен кіловат-електрик перетворюється на 3–5 кіловат теплової енергії.

Коефіцієнт перетворення теплового насосу COP (Coefficient of Performance) — відношення виробленої теплоти до витраченої електроенергії. Теоретичний (Карно) COP визначається температурами джерела і споживача в Кельвінах:  $COP_{th} = T_{конд} / (T_{конд} - T_{вип})$ , де  $T_{конд}$  — температура конденсатора (подача в систему опалення),  $T_{вип}$  — температура випарника (геотермальне джерело). Реальний COP нижчий через незворотні втрати:  $COP_{real} = COP_{th} \cdot \eta$ , де  $\eta = 0,40-0,60$  — відносна ефективність реального циклу відносно Карно. Для сучасних промислових ТН системи «вода–вода»  $COP_{real} = 3,5-6,0$ .

Розподіл теплової потужності:  $Q_{тепл} = N_{ел} + Q_{гео}$ , де  $N_{ел}$  — споживана електрична потужність ТН;  $Q_{гео}$  — теплота, отримана від геотермального джерела. Звідси  $N_{ел} = Q_{тепл} / COP_{real}$  і  $Q_{гео} = Q_{тепл} \cdot (1 - 1/COP_{real})$ . Чим вищий COP, тим більша частка теплоти надходить з безкоштовного геотермального джерела. При COP = 4 від геотермального джерела надходить 75 % теплової потужності, а 25 % — у вигляді електроенергії.

Температурні втрати при транспортуванні: теплоносій, рухаючись трубопроводом, охолоджується зі швидкістю  $\Delta T/L$  [°C/км]. Температура на вході у споживача:  $T_{вхід} = T_{гео} - \Delta T_{втр} \cdot L_{тр}$ . Мінімумально допустима температура геотермальної води для роботи ТН системи «вода–вода» — 5–8 °C. При недостатній температурі необхідний додатковий підігрів або інший тип ТН («грунт–вода» з горизонтальними колекторами).

Порівняння з газовим котлом: газовий котел з ккд 90 % для вироблення однієї одиниці тепла потребує  $1/0,90 = 1,11$  одиниці природного газу (первинна енергія). Тепловий насос для тієї ж теплоти потребує  $N_{ел} = Q/COP$  електроенергії плюс безкоштовну геотермальну складову  $Q_{гео}$ . Якщо електрика виробляється ВЕС або СЕС, сумарна витрата первинного викопного палива = 0. Економія:  $E_{заощ} = Q_{гео\_рік} = Q_{тепл} \cdot (1 - 1/COP) \cdot t_{опал}$  [кВт·год/рік]. Потенціал геотермальних систем теплопостачання України за актуальними оцінками сягає 12 400 МВт (ІВЕ НАНУ, 2023), що перевищує потужність значної частини теплових електростанцій країни.

### Зразок виконання завдання (варіант 6 — Готель, Карпати, Закарпаття)

Вихідні дані:  $T_{\text{гео}} = 8 \text{ }^\circ\text{C}$ ;  $T_{\text{конд}} = 45 \text{ }^\circ\text{C}$ ;  $Q_{\text{тепл}} = 100 \text{ кВт}$ ;  $t_{\text{опал}} = 4000 \text{ год/рік}$ ;  $\eta = 42 \%$ ;  $P_{\text{ВЕС}} = 100 \text{ кВт}$ ;  $P_{\text{СЕС}} = 50 \text{ кВт}$ ;  $\text{ККВП}_{\text{В}} = 35 \%$ ;  $\text{ККВП}_{\text{С}} = 15 \%$ ;  $L_{\text{тр}} = 0,8 \text{ км}$ ;  $\Delta T/L = 0,28 \text{ }^\circ\text{C/км}$ .

Завдання 1. Коефіцієнт перетворення ТН.

Перевести у Кельвіни:  $T_{\text{конд}_K} = 45 + 273 = 318 \text{ К}$ ;  $T_{\text{вип}_K} = 8 + 273 = 281 \text{ К}$ .

$$\text{COP}_{\text{th}} = T_{\text{конд}_K} / (T_{\text{конд}_K} - T_{\text{вип}_K}) = 318 / (318 - 281) = 318 / 37 = 8,60$$

$$\text{COP}_{\text{real}} = \text{COP}_{\text{th}} \cdot \eta = 8,60 \cdot 0,42 = 3,61$$

$\text{COP} = 3,61$  — типовий показник для ТН системи «вода–вода» при невисокій температурі геотермального джерела ( $+8 \text{ }^\circ\text{C}$ ). Значення реалістичне та підтверджується паспортними даними сучасних ТН Viessmann, Vaillant та ін.

Завдання 2. Електрична потужність ТН та теплота від геотерм. джерела.

$$N_{\text{ел}} = Q_{\text{тепл}} / \text{COP}_{\text{real}} = 100 / 3,61 = 27,7 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{гео}} = Q_{\text{тепл}} \cdot (1 - 1/\text{COP}_{\text{real}}) = 100 \cdot (1 - 1/3,61) = 100 \cdot 0,723 = 72,3 \text{ кВт}$$

72,3 % теплоти надходить безкоштовно від геотермального джерела — це і є головна перевага ТН перед прямим електрообігрівом.

Завдання 3. Річне електроспоживання та покриття від ВДЕ.

$$W_{\text{ТН}_\text{рік}} = N_{\text{ел}} \cdot t_{\text{опал}} / 1000 = 27,7 \cdot 4000 / 1000 = 110,8 \text{ МВт}\cdot\text{год/рік}$$

$$E_{\text{ВЕС}} = 100 \cdot 0,35 \cdot 8760 / 1000 = 306,6 \text{ МВт}\cdot\text{год/рік}$$

$$E_{\text{СЕС}} = 50 \cdot 0,15 \cdot 8760 / 1000 = 65,7 \text{ МВт}\cdot\text{год/рік}$$

$$\text{Покриття} = (306,6 + 65,7) / 110,8 \cdot 100 = 372,3 / 110,8 \cdot 100 = 336 \%$$

ВЕС і СЕС разом виробляють у 3,36 рази більше електроенергії, ніж споживає ТН. Надлишок (261,5 МВт·год/рік) може бути відданий до ОЕС або використаний для зарядки BESS.

Завдання 4. Температурні втрати при транспортуванні.

$$\Delta T_{\text{втр}} = \Delta T/L \cdot L_{\text{тр}} = 0,28 \cdot 0,8 = 0,22 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$T_{\text{вхід}} = T_{\text{гео}} - \Delta T_{\text{втр}} = 8 - 0,22 = 7,78 \text{ }^\circ\text{C} > 5 \text{ }^\circ\text{C} \checkmark$$

Температура геотермальної води на вході у ТН залишається вище мінімально допустимого рівня  $5 \text{ }^\circ\text{C}$ . Транспортування на відстань 0,8 км не знижує ефективності системи.

Завдання 5. Порівняння з газовим котлом. Економія первинної енергії.

$$W_{\text{газ}_\text{альт}} = Q_{\text{тепл}} \cdot t_{\text{опал}} / (0,90 \cdot 1000) = 100 \cdot 4000 / 900 = 444,4 \text{ МВт}\cdot\text{год}_\text{газу}/\text{рік}$$

$Q_{\text{гео}_\text{рік}} = Q_{\text{гео}} \cdot t_{\text{опал}} / 1000 = 72,3 \cdot 4000 / 1000 = 289,2 \text{ МВт}\cdot\text{год}/\text{рік}$  (заощаджена первинна енергія)

$$\text{Економія} = 444,4 - 289,2 = 155,2 \text{ МВт}\cdot\text{год}/\text{рік} = 35 \% \text{ від потреби газового котла}$$

Геотермальний ТН у парі з ВЕС замінює газовий котел і зберігає 35 % первинної енергії. При повній відмові від газу (ВЕС покривають електроенергію ТН) економія первинного палива становить 100 % — система повністю безвикопнопаливна.

### Варіанти для виконання завдань (30 варіантів)

Таблиця 1 — Вихідні дані для виконання практичної роботи № 9

№	Об'єкт / регіон	$T_{\text{гео}}$ , $^\circ\text{C}$	$T_{\text{конд}}$ , $^\circ\text{C}$	$Q_{\text{тепл}}$ , кВт	$t_{\text{опал}}$ , год/рік	$\eta$ , %	$P_{\text{ВЕС}}$ , кВт	$P_{\text{СЕС}}$ , кВт	ККВП <sub>В</sub> , %	ККВП <sub>С</sub> , %	$L_{\text{тр}}$ , км	$\Delta T/L$ , $^\circ\text{C/км}$
1	Школа, Полтавська обл. (грунт. вода)	14	45	80	4200	4 5	100	50	26	12	1.5	0.2
2	Лікарня, Харківська обл.	16	50	150	4416	4 5	150	80	27	14	2	0.22
3	Гуртожиток, Чернігівська обл.	12	45	60	4200	4 2	50	30	25	11	1.5	0.2
4	АПК, Дніпропетровсь ка обл.	15	50	120	4416	4 5	120	80	30	15	2.5	0.22

5	Тепличний комплекс, Херсон	18	55	200	5000	4 8	200	100	32	16	3	0.24
6	Готель, Карпати (Закарпаття)	8	45	100	4000	4 2	100	50	35	15	0.8	0.28
7	Санаторій, Трускавець	10	50	180	4416	4 4	150	80	33	15	1	0.26
8	МГЕ + ТН, Закарпатська обл.	9	45	50	3800	4 2	30	20	38	15	0.5	0.26
9	Офісний центр, Київ	10	45	80	4000	4 2	80	60	24	13	1.2	0.2
10	Промзона, Сумська обл.	13	50	300	4416	4 4	300	150	25	12	3.5	0.21
11	Теплиця, Ісландія (геотерм.)	90	80	500	6000	5 5	500	100	52	12	0.5	0.15
12	Курорт, Угорщина	60	70	400	5000	5 2	300	200	28	15	2	0.18
13	Тепломережа, Словаччина	48	65	300	4800	5 0	250	150	26	14	3	0.19
14	Готель, Австрія (Альпи)	12	50	120	4416	4 4	120	80	30	14	1	0.24
15	АПК, Польща	11	45	80	4200	4 2	80	50	28	13	1.5	0.21
16	Тепличний к-кс, Нідерланди	14	50	400	5500	4 6	400	300	37	12	2	0.2
17	Промз., Данія (ТН+ВЕС)	10	55	250	5000	4 6	300	100	40	13	1.5	0.2
18	Тепломережа, Німеччина (пд.)	14	60	350	4800	4 8	300	200	30	14	4	0.2
19	Курортне с-ще, Туреччина	65	75	600	4000	5 2	400	300	34	20	1	0.18
20	АПК, Румунія	18	55	200	4416	4 6	200	100	30	16	2.5	0.22
21	Теплиця, Грузія	40	65	300	5000	5 0	200	150	35	18	1.5	0.2
22	Готель, Ізраїль (ТН+СЕС)	24	55	150	3000	4 8	100	200	28	22	2	0.22
23	Ферма, Нова Зеландія	80	75	400	5500	5 2	300	200	36	20	0.8	0.16
24	Тепломережа, Кенія (Olkaria)	165	90	1000	7000	5 8	800	500	30	24	0.5	0.14
25	АПК, США (Айдахо)	60	70	500	5500	5 2	400	300	32	22	2	0.18
26	Теплиця, Мексика	80	75	600	6000	5 4	400	400	30	23	1.5	0.17
27	ТН, Японія (Кюсю)	45	65	300	5000	5 0	250	200	30	18	1	0.2
28	Курорт, Чехія (Карлові Вари)	42	65	250	4800	5 0	200	150	28	14	1.5	0.2
29	АПК, Австралія (Великий Артезіан)	70	70	400	4500	5 2	300	300	35	22	3	0.18

30	Промзона, Франція (Ельзас)	16	55	350	4800	4 8	350	200	28	14	5	0.2
----	----------------------------------	----	----	-----	------	--------	-----	-----	----	----	---	-----

Примітки до таблиці варіантів:

1.  $T_{\text{гео}}$  — температура геотермальної води на виході зі свердловини (або температура ґрунтових вод).  $T_{\text{конд}}$  — температура подачі в систему опалення (температура конденсатора ТН).
2.  $\eta$  — ефективність реального ТН відносно теоретичного циклу Карно. Для сучасних промислових ТН системи «вода–вода»:  $\eta = 40\text{--}55\%$ . Для побутових ТН «ґрунт–повітря»:  $\eta = 35\text{--}45\%$ .
3. Мінімальна робоча температура геотермального теплоносія на вході у ТН —  $5\text{ }^\circ\text{C}$ . Якщо  $T_{\text{вхід}} = T_{\text{гео}} - \Delta T/L \cdot L_{\text{тр}} < 5\text{ }^\circ\text{C}$ , система потребує додаткового підігріву або збільшення діаметра трубопроводу.
4. ККВП\_В та ККВП\_С — середньорічні коефіцієнти використання встановленої потужності ВЕС та СЕС відповідно. Значення відповідають реальним вимірюваним показникам відповідних регіонів (IRENA 2024, IEA 2024).
5. Для варіантів 11, 23, 24 (Ісландія, Нова Зеландія, Кенія) геотермальна вода має температуру, достатню для прямого виробництва електроенергії (понад  $80\text{ }^\circ\text{C}$  — бінарний цикл ORC). У цих варіантах ТН може використовуватись як другий ступінь утилізації після виробництва електрики.

#### Розрахункові формули (довідково)

Теоретичний COP:  $\text{COP}_{\text{th}} = T_{\text{конд}_K} / (T_{\text{конд}_K} - T_{\text{вип}_K})$ , де  $T_K = T_{\text{ }^\circ\text{C}} + 273$

Реальний COP:  $\text{COP}_{\text{real}} = \text{COP}_{\text{th}} \cdot \eta / 100$

Ел. потужність ТН:  $N_{\text{ел}} = Q_{\text{тепл}} / \text{COP}_{\text{real}}$ , кВт

Геотерм. складова:  $Q_{\text{гео}} = Q_{\text{тепл}} \cdot (1 - 1 / \text{COP}_{\text{real}})$ , кВт

Річне ел. споживання:  $W_{\text{ТН}_\text{рік}} = N_{\text{ел}} \cdot t_{\text{опал}} / 1000$ , МВт·год/рік

Вирібок ВЕС:  $E_{\text{ВЕС}} = P_{\text{ВЕС}} \cdot \text{ККВП}_V / 100 \cdot 8760 / 1000$ , МВт·год/рік

Вирібок СЕС:  $E_{\text{СЕС}} = P_{\text{СЕС}} \cdot \text{ККВП}_C / 100 \cdot 8760 / 1000$ , МВт·год/рік

Покриття від ВДЕ:  $\text{cover} = (E_{\text{ВЕС}} + E_{\text{СЕС}}) / W_{\text{ТН}_\text{рік}} \cdot 100, \%$

Температурні втрати:  $\Delta T_{\text{втр}} = \Delta T/L \cdot L_{\text{тр}}$ ,  $^\circ\text{C}$

Температура на вході:  $T_{\text{вхід}} = T_{\text{гео}} - \Delta T_{\text{втр}}$ ,  $^\circ\text{C}$

Альтернатива — газ:  $W_{\text{газ}} = Q_{\text{тепл}} \cdot t_{\text{опал}} / (0,90 \cdot 1000)$ , МВт·год\_газу/рік

Геотерм. рік:  $Q_{\text{гео}_\text{рік}} = Q_{\text{гео}} \cdot t_{\text{опал}} / 1000$ , МВт·год/рік

Економія:  $E_{\text{заощ}} = W_{\text{газ}} - Q_{\text{гео}_\text{рік}}$ , МВт·год/рік

### Практична робота № 10

**Тема: «Розрахунок системи виробництва зеленого водню з відновлюваних джерел енергії. Оцінка обсягу виробництва та собівартості»**

#### Завдання

1. Розрахувати річний виробіток електроенергії ВЕС та СЕС і визначити сукупний обсяг доступної електроенергії для живлення електролізера.
2. Визначити енергію, спожиту електролізером, обсяг надлишкової енергії та коефіцієнт завантаження (використання) електролізера.
3. Розрахувати річний обсяг виробництва зеленого водню в кілограмах та нормальних кубічних метрах.
4. Розрахувати капітальні витрати на систему та визначити собівартість 1 кг зеленого водню.
5. Порівняти розраховану собівартість з актуальними ринковими орієнтирами (IEA 2024) та оцінити конкурентоспроможність і потенціал зниження собівартості.

## Короткі теоретичні відомості

Зелений водень — водень, отриманий електролізом води з використанням електроенергії від відновлюваних джерел. На відміну від «сірого» водню (з природного газу методом парового риформінгу) та «блакитного» (з ПГ з уловлюванням CO<sub>2</sub>), зелений водень не утворює викидів парникових газів. Це робить його ключовим енергоносієм для декарбонізації важкої промисловості, хімічного виробництва, транспорту та сезонного зберігання енергії.

Електроліз води — розкладання молекули H<sub>2</sub>O електричним струмом на водень (катод) та кисень (анод). Дві основні технології: лужний електроліз (ALK, Alkaline) — найстаріша, питома витрата 48–58 кВт·год/кг H<sub>2</sub>, ефективність  $\eta \approx 60\text{--}70\%$ ; протонобмінний електроліз (PEM, Proton Exchange Membrane) — сучасна, гнучка, питома витрата 46–55 кВт·год/кг H<sub>2</sub>,  $\eta \approx 65\text{--}75\%$ , добре підходить для нестационарного живлення від ВДЕ. Питома витрата електроенергії: у конспекті вказано 3,85–4,1 кВт·год/нм<sup>3</sup>, що відповідає 43–46 кВт·год/кг — це нижня межа теоретичних можливостей PEM 2024 р. (мінімум Фарадея  $\approx 39,4$  кВт·год/кг). Реальні промислові установки — 48–56 кВт·год/кг.

Оцінка обсягу виробництва водню. Річна генерація ВЕС та СЕС:  $E = P \cdot \text{ККВП}/100 \cdot 8760$  [МВт·год/рік]. Енергія на електроліз:  $E_{\text{ЕЛ}} = \min(E_{\text{сум}}, P_{\text{ЕЛ}} \cdot 8760)$  — електролізер не може спожити більше своєї пікової потужності. Надлишок:  $E_{\text{лиш}} = E_{\text{сум}} - E_{\text{ЕЛ}}$ . Коефіцієнт завантаження ЕЛ:  $\text{CF}_{\text{ЕЛ}} = E_{\text{ЕЛ}} / (P_{\text{ЕЛ}} \cdot 8760) \cdot 100\%$ . Маса водню:  $M_{\text{H}_2} = E_{\text{ЕЛ}} \cdot 1000 / w_{\text{пит}}$  [кг/рік], де  $w_{\text{пит}}$  — питома витрата (кВт·год/кг). Об'єм:  $V_{\text{H}_2} = M_{\text{H}_2} / \rho_{\text{H}_2}$ , де  $\rho_{\text{H}_2} = 0,09$  кг/нм<sup>3</sup>.

Собівартість водню визначається капітальними та операційними витратами. Загальні капіталовкладення:  $C_{\text{CAPEX}} = (P_{\text{ВЕС}} \cdot c_{\text{ВЕС}} + P_{\text{СЕС}} \cdot c_{\text{СЕС}} + P_{\text{ЕЛ}} \cdot c_{\text{ЕЛ}}) \cdot 1000$  [€]. Річні витрати:  $C_{\text{рік}} = C_{\text{CAPEX}} \cdot \alpha$ , де  $\alpha$  — річний відсоток витрат (амортизація + O&M; типово 8–12%). Собівартість:  $c_{\text{H}_2} = C_{\text{рік}} / M_{\text{H}_2}$  [€/кг]. Актуальні ринкові орієнтири 2024–2025 рр.: «сірий» водень — 1,0–2,0 €/кг; «блакитний» — 1,5–3,0 €/кг; «зелений» (реальний) — 3,0–6,0 €/кг; ціль ЄС Hydrogen Strategy до 2030 р. — менше 2,0 €/кг. Ціна питомого обладнання для PEM-електролізерів у 2024 р.: 700–1 200 €/кВт (знизилась із ~2 000 €/кВт у 2020 р. і продовжує падати; очікується 400–600 €/кВт до 2030 р.).

### Зразок виконання завдання (варіант 1 — Миколаїв)

Вихідні дані:  $P_{\text{ВЕС}} = 50$  МВт;  $\text{ККВП}_{\text{В}} = 32\%$ ;  $P_{\text{СЕС}} = 20$  МВт;  $\text{ККВП}_{\text{С}} = 15\%$ ;  $P_{\text{ЕЛ}} = 15$  МВт (PEM);  $w_{\text{пит}} = 50$  кВт·год/кг;  $c_{\text{ВЕС}} = 1\,100$  €/кВт;  $c_{\text{СЕС}} = 700$  €/кВт;  $c_{\text{ЕЛ}} = 1\,050$  €/кВт;  $\alpha = 10\%$ .

Завдання 1. Річний виробіток ВЕС та СЕС.

$$E_{\text{ВЕС}} = 50 \cdot 0,32 \cdot 8760 = 140\,160 \text{ МВт}\cdot\text{год}/\text{рік}$$

$$E_{\text{СЕС}} = 20 \cdot 0,15 \cdot 8760 = 26\,280 \text{ МВт}\cdot\text{год}/\text{рік}$$

$$E_{\text{сум}} = 140\,160 + 26\,280 = 166\,440 \text{ МВт}\cdot\text{год}/\text{рік}$$

Завдання 2. Завантаження електролізера та надлишок.

$$E_{\text{ЕЛ}_{\text{макс}}} = 15 \cdot 8760 = 131\,400 \text{ МВт}\cdot\text{год}/\text{рік}$$

$$E_{\text{ЕЛ}} = \min(166\,440; 131\,400) = 131\,400 \text{ МВт}\cdot\text{год}/\text{рік}$$

$$E_{\text{лиш}} = 166\,440 - 131\,400 = 35\,040 \text{ МВт}\cdot\text{год}/\text{рік} \text{ (21\% від загального)}$$

$$\text{CF}_{\text{ЕЛ}} = 131\,400 / 131\,400 \cdot 100 = 100\% \text{ — електролізер завантажений повністю}$$

Коментар: ВДЕ виробляє більше, ніж може спожити ЕЛ. Надлишок 35 ГВт·год/рік доцільно продавати в ОЕС або направити на BESS. Збільшення  $P_{\text{ЕЛ}}$  до 19–20 МВт дозволить поглинути весь виробіток.

Завдання 3. Обсяг виробництва водню.

$$M_{\text{H}_2} = 131\,400 \cdot 1000 / 50 = 2\,628\,000 \text{ кг}/\text{рік} = 2\,628 \text{ т}/\text{рік}$$

$$V_{\text{H}_2} = 2\,628\,000 / 0,09 = 29\,200\,000 \text{ нм}^3/\text{рік} \approx 29,2 \text{ млн нм}^3/\text{рік}$$

Завдання 4. Капітальні витрати та собівартість.

$$C_{\text{CAPEX}} = (50 \cdot 1100 + 20 \cdot 700 + 15 \cdot 1050) \cdot 1000 = (55\,000 + 14\,000 + 15\,750) \cdot 1000 = 84\,750\,000 \text{ €}$$

$$C_{\text{рік}} = 84\,750\,000 \cdot 0,10 = 8\,475\,000 \text{ €/рік}$$

$$c_{\text{H}_2} = 8\,475\,000 / 2\,628\,000 = 3,22 \text{ €/кг}$$

Завдання 5. Порівняння з ринковими орієнтирами.

$c_{H_2} = 3,22$  €/кг знаходиться в нижній частині діапазону «зеленого» водню (3–6 €/кг за ІЕА 2024). Це результат сприятливого поєднання: помірно хорошого вітрового ресурсу (ККВП 32 %), сонячного доповнення влітку і відносно низьких питомих витрат на ВЕС. Ціль ЄС — нижче 2 €/кг до 2030 — ще не досяжна. Для її досягнення потрібне: зниження  $c_{EJ}$  з 1050 до 400–500 €/кВт (очікується до 2030 р.), підвищення ККВП ВЕС за рахунок офшорного розміщення (до 45–50 %), зменшення  $\alpha$  до 7–8 % за рахунок кращого фінансування.

### Варіанти для виконання завдань (30 варіантів)

Таблиця 1 — Вихідні дані для виконання практичної роботи № 10

№	Проект / регіон	$P_{ВЕС}$ , МВт	ККВП_В, %	$P_{СЕС}$ , МВт	ККВП_С, %	$P_{EJ}$ , МВт	$w_{пит}$ , кВт·год/кг	$c_{ВЕС}$ , €/кВт	$c_{СЕС}$ , €/кВт	$c_{EJ}$ , €/кВт	$\alpha$ , %
1	Миколаїв (ВЕС+СЕС+РЕМ)	50	32	20	15	15	50	1100	700	1050	10
2	Херсон (ВЕС+РЕМ)	80	34	0	0	20	50	1100	0	1050	10
3	Запоріжжя (ВЕС+СЕС+АЛК)	100	31	30	15	25	54	1100	700	900	10
4	Одеса (ВЕС+СЕС+РЕМ)	60	30	25	16	18	50	1100	700	1050	10
5	Дніпро (СЕС+РЕМ)	0	0	50	15	10	50	0	700	1050	10
6	Харків (ВЕС+АЛК)	40	26	10	13	8	54	1100	700	900	10
7	Карпати (ВЕС+РЕМ)	20	38	5	14	6	50	1100	700	1050	10
8	Данія офшор (ВЕС+РЕМ)	200	50	0	0	80	50	1800	0	1050	10
9	Нідерланди офшор+РЕМ	500	48	0	0	200	50	1800	0	1000	9
10	Великобританія офшор+РЕМ	300	45	0	0	120	50	1800	0	1050	9
11	Іспанія пд. (ВЕС+СЕС+РЕМ)	150	32	100	22	60	49	1000	650	1000	9
12	Португалія (ВЕС+СЕС+АЛК)	100	30	80	22	40	54	1050	650	880	9
13	Германія пн. (ВЕС+РЕМ)	200	34	50	13	70	50	1100	700	1050	9
14	Польща (ВЕС+СЕС+АЛК)	80	28	40	13	25	54	1100	700	900	10
15	Франція (ВЕС+СЕС+РЕМ)	100	28	50	14	40	50	1100	700	1050	9
16	Марокко (СЕС+ВЕС+РЕМ)	500	38	400	25	250	49	950	600	980	8
17	Саудівська Аравія (СЕС+АЛК, НЕОМ)	0	0	2000	26	800	54	0	600	880	8

18	Єгипет Suez (BEC+CEC+PEM)	300	35	200	24	160	50	950	600	980	8
19	ОАЕ (CEC+PEM)	0	0	500	26	200	49	0	580	980	8
20	Чилі Атакама (BEC+PEM)	500	40	50	28	220	50	950	620	980	8
21	Австралія Зах. (BEC+CEC+PEM)	300	38	300	23	180	50	950	620	980	8
22	США Техас (BEC+CEC+PEM)	400	38	200	22	200	50	1000	650	1000	9
23	США Каліфорнія (CEC+BEC+PEM)	100	33	300	24	120	50	1000	650	1000	9
24	Норвегія (BEC+PEM)	200	42	0	9	80	50	1100	0	1050	9
25	Ісландія (BEC+ALK)	50	55	0	8	30	54	900	0	880	9
26	Японія офшор (BEC+PEM)	300	42	50	16	130	50	1900	700	1100	9
27	Індія Раджастан (CEC+ALK)	0	0	500	27	200	54	0	580	880	8
28	Китай Внутр.Монголія (BEC+ALK)	500	35	50	15	200	52	900	600	800	9
29	Казахстан степ (BEC+ALK)	200	38	30	15	80	54	950	620	880	9
30	Бразилія Форталеза (BEC+PEM)	300	40	50	22	120	50	950	620	980	8

Примітки до таблиці варіантів:

1. Типи електролізерів: PEM — протонообмінний ( $w_{\text{пит}} = 48\text{--}52$  кВт·год/кг); ALK — лужний ( $w_{\text{пит}} = 52\text{--}56$  кВт·год/кг). Для  $P_{\text{BEC}}$  або  $P_{\text{CEC}} = 0$  — відповідне джерело відсутнє.
2.  $c_{\text{BEC}}$ ,  $c_{\text{CEC}}$ ,  $c_{\text{ЕЛ}}$  — питомі капіталовкладення (€/кВт встановленої потужності). Для офшорних BEC (варіанти 8–10, 26)  $c_{\text{BEC}} = 1800\text{--}1900$  €/кВт. Для  $c_{\text{ЕЛ}}$ : значення 800–1100 €/кВт відповідають актуальним цінам PEM/ALK 2024 р.
3.  $\alpha$  — річний відсоток витрат (від CAPEX): включає амортизацію (5 %) і витрати на O&M (3–7 %). Для великих проєктів з дешевшим фінансуванням  $\alpha = 8\text{--}9$  %; для малих і ризикових — 10–12 %.
4. Якщо  $E_{\text{сум}} > P_{\text{ЕЛ}} \cdot 8760$  —  $CF_{\text{ЕЛ}} = 100$  %,  $E_{\text{лиш}} > 0$ . Якщо  $E_{\text{сум}} < P_{\text{ЕЛ}} \cdot 8760$  —  $CF_{\text{ЕЛ}} < 100$  %,  $E_{\text{лиш}} = 0$ . Обидва варіанти можливі — студент має визначити, який реалізується.
5. Ринкові орієнтири собівартості зеленого водню (IEA Global Hydrogen Review, 2024): 3–6 €/кг — поточний рівень; 1,5–3,0 €/кг — очікуваний до 2030 р. при зниженні вартості ЕЛ; < 2 €/кг — ціль Hydrogen Strategy ЄС; «сірий» водень — 1,0–2,0 €/кг (конкурент).

#### Розрахункові формули (довідково)

Виробіток BEC:  $E_{\text{BEC}} = P_{\text{BEC}} \cdot \text{ККВП}_{\text{В}}/100 \cdot 8760$ , МВт·год/рік

Виробіток CEC:  $E_{\text{CEC}} = P_{\text{CEC}} \cdot \text{ККВП}_{\text{С}}/100 \cdot 8760$ , МВт·год/рік

Сумарна енергія:  $E_{\text{сум}} = E_{\text{BEC}} + E_{\text{CEC}}$ , МВт·год/рік

Енергія на ЕЛ:  $E_{\text{ЕЛ}} = \min(E_{\text{сум}}; P_{\text{ЕЛ}} \cdot 8760)$ , МВт·год/рік

Надлишок:  $E_{\text{лиш}} = E_{\text{сум}} - E_{\text{ЕЛ}}$ , МВт·год/рік

Коеф. завантаження ЕЛ:  $CF_{\text{ЕЛ}} = E_{\text{ЕЛ}} / (P_{\text{ЕЛ}} \cdot 8760) \cdot 100$ , %

Маса H<sub>2</sub>:  $M_{\text{H}_2} = E_{\text{ЕЛ}} \cdot 1000 / w_{\text{пит}}$ , кг/рік

Об'єм H<sub>2</sub>:  $V_{H_2} = M_{H_2} / 0,09, \text{ м}^3/\text{рік}$   
Капіталовкладення:  $C_{CAPEX} = (P_{BEC} \cdot c_{BEC} + P_{CEC} \cdot c_{CEC} + P_{EL} \cdot c_{EL}) \cdot 1000, \text{ €}$   
Річні витрати:  $C_{рік} = C_{CAPEX} \cdot \alpha / 100, \text{ €/рік}$   
Собівартість водню:  $c_{H_2} = C_{рік} / M_{H_2}, \text{ €/кг}$

## Практична робота № 11

### Тема: «Розрахунок показників надійності та питомої вартості енергії автономної гібридної мікромережі»

#### Завдання

1. За погодинним профілем навантаження і генерації ВДЕ (8 годин типового дня) розрахувати погодинний баланс потужності з урахуванням акумулятора та дизельного резерву. Визначити обсяги дефіциту LPS(t) та надлишку WE(t) для кожної години.
2. Розрахувати показник імовірності втрати живлення LPSP [%] та частку надлишкової енергії EXC [%]. Порівняти LPSP з нормативними вимогами (LOLN < 4 год/рік для розвинених систем або LPSP < 5 % для автономних мікромереж).
3. Розрахувати загальні капіталовкладення CAPEX для заданої конфігурації системи та визначити коефіцієнт повернення капіталу CRF при заданій ставці дисконту і терміні служби.
4. Розрахувати питому вартість електроенергії LCOE (€/кВт·год) як відношення сумарних приведених витрат до річної генерації. Порівняти з тарифом централізованої мережі (~0,15–0,25 €/кВт·год в ЄС) та вартістю дизельної генерації (~0,30–0,60 €/кВт·год у важкодоступних районах).
5. На підставі LPSP та LCOE дати рекомендацію щодо конфігурації та топології (шина постійного/змінного струму) і визначити захід, який найефективніше знизить LPSP без суттєвого зростання LCOE.

#### Короткі теоретичні відомості

Гібридна мікромережа (Microgrid) — автономна або підключена до ОЕС локальна система електропостачання, що об'єднує джерела ВДЕ (CEC, BEC), накопичувачі (BESS) та керований резерв (дизель-генератор, газова турбіна, паливна комірка). Основні топології: шина постійного струму (DC-bus) — переваги для з'єднання різнорідних джерел без жорсткої синхронізації; шина змінного струму (AC-bus) — зручна стандартна інфраструктура; гібридна (DC+AC) — поєднує переваги обох.

Показник втрати живлення LPS(t) за годину t — обсяг енергії, яку система не в змозі покрити з ВДЕ та акумулятора:  $LPS(t) = \max(0; P_{нав}(t)/\eta_{інв} - P_{CEC}(t) - P_{BEC}(t) - (C_{бат}(t-1) - C_{бат\_мін}))$ . Ця величина за наявності дизель-генератора покривається ним; без дизеля — є реальним відключенням. Надлишок WE(t) виникає, коли генерація перевищує споживання і акумулятор повний:  $WE(t) = \max(0; P_{CEC}(t) + P_{BEC}(t) - P_{нав}(t)/\eta_{інв} - (C_{бат\_макс} - C_{бат}(t-1)))$ . Показник надійності:  $LPSP = \sum LPS(t) / \sum P_{нав}(t) \cdot 100 [\%]$ . Норматив для автономних мікромереж — LPSP < 2–5 %; для відповідальних споживачів — менше 1 %.

Питома вартість виробленої електроенергії LCOE (Levelized Cost of Energy) — стандарт порівняння різних конфігурацій і технологій:  $LCOE = (CAPEX \cdot CRF + OPEX_{рік}) / E_{рік}$ , де  $CRF = r \cdot (1+r)^N / ((1+r)^N - 1)$  — коефіцієнт повернення капіталу; r — ставка дисконту; N — термін служби системи. CAPEX розраховується як сума добутків встановленої потужності (ємності) кожного елемента на питому вартість. OPEX включає річні витрати на технічне обслуговування (типово 1,5–3 % від CAPEX) та витрати на паливо для дизель-генератора. E<sub>рік</sub> — річна генерація (оцінюється за добовим профілем, помноженим на 365 з поправкою на сезонність).

Топологія та управління. DC-bus має перевагу при живленні від CEC (постійний струм) і акумуляторів, потребує менше перетворень. AC-bus простіше інтегрується з дизелем та ОЕС, але потребує синхронізації інверторів. Для підвищення надійності без зростання LCOE

найефективніший захід залежить від причини дефіциту: якщо дефіцит вночі або в безвітряну погоду — збільшення ємності BESS; якщо дефіцит цілорічний — збільшення потужності ВЕС або СЕС; якщо LPSP висока через тривалі провали — встановлення або збільшення дизеля як резерву останньої черги. Стандарти ENTSO-E для великих ОЕС: LOLE  $\leq 3$  год/рік. Для ізольованих систем допустимий LPSP  $\leq 5$  % (IEC/TS 62898-2:2022).

### Зразок виконання завдання (варіант 1 — Ферма, Миколаїв)

Вихідні дані:  $\eta_{\text{інв}} = 0,95$ ;  $P_{\text{нав}} = [12, 10, 8, 6, 8, 12, 15, 18]$  кВт;  $P_{\text{СЕС}} = [0, 0, 3, 8, 10, 6, 2, 0]$  кВт;  $P_{\text{ВЕС}} = [5, 6, 4, 3, 5, 6, 7, 5]$  кВт;  $C_{\text{бат}_0} = 15$  кВт·год;  $C_{\text{бат}_{\text{макс}}} = 30$  кВт·год;  $C_{\text{бат}_{\text{мін}}} = 5$  кВт·год;  $P_{\text{диз}} = 10$  кВт;  $P_{\text{СЕС}_{\text{вст}}} = 20$  кВт;  $P_{\text{ВЕС}_{\text{вст}}} = 15$  кВт;  $C_{\text{бат}_{\text{сар}}} = 30$  кВт·год;  $\text{CAPEX}_{\text{СЕС}} = 700$ ,  $\text{CAPEX}_{\text{ВЕС}} = 950$ ,  $\text{CAPEX}_{\text{BESS}} = 350$ ,  $\text{CAPEX}_{\text{DIZ}} = 800$  €/кВт(·год);  $r = 8$  %;  $N = 20$  рок.;  $c_{\text{пал}} = 1,5$  €/л;  $\text{SFC} = 0,28$  л/кВт·год;  $\text{ККВП}_{\text{диз}} = 15$  %.

Завдання 1. Погодинний баланс.

Визначаємо потребу в потужності на стороні змінного струму:  $P_{\text{пот}}(t) = P_{\text{нав}}(t) / \eta_{\text{інв}}$ .

Показник	t=1	t=2	t=3	t=4	t=5	t=6	t=7	t=8	Сума
$P_{\text{нав}}$ , кВт	12	10	8	6	8	12	15	18	89
$P_{\text{СЕС+ВЕС}}$ , кВт	5	6	7	11	15	12	9	5	70
$P_{\text{пот}}$ , кВт	12.6	10.5	8.4	6.3	8.4	12.6	15.8	18.9	93.5
$C_{\text{бат}}$ (поч.), кВт·год	15	7.4	5	5.0	9.6	16.2	15.6	8.8	—
LPS, кВт·год	0	2.1	0	0	0	0	0	0	2.1
WE, кВт·год	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Примітка: t=2 — акумулятор розряджається до мінімуму ( $C_{\text{бат}} = 5$  кВт·год), 2,1 кВт·год покривається дизелем (LPS = 2,1 кВт·год). У решті годин дефіциту немає.

Завдання 2. LPSP та EXC.

$$\text{LPSP} = \sum \text{LPS}t / \sum P_{\text{нав}}(t) \cdot 100 = 2,1 / 89 \cdot 100 = 2,36 \%$$

$$\text{EXC} = \sum \text{WE}(t) / \sum P_{\text{нав}}(t) \cdot 100 = 0 / 89 \cdot 100 = 0 \%$$
 — надлишків немає, акумулятор

ефективно поглинає надлишок вдень

LPSP = 2,36 % < 5 % — система відповідає нормативу для автономних мікромереж.

Дефіцит виникає в нічний час (t=2, ранок після ночі) через розряд акумулятора. Дизель покрив 2,1 кВт·год з 10 кВт наявної потужності.

Завдання 3. CAPEX та CRF.

$$\text{CAPEX} = 20 \cdot 700 + 15 \cdot 950 + 30 \cdot 350 + 10 \cdot 800 = 14000 + 14250 + 10500 + 8000 = 46\,750 \text{ €}$$

$$\text{CRF}(8 \%, 20 \text{ р.}) = 0,08 \cdot 1,08^{20} / (1,08^{20} - 1) = 0,08 \cdot 4,661 / 3,661 = 0,1019$$

Завдання 4. LCOE.

$$\text{OPEX}_{\text{рік}} = 46750 \cdot 0,02 + 10 \cdot 0,15 \cdot 0,28 \cdot 1,5 \cdot 8760 = 935 + 551 = 1\,486 \text{ €/рік}$$

$$E_{\text{рік}} \approx 89 \cdot 365 = 32\,485 \text{ кВт·год/рік (оцінка за типовим днем)}$$

$$\text{LCOE} = (46\,750 \cdot 0,1019 + 1\,486) / 32\,485 = 6\,250 / 32\,485 = 0,192 \text{ €/кВт·год}$$

LCOE = 0,192 €/кВт·год — нижче вартості дизельної генерації (0,30–0,60 €/кВт·год) і порівнянне з тарифом ОЕС в ЄС. Для Миколаєва — конкурентоспроможна система.

Завдання 5. Рекомендація щодо конфігурації.

Система відповідає критерію надійності (LPSP < 5 %). Для подальшого зниження LPSP до 0 % найефективніший захід — збільшення ємності BESS з 30 до 38 кВт·год (+ 8 кВт·год покривє 2,1 кВт·год дефіциту t=2 з запасом). Додаткові витрати:  $8 \cdot 350 = 2\,800$  €, що збільшить LCOE лише на 0,010 €/кВт·год. Альтернативно — збільшити  $P_{\text{ВЕС}}$  до 18–20 кВт для більшого нічного виробітку. Топологія: рекомендується AC-bus через простоту підключення дизеля та подальшого приєднання до ОЕС при появі лінії.

### Варіанти для виконання завдань (30 варіантів)

Таблиця 1 — Параметри системи та вихідні дані балансу ( $\eta_{\text{інв}}$ , акумулятор, резерв, економіка)

№	Об'єкт	$\eta_{інв}$	С_бат_0, кВт·год	С_бат_м акс, кВт·год	С_бат_мін, кВт·год	Р_диз, кВт	Р_СЕС_вст, кВт	Р_ВЕС_вст, кВт	С_бат_сар, кВт·год	г, %	N, р.	с_пал, €/л	SFC, л/кВт·год
1	Ферма, Миколаївська обл.	0.95	10	20	15	30	700	950	350	0.28	15	undefi ned	undefin ed
2	Котедж, Херсон (автономний)	0.93	5	10	10	15	700	950	350	0.28	10	undefi ned	undefin ed
3	Фермерське г-во, Запоріжжя	0.95	15	30	20	40	700	1000	350	0.28	18	undefi ned	undefin ed
4	Мала лікарня, Карпати	0.95	12	15	25	35	750	1100	380	0.28	12	undefi ned	undefin ed
5	Водонасосна ст., Одеська обл.	0.93	8	12	15	20	700	950	350	0.28	20	undefi ned	undefin ed
6	Дачний кооп., Дніпро	0.93	10	15	15	25	700	950	350	0.28	12	undefi ned	undefin ed
7	Метеопост, Черн. обл.	0.93	5	5	8	10	700	950	350	0.28	8	undefi ned	undefin ed
8	Острів, Греція (турком.)	0.95	20	50	20	60	650	1000	320	0.27	10	undefi ned	undefin ed
9	Курорт, Хорватія (о-в)	0.95	18	40	18	50	650	1000	320	0.27	8	undefi ned	undefin ed
10	Ферма, Шотландія	0.93	15	30	22	40	800	1200	400	0.28	12	undefi ned	undefin ed
11	Вілла, Кіпр	0.95	8	15	10	25	650	1000	320	0.27	5	undefi ned	undefin ed
12	Ф-ма, Марокко	0.95	15	35	15	50	600	900	300	0.27	8	undefi ned	undefin ed
13	Аул, Казахстан (степ)	0.93	15	25	20	40	700	950	350	0.28	20	undefi ned	undefin ed
14	Гірськ. хата, Австрія	0.93	10	12	15	20	750	1100	380	0.28	10	undefi ned	undefin ed
15	Ранчо, Техас (США)	0.95	20	40	20	55	700	1000	350	0.26	8	undefi ned	undefin ed
16	Станція ч-д, Австралія	0.95	20	45	22	60	650	950	320	0.26	10	undefi ned	undefin ed
17	Плаваюча платф., Атлантика	0.95	20	25	20	40	900	1500	450	0.3	30	undefi ned	undefin ed

18	Гідро+ВДЕ, Закарпаття	0.95	8	20	15	30	700	1000	350	0.28	5	undefined	undefined
19	Ферма, Бразилія	0.95	15	30	18	45	620	900	310	0.27	8	undefined	undefined
20	Школа, Сенегал	0.93	8	15	10	20	580	880	290	0.28	10	undefined	undefined
21	Телевежа, Гімалаї	0.9	8	8	10	12	750	1200	400	0.32	25	undefined	undefined
22	Ферма, Нова Зеландія	0.95	12	28	20	38	700	1000	350	0.27	8	undefined	undefined
23	Курорт, Мальдіви	0.95	30	60	25	80	650	1000	320	0.28	10	undefined	undefined
24	Дата-центр, ОАЕ	0.95	80	120	30	200	600	900	300	0.27	15	undefined	undefined
25	Полярна ст., Антарктида	0.9	20	20	20	35	1200	1800	600	0.35	40	undefined	undefined
26	С-ще, Монголія (степ)	0.93	12	18	15	28	700	950	350	0.28	20	undefined	undefined
27	Ферма, Чилі (Патагонія)	0.93	12	22	20	32	700	1000	350	0.28	10	undefined	undefined
28	Пляжний клуб, Португалія	0.95	15	30	15	40	680	1000	330	0.27	5	undefined	undefined
29	Ферма, Ефіопія	0.93	12	22	12	30	580	880	290	0.31	15	undefined	undefined
30	Санаторій, Ялта (довоєнні дані)	0.95	18	40	18	50	700	1000	350	0.28	8	undefined	undefined

Таблиця 2 — Погодинні профілі навантаження та генерації ВДЕ (t=1...8)

№	Профіль	t=1	t=2	t=3	t=4	t=5	t=6	t=7	t=8
1	P_нав, кВт	12	10	8	6	8	12	15	18
1	P_СЕС, кВт	0	0	3	8	10	6	2	0
1	P_ВЕС, кВт	5	6	4	3	5	6	7	5
2	P_нав, кВт	5	4	3	2	3	5	7	8
2	P_СЕС, кВт	0	0	2	5	6	4	1	0
2	P_ВЕС, кВт	3	4	3	2	4	5	6	4
3	P_нав, кВт	20	18	15	12	15	20	25	28
3	P_СЕС, кВт	0	0	5	14	16	10	3	0
3	P_ВЕС, кВт	8	10	7	5	8	10	12	8
4	P_нав, кВт	15	12	10	8	10	15	18	22
4	P_СЕС, кВт	0	0	2	6	8	5	1	0
4	P_ВЕС, кВт	8	10	8	6	10	12	14	10

5	P_нав, кВт	8	8	8	8	8	8	8	8
5	P_CEC, кВт	0	0	3	7	8	5	2	0
5	P_BEC, кВт	4	6	4	3	5	6	7	5
6	P_нав, кВт	10	8	6	5	6	10	14	18
6	P_CEC, кВт	0	0	4	9	11	7	2	0
6	P_BEC, кВт	3	5	4	3	5	7	8	5
7	P_нав, кВт	3	3	3	3	3	3	3	3
7	P_CEC, кВт	0	0	1	3	4	2	0	0
7	P_BEC, кВт	2	3	2	2	3	4	5	3
8	P_нав, кВт	30	25	20	18	20	30	40	50
8	P_CEC, кВт	0	5	15	28	32	22	8	0
8	P_BEC, кВт	5	6	4	3	5	6	7	5
9	P_нав, кВт	25	20	15	12	15	25	35	45
9	P_CEC, кВт	0	5	12	24	28	18	6	0
9	P_BEC, кВт	6	8	5	4	6	8	9	6
10	P_нав, кВт	20	18	15	12	15	20	25	28
10	P_CEC, кВт	0	0	2	6	8	4	1	0
10	P_BEC, кВт	10	12	10	8	11	14	16	12
11	P_нав, кВт	10	8	6	5	6	10	14	18
11	P_CEC, кВт	0	3	10	18	20	14	5	0
11	P_BEC, кВт	3	4	3	2	4	5	6	4
12	P_нав, кВт	22	18	15	12	15	22	28	32
12	P_CEC, кВт	0	5	15	26	30	20	8	0
12	P_BEC, кВт	5	7	5	4	6	7	9	6
13	P_нав, кВт	18	15	12	10	12	18	22	26
13	P_CEC, кВт	0	0	4	9	11	7	2	0
13	P_BEC, кВт	9	11	9	7	10	12	14	10
14	P_нав, кВт	8	7	6	5	6	8	10	12
14	P_CEC, кВт	0	0	2	5	6	4	1	0
14	P_BEC, кВт	5	7	6	5	7	9	11	8
15	P_нав, кВт	25	20	18	15	18	25	32	38
15	P_CEC, кВт	0	4	12	22	26	18	6	0
15	P_BEC, кВт	6	8	5	4	6	8	9	6
16	P_нав, кВт	30	25	22	18	22	30	38	45
16	P_CEC, кВт	0	5	16	28	33	22	8	0
16	P_BEC, кВт	8	10	7	5	8	10	12	8
17	P_нав, кВт	20	20	20	20	20	20	20	20
17	P_CEC, кВт	0	0	2	5	6	3	0	0
17	P_BEC, кВт	12	14	12	10	13	16	18	14
18	P_нав, кВт	15	12	10	8	10	15	18	22
18	P_CEC, кВт	0	0	2	6	8	5	1	0
18	P_BEC, кВт	5	7	6	5	7	9	12	8
19	P_нав, кВт	20	18	15	12	15	20	25	28
19	P_CEC, кВт	0	4	12	22	26	18	6	0
19	P_BEC, кВт	6	8	5	4	6	8	9	6
20	P_нав, кВт	10	8	6	5	6	10	14	18
20	P_CEC, кВт	0	3	10	18	20	14	5	0

20	P_BEC, кВт	2	3	2	2	3	4	5	3
21	P_нав, кВт	5	5	5	5	5	5	5	5
21	P_CEC, кВт	0	0	2	5	6	4	1	0
21	P_BEC, кВт	3	5	4	3	5	6	8	5
22	P_нав, кВт	18	15	12	10	12	18	22	26
22	P_CEC, кВт	0	2	8	16	18	12	4	0
22	P_BEC, кВт	8	10	8	6	9	12	14	10
23	P_нав, кВт	40	35	30	28	30	40	50	60
23	P_CEC, кВт	0	8	20	38	42	30	10	0
23	P_BEC, кВт	5	6	4	3	5	6	7	5
24	P_нав, кВт	100	100	100	100	100	100	100	100
24	P_CEC, кВт	0	15	40	80	90	65	20	0
24	P_BEC, кВт	5	6	4	3	5	6	7	5
25	P_нав, кВт	15	15	15	15	15	15	15	15
25	P_CEC, кВт	0	0	5	10	12	8	2	0
25	P_BEC, кВт	18	20	18	16	19	22	25	20
26	P_нав, кВт	12	10	8	6	8	12	16	20
26	P_CEC, кВт	0	0	3	7	8	5	2	0
26	P_BEC, кВт	8	10	8	6	9	12	14	10
27	P_нав, кВт	15	12	10	8	10	15	18	22
27	P_CEC, кВт	0	0	2	5	6	4	1	0
27	P_BEC, кВт	10	13	11	9	12	16	20	14
28	P_нав, кВт	20	15	10	8	10	20	30	40
28	P_CEC, кВт	0	5	15	26	30	20	8	0
28	P_BEC, кВт	3	4	3	2	4	5	6	4
29	P_нав, кВт	15	12	10	8	10	15	18	22
29	P_CEC, кВт	0	3	10	18	20	14	5	0
29	P_BEC, кВт	4	6	5	4	6	8	10	7
30	P_нав, кВт	25	20	18	15	18	25	32	38
30	P_CEC, кВт	0	5	15	28	32	22	8	0
30	P_BEC, кВт	5	6	4	3	5	6	7	5

Примітки до таблиць варіантів:

- $\delta t = 1$  год для кожного з 8 часових кроків. Профіль відповідає типовому зимовому дню (переважає вітер) для варіантів з підвищеним  $P_{BEC}$  і літньому дню (переважає сонце) — для варіантів з підвищеним  $P_{CEC}$ .
- $CAPEX_{CEC}$ ,  $CAPEX_{BEC}$ ,  $CAPEX_{BESS}$ ,  $CAPEX_{DIZ}$  для всіх варіантів: 700, 950, 350, 800 €/кВт(·год) — базові значення 2024 р. Для варіантів 17, 25 (екстремальні умови)  $CAPEX_{CEC} = 1200$ ,  $CAPEX_{BEC} = 1800$  €/кВт.
- $OPEX_{рік} = CAPEX \cdot 0,02 + P_{диз} \cdot KKBП_{диз}/100 \cdot SFC \cdot c_{пал} \cdot 8760$ .  $KKBП_{диз}$  (%) наведено в таблиці 1 в останній колонці (варіанти містять це значення). Для спрощення:  $KKBП_{диз} = 15\%$  для всіх варіантів, якщо не зазначено інше.
- $E_{рік} = \sum P_{нав}(t) \cdot \delta t \cdot 365$  — оцінка за типовим добовим профілем (без поправки на сезонність). Для більш точної оцінки слід застосовувати сезонну декомпозицію.
- Варіант 30 (Ялта) — довоєнні дані для навчальних цілей. Реальна ситуація на об'єкті є невизначеною.

### Розрахункові формули (довідково)

Потреба в потужності:  $P_{пот}(t) = P_{нав}(t) / \eta_{інв}$

Дефіцит за годину:  $LPS(t) = \max(0; P_{\text{пот}}(t) - P_{\text{CEC}}(t) - P_{\text{BEC}}(t) - (C_{\text{бат}}(t-1) - C_{\text{бат\_мін}}))$

Залишок акумулятора:  $C_{\text{бат}}(t) = C_{\text{бат}}(t-1) - (P_{\text{пот}}(t) - P_{\text{CEC}}(t) - P_{\text{BEC}}(t))$   
[обмежений  $C_{\text{бат\_мін}}$  та  $C_{\text{бат\_макс}}$ ]

Надлишок за годину:  $WE(t) = \max(0; P_{\text{CEC}}(t) + P_{\text{BEC}}(t) - P_{\text{пот}}(t) - (C_{\text{бат\_макс}} - C_{\text{бат}}(t-1)))$

Показник надійності:  $LPS = \sum LPS(t) / \sum P_{\text{нав}}(t) \cdot 100, \%$

Частка надлишку:  $EXC = \sum WE(t) / \sum P_{\text{нав}}(t) \cdot 100, \%$

Капіталовкладення:  $CAPEX = P_{\text{CEC\_вст}} \cdot c_{\text{CEC}} + P_{\text{BEC\_вст}} \cdot c_{\text{BEC}} + C_{\text{сар}} \cdot c_{\text{BESS}} + P_{\text{диз}} \cdot c_{\text{диз}}, \text{€}$

Коеф. повернення кап.:  $CRF = r \cdot (1+r)^N / ((1+r)^N - 1)$

Річні витрати O&M:  $OPEX = CAPEX \cdot 0,02 + P_{\text{диз}} \cdot \text{ККВП}_{\text{диз}}/100 \cdot SFC \cdot c_{\text{пал}} \cdot 8760, \text{€/рік}$

Річна генерація:  $E_{\text{рік}} = \sum P_{\text{нав}}(t) \cdot 365, \text{кВт}\cdot\text{год/рік}$

Питома вартість:  $LCOE = (CAPEX \cdot CRF + OPEX) / E_{\text{рік}}, \text{€/кВт}\cdot\text{год}$

## Практична робота № 12

### Тема: «Розрахунок граничної потужності ВДЕ в об'єднаній енергосистемі. Оцінка стадії інтеграції та потреб у резерві»

#### Завдання

1. За методом технічного мінімуму ТЕС розрахувати граничну робочу потужність ВДЕ ( $V_{\text{max}}$ ) та відповідну граничну встановлену потужність ( $V_{\text{у}}$ ) для заданої ОЕС.
2. За методом точності прогнозування розрахувати загальний резерв, необхідний для компенсації стохастичних похибок прогнозу навантаження та ВДЕ (метод «трьох сигм»). Визначити допустиму робочу потужність ВДЕ з урахуванням точності прогнозу.
3. Розрахувати додаткові потреби в оперативному резерві (МВт), зумовлені поточним рівнем інтеграції ВДЕ в систему.
4. Розрахувати можливий річний виробіток електроенергії ВДЕ при граничній встановленій потужності та визначити частку ВДЕ у загальному виробітку системи. Встановити стадію інтеграції мінливих ВДЕ за класифікацією МЕА.
5. Порівняти результати двох методів та запропонувати захід, який дозволить підвищити граничний рівень впровадження ВДЕ без погіршення надійності системи.

#### Короткі теоретичні відомості

Рівень впровадження ВДЕ в ОЕС обмежується насамперед регульовальним діапазоном теплових електростанцій. Оскільки АЕС і ТЕЦ практично не беруть участі в регулюванні, основний регульовальний ресурс створюють блокові ТЕС. Їх регульовальний діапазон — різниця між поточним навантаженням і технічним мінімумом:  $T_{\text{рег}} = k_{\text{рег}} \cdot T_{\text{мін}}$ , де  $k_{\text{рег}}$  — коефіцієнт регульовального діапазону (0,22–0,30 залежно від типу блоків). Максимальна допустима робоча потужність ВДЕ не може перевищувати  $T_{\text{рег}}$ , оскільки при вищих відхиленнях генерації ВДЕ теплові блоки вже не здатні компенсувати небаланс без зупинки/пуску.

Перехід від граничної робочої до встановленої потужності ВДЕ враховує чотири коефіцієнти: географічної дисперсії ( $K_{\text{д}} = 0,80$  — ВДЕ розосереджені по різних регіонах і не дають одночасного максимуму); власних потреб ( $K_{\text{вп}} = 0,98$ ); ремонтних технологій ( $K_{\text{рт}} = 0,95$ ); територіального впливу ( $K_{\text{т}} = 0,98$ ). Добуток:  $K_{\text{д}} \cdot K_{\text{вп}} \cdot K_{\text{рт}} \cdot K_{\text{т}} \approx 0,73$ . Таким чином,  $V_{\text{у}} = V_{\text{max}} / 0,73$ , або еквівалентно —  $V_{\text{max}} = 0,73 \cdot V_{\text{у}}$ . Звідси:  $V_{\text{у}} = (k_{\text{рег}} \cdot T_{\text{мін}}) / 0,73 \approx 0,41 \cdot T_{\text{мін}}$ .

Метод «трьох сигм» враховує стохастичні похибки прогнозу навантаження і ВДЕ як незалежні випадкові величини:  $\sigma_{\text{заг}} = \sqrt{[(\sigma_{\text{L}} \cdot P_{\text{ОЕС}})^2 + (\sigma_{\text{V}} \cdot P_{\text{ВДЕ}})^2]}$ , де  $\sigma_{\text{L}}$  — відносна похибка прогнозу навантаження (типово 1,5 %);  $\sigma_{\text{V}}$  — відносна похибка прогнозу ВДЕ (10 % для ВЕС, 8 % для СЕС — Україна). За 99 % довірчим рівнем потрібний резерв:  $\Delta R = 3\sigma_{\text{заг}}$ . Якщо  $\Delta R > T_{\text{рег}}$ , граничний рівень ВДЕ за цим методом нижчий, ніж за першим.

Додаткові потреби в резерві при інтеграції ВДЕ оцінюються за міжнародним досвідом: 4 % від потужності ВДЕ — для погодинної мінливості; 8–10 % — при 4-годинному горизонті прогнозу. Тут застосовується значення 8 % як типове для рівня впровадження 10–20 % (досвід Ірландії, Казахстану, України).

Стадії інтеграції мінливих ВДЕ за МЕА (IEA System Integration of Renewables, Phase 4, 2023): стадія 1 — частка менше 3–5 % річного виробітку, вплив незначний; стадія 2 — 5–15 %, вплив регулюється через прогнозування; стадія 3 — 15–25 %, потрібна підвищена гнучкість; стадія 4 — понад 25 %, складні системні заходи. Для оцінки частки ВДЕ у виробітку застосовується середній КВВП системи: при  $P_{\text{ОЕС\_макс}}$  та  $КВВП_{\text{sys}} \approx 50$  % річний виробіток системи  $E_{\text{sys}} \approx P_{\text{ОЕС}} \cdot 0,50 \cdot 8760 / 1000$  [ГВт·год/рік].

#### **Зразок виконання завдання (варіант 1 — ОЕС України, довоєнна структура)**

Вихідні дані:  $P_{\text{ОЕС}} = 26\,000$  МВт;  $T_{\text{мін}} = 10\,500$  МВт;  $k_{\text{рег}} = 0,22$ ;  $\sigma_L = 1,5$  %;  $\sigma_V = 10$  %;  $P_{\text{ГЕС}} = 6\,300$  МВт;  $P_{\text{ВДЕ\_пот}} = 9\,300$  МВт;  $КВВП_{\text{ВДЕ}} = 25$  %.

Примітка: дані відповідають структурі ОЕС України до 2022 р. і використовуються як навчальний матеріал. Поточний стан системи після 2022 р. суттєво відрізняється через пошкодження інфраструктури.

Завдання 1. Метод технічного мінімуму ТЕС.

$V_{\text{max}} = k_{\text{рег}} \cdot T_{\text{мін}} = 0,22 \cdot 10\,500 = 2\,310$  МВт — гранична робоча потужність ВДЕ

$V_y = V_{\text{max}} / 0,73 = 2\,310 / 0,73 = 3\,164$  МВт — гранична встановлена потужність ВДЕ

При  $T_{\text{мін}} = 10\,500$  МВт регульовальний діапазон ТЕС становить лише 22 % від нього = 2 310 МВт. Це є жорстким обмеженням для нарощування ВДЕ без модернізації регульовальних можливостей системи.

Завдання 2. Метод «трьох сигм» — резерв та допустима потужність.

$\sigma_L_{\text{abs}} = 1,5$  %  $\cdot 26\,000 = 390$  МВт

$\sigma_V_{\text{abs}} = 10$  %  $\cdot 9\,300 = 930$  МВт

$\sigma_{\text{заг}} = \sqrt{(390^2 + 930^2)} = \sqrt{(152\,100 + 864\,900)} = \sqrt{1\,017\,000} = 1\,009$  МВт

$\Delta R = 3 \cdot \sigma_{\text{заг}} = 3 \cdot 1\,009 = 3\,026$  МВт  $> V_{\text{max}} = 2\,310$  МВт!

Резерв, необхідний для покриття похибок прогнозу, перевищує наявний регульовальний діапазон ТЕС. Це означає, що при поточному рівні ВДЕ (9 300 МВт) і точності прогнозу 10 % система вже не забезпечує 99 % надійності покриття резервом ТЕС — необхідні ГЕС, ГАЕС або удосконалення прогнозування.

Допустима робоча потужність ВДЕ з урахуванням прогнозу (спрощена оцінка):

$V_1_{\text{max}} = V_{\text{max}} - \sigma_{\text{заг}} = 2\,310 - 1\,009 = 1\,301$  МВт

$V_{y\text{прогн}} = V_1_{\text{max}} / 0,73 = 1\,301 / 0,73 = 1\,782$  МВт

Завдання 3. Додаткові потреби в резерві.

$\Delta R_{\text{рез}} = 0,08 \cdot P_{\text{ВДЕ\_пот}} = 0,08 \cdot 9\,300 = 744$  МВт — потрібний додатковий оперативний резерв

Завдання 4. Річний виробіток та стадія МЕА.

Річний виробіток при граничній  $V_y = 3\,164$  МВт:

$E_{\text{ВДЕ}} = 3\,164 \cdot 0,25 \cdot 8760 / 1000 = 6\,929$  ГВт·год/рік

Річний виробіток системи:  $E_{\text{sys}} = 26\,000 \cdot 0,50 \cdot 8760 / 1000 = 113\,880$  ГВт·год/рік

Частка ВДЕ =  $6\,929 / 113\,880 \cdot 100 = 6,1$  % — стадія 2 МЕА (5–15 %)

Для довідки: поточна потужність 9 300 МВт дає частку  $\approx 18$  % — стадія 3 (потрібні серйозні заходи з гнучкості).

Завдання 5. Порівняння методів та рекомендація.

Метод 1 ( $T_{\text{мін}}$ ):  $V_y = 3\,164$  МВт. Метод 2 (прогноз):  $V_{y\text{прогн}} = 1\,782$  МВт. Більш консервативна оцінка дає метод 2 — відповідно, обмеження по точності прогнозування є жорсткішим, ніж по регульовальному діапазону.

Рекомендований захід: впровадження системи точного прогнозування (похибка 5 % замість 10 %) дозволить підвищити  $V_y$  до 2 600–2 800 МВт без будь-яких капіталовкладень у генерацію. Крім того, введення 1 000–1 500 МВт ГАЕС або BESS дає додатково 1 000–1 500 МВт ліміту ВДЕ за рахунок розширення регульовального ресурсу.

## Варіанти для виконання завдань (30 варіантів)

Таблиця 1 — Вихідні дані для виконання практичної роботи № 12

№	ОЕС / країна	P_ОЕС, МВт	T_мін, МВт	k_рег	$\sigma_L$ , %	$\sigma_V$ , %	P_ГЕС+ГАЕС, МВт	P_ВДЕ_пот, МВт	ККВП_ВДЕ, %
1	ОЕС України (довоєнна структ.)	26000	10500	0.22	1.5	10	6300	9300	25
2	ОЕС Польщі	26500	9500	0.25	1.5	11	2800	9100	26
3	ОЕС Румунії	9800	3500	0.24	1.5	10	6200	4200	28
4	ОЕС Болгарії	7500	2700	0.22	1.5	10	2400	4000	27
5	ОЕС Угорщини	6400	2200	0.26	1.5	11	1000	1320	24
6	ОЕС Чехії	11200	4000	0.25	1.5	10	1400	1230	22
7	ОЕС Словаччини	3800	1300	0.24	1.5	10	950	204	22
8	ОЕС Австрії	11500	2800	0.28	1.5	10	8500	6200	30
9	ОЕС Данії (DK1+DK2)	6000	600	0.3	1.5	13	1200	9700	40
10	ОЕС Ірландії (EirGrid)	5200	900	0.28	1.5	13	1500	5100	36
11	ОЕС Португалії (REN)	9500	1500	0.28	1.5	12	7200	7800	30
12	ОЕС Греції (IPTO)	10200	2800	0.26	1.5	12	4500	9200	30
13	ОЕС Нідерландів	18500	5500	0.26	1.5	12	1400	11300	30
14	ОЕС Бельгії	14800	4500	0.25	1.5	11	1400	8400	26
15	ОЕС Фінляндії	14200	3800	0.27	1.5	12	4800	6090	32
16	ОЕС Норвегії (Statnett)	23500	800	0.3	1.5	12	32000	3150	37
17	ОЕС Швеції (SvK)	26000	2500	0.28	1.5	12	20000	5100	38
18	ОЕС Іспанії (REE)	44000	15000	0.26	1.5	12	21000	41400	30
19	ОЕС Туреччини (TEIAS)	50000	18000	0.24	1.5	12	31000	19200	30
20	ОЕС Великобританії (NESO)	62000	14000	0.28	1.5	13	10000	35000	38
21	ОЕС Франції (RTE)	88000	40000	0.22	1.5	11	5800	5800	22
22	ОЕС Німеччини (50Hz+TenneT+Amprion)	85000	18000	0.25	1.5	11	9600	150000	30
23	ОЕС Австралії (NEM)	35000	8500	0.28	1.5	12	9500	26200	29
24	ОЕС Каліфорнії (CAISO)	52000	8000	0.3	1.5	12	9800	39000	28
25	ОЕС Техасу (ERCOT)	85000	22000	0.28	1.5	12	2800	50800	30
26	ОЕС Японії (TEPCO+KEPCO)	120000	55000	0.22	1.5	11	9800	27300	23
27	ОЕС Бразилії (ONS)	100000	5000	0.3	1.5	12	100000	5600	36
28	ОЕС Індії (NLDC)	200000	80000	0.22	1.5	12	46000	12200	22
29	ОЕС Марокко (ONEE)	5500	1800	0.26	1.5	13	1800	2300	32
30	ОЕС Казахстану (KEGOC)	18000	7000	0.22	1.5	10	4200	2500	28

Примітки до таблиці варіантів:

1. P\_ОЕС — максимальне навантаження системи. T\_мін — технічний мінімум блокових ТЕС ( $\approx 35\text{--}55\%$  від P\_ОЕС для систем з різною структурою генерації). Для систем з великою часткою ГЕС або АЕС T\_мін нижчий як відносна величина від P\_ОЕС.
2. k\_рег — коефіцієнт регульовального діапазону ТЕС (0,22 для блоків 300 МВт; 0,28–0,30 для сучасних газових турбін і маневрених блоків).
3.  $\sigma_V = 10\%$  — для ВЕС; для СЕС або змішаного портфеля може бути 8–12% залежно від рівня розвитку системи прогнозування. У варіантах 9, 10, 20 значення 13% відображає ситуацію при менш розвинутих системах прогнозування.
4. P\_ВДЕ\_пот — поточна встановлена потужність ВДЕ (ВЕС+СЕС) у системі. ККВП\_ВДЕ — середній коефіцієнт використання встановленої потужності для всього портфеля ВДЕ.

5. Для ККВП\_sys (середній по системі) при розрахунку частки ВДЕ приймати 50 % для всіх варіантів.
6. Варіант 1 (ОЕС України) — довоєнна структура 2020 р. Поточний стан після 2022 р. суттєво відрізняється і не відображений через невизначеність.
7. Варіант 22 (Германія):  $P_{ВДЕ\_пот} = 150\,000$  МВт перевищує розрахункові ліміти — у цьому і полягає суть проблеми: при цій частці ВДЕ жорстка прив'язка до  $T_{мін}$  ТЕС вже неактуальна; система перейшла до стадії 4 МЕА, де гнучкість забезпечується BESS та міждержавними перетоками.

### Розрахункові формули (довідково)

Метод 1 (технічний мінімум):

$$V_{max} = k_{рег} \cdot T_{мін}, \text{ МВт}$$

$$V_y = V_{max} / 0,73, \text{ МВт}$$

Метод 2 (точність прогнозування):

$$\sigma_{L\_abs} = \sigma_L / 100 \cdot P_{ОЕС}, \text{ МВт}$$

$$\sigma_{V\_abs} = \sigma_V / 100 \cdot P_{ВДЕ\_пот}, \text{ МВт}$$

$$\sigma_{заг} = \sqrt{(\sigma_{L\_abs}^2 + \sigma_{V\_abs}^2)}, \text{ МВт}$$

$$\Delta R = 3 \cdot \sigma_{заг}, \text{ МВт}$$

$$V_{1\_max} = V_{max} - \sigma_{заг}, \text{ МВт (допустима робоча потужність ВДЕ з прогнозом)}$$

$$V_{y\_прогн} = V_{1\_max} / 0,73, \text{ МВт}$$

Додатковий резерв від ВДЕ:

$$\Delta R_{рез} = 0,08 \cdot P_{ВДЕ\_пот}, \text{ МВт}$$

Річний виробіток при  $V_y$ :

$$E_{ВДЕ} = V_y \cdot ККВП_{ВДЕ} / 100 \cdot 8760 / 1000, \text{ ГВт}\cdot\text{год}/\text{рік}$$

$$E_{sys} = P_{ОЕС} \cdot 0,50 \cdot 8760 / 1000, \text{ ГВт}\cdot\text{год}/\text{рік}$$

$$\text{Частка ВДЕ} = E_{ВДЕ} / E_{sys} \cdot 100, \%$$

## Практична робота № 13

**Тема: «Ефект географічної дисперсії групи вітрових електростанцій. Розрахунок варіативності потужності та потреб у додатковому резерві»**

### Завдання

1. Розрахувати СКВ потужності однієї вітрової площадки  $\sigma_i$  (МВт) при заданій відносній мінливості  $\sigma_1$  (% від потужності однієї площадки).
2. Розрахувати СКВ сумарної потужності групи  $N$  вітрових площадок з урахуванням заданого середнього коефіцієнта кореляції  $\rho$  між площадками. Визначити нормований СКВ групи (% від сумарної встановленої потужності).
3. Розрахувати повний СКВ системи «ОЕС+ВЕС», об'єднавши дисперсії від мінливості ВЕС та від похибки прогнозу навантаження. Визначити додатковий резерв при заданому довірчому рівні.
4. Оцінити ймовірність того, що сумарна потужність групи ВЕС опуститься нижче критичного рівня 10 % від встановленої потужності (при нормальному розподілі).
5. Порівняти нормований СКВ та потреби в резерві для варіантів із різною кількістю площадок (за завданням) і зробити висновок про ефективність географічної дисперсії.

### Короткі теоретичні відомості

При математичному моделюванні комбінованої енергосистеми з вітровими електростанціями потужність кожної ВЕС описується як сума детермінованої (середньої) складової та стохастичного процесу:  $W(t) = \omega(t) + U(t)$ . Стохастична складова  $U(t)$  моделюється процесом Орнштейна-Уленбека — зворотно-регресійним процесом з нормальним розподілом, що відображає флуктуації навколо середнього значення. Ключовий параметр — СКВ ( $\sigma$ ) потужності ВЕС, яке характеризує розмах цих флуктуацій. За дослідженнями ІВЕ НАНУ для

одиначної площадки в Україні СКВ становить 37–42 % від номінальної потужності залежно від сезону.

Ефект географічної дисперсії (smoothing effect) полягає в тому, що сумарна потужність групи ВЕС, розосереджених на великій території, менш мінлива, ніж потужність окремих площадок. Це пояснюється неповною кореляцією між генерацією на різних майданчиках: у момент, коли на одній площадці вітер послаблюється, на іншій він може залишатися сильним. Дисперсія суми  $N$  частково корельованих процесів:  $\text{Var}_{\text{сум}} = N \cdot \sigma_i^2 \cdot (1 + (N-1) \cdot \rho)$ , де  $\sigma_i$  — СКВ однієї площадки,  $\rho$  — середній коефіцієнт кореляції між площадками. СКВ групи:  $\sigma_{\text{гр}} = \sigma_i \cdot \sqrt{N \cdot (1 + (N-1) \cdot \rho)}$ . При  $\rho \rightarrow 0$  (незалежні площадки):  $\sigma_{\text{гр}} = \sigma_i \cdot \sqrt{N}$  — класичний результат для суми незалежних. При  $\rho = 1$  (ідеальна кореляція):  $\sigma_{\text{гр}} = \sigma_i \cdot N$  — повний підсумок дисперсій.

Кореляція між потужностями ВЕС на різних майданчиках зменшується зі збільшенням відстані між ними. За результатами аналізу даних ОЕС України статистично значима кореляція зникає при відстані понад 500 км. Класифікація:  $\rho < 0,3$  — слабкий зв'язок (площадки в різних кліматичних зонах);  $0,3-0,5$  — помірний (200–400 км);  $0,5-0,7$  — помітний (100–200 км); понад  $0,7$  — тісний (менше 100 км). Практичний результат: розосередження 1 ГВт ВЕС на 6 площадках по Півдню України знижує нормований СКВ з 37 % до  $\sim 20$  % — приблизно вдвічі; додатковий резерв при 99 % довірчому рівні зменшується з  $\sim 400$  до  $\sim 220$  МВт.

Загальний СКВ системи «ОЕС+ВЕС» розраховується через об'єднання дисперсій:  $\sigma_{\text{сист}} = \sqrt{(\sigma_{\text{гр}}^2 + \sigma_L^2)}$ , де  $\sigma_L$  — СКВ відхилення навантаження від прогнозного (абсолютне значення). Додатковий резерв при довірчому рівні  $k$ :  $R_{\text{дод}} = k \cdot \sigma_{\text{сист}}$ . Для рівня 99 % ( $k = 3$ ) та 95 % ( $k = 2$ ). Ймовірність того, що потужність ВЕС опуститься нижче критичного рівня  $W_{\text{кр}}$  при нормальному розподілі з середнім  $\mu_W$  і  $\sigma_{\text{гр}}$ :  $P(W < W_{\text{кр}}) = \Phi((W_{\text{кр}} - \mu_W) / \sigma_{\text{гр}})$ , де  $\Phi$  — стандартна функція нормального розподілу. При  $\mu_W = \text{ККВП} \cdot P_{\text{ном}}$  і  $W_{\text{кр}} = 0,10 \cdot P_{\text{ном}}$  значення  $z = (W_{\text{кр}} - \mu_W) / \sigma_{\text{гр}}$ .

#### **Зразок виконання завдання (варіант 2 — ОЕС України, 1 ГВт, 3 площадки, зима)**

Вихідні дані:  $P_{\text{ном}} = 1000$  МВт;  $N = 3$  площадки;  $\sigma_1 = 37$  % від потужності однієї площадки;  $\rho = 0,30$ ;  $P_{\text{ОЕС}} = 26\,000$  МВт;  $\sigma_L = 1,5$  %;  $k = 3$  (99 % довір. рівень);  $\text{ККВП}_{\text{ВЕС}} = 30$  %.

Завдання 1. СКВ однієї площадки.

Потужність кожної площадки:  $P_i = P_{\text{ном}} / N = 1000 / 3 = 333,3$  МВт

$\sigma_i = \sigma_1 / 100 \cdot P_i = 0,37 \cdot 333,3 = 123,3$  МВт

Завдання 2. СКВ групи з 3 площадок.

Формула:  $\sigma_{\text{гр}} = \sigma_i \cdot \sqrt{N \cdot (1 + (N-1) \cdot \rho)}$

$N \cdot (1 + (N-1) \cdot \rho) = 3 \cdot (1 + 2 \cdot 0,30) = 3 \cdot 1,60 = 4,80$

$\sigma_{\text{гр}} = 123,3 \cdot \sqrt{4,80} = 123,3 \cdot 2,191 = 270$  МВт

$\sigma_{\text{гр}}\% = 270 / 1000 \cdot 100 = 27,0$  % від  $P_{\text{ном}}$  (порівняно з 37 % для однієї площадки — зниження на 27 %)

Завдання 3. Загальний СКВ та додатковий резерв.

СКВ від похибки прогнозу навантаження:  $\sigma_{L_{\text{abs}}} = 1,5 / 100 \cdot 26\,000 = 390$  МВт

$\sigma_{\text{сист}} = \sqrt{(270^2 + 390^2)} = \sqrt{(72\,900 + 152\,100)} = \sqrt{225\,000} = 474$  МВт

$R_{\text{дод}} = k \cdot \sigma_{\text{сист}} = 3 \cdot 474 = 1\,423$  МВт

Для порівняння: при одній площадці ( $N=1$ ):  $\sigma_{\text{гр}} = 370$  МВт  $\rightarrow \sigma_{\text{сист}} = \sqrt{(370^2 + 390^2)} = 537$  МВт  $\rightarrow R_{\text{дод}} = 3 \cdot 537 = 1\,611$  МВт. Географічна дисперсія зекономила 188 МВт резерву.

Завдання 4. Ймовірність критичного рівня потужності.

$W_{\text{кр}} = 0,10 \cdot P_{\text{ном}} = 0,10 \cdot 1000 = 100$  МВт

$\mu_W = \text{ККВП} \cdot P_{\text{ном}} = 0,30 \cdot 1000 = 300$  МВт

$z = (W_{\text{кр}} - \mu_W) / \sigma_{\text{гр}} = (100 - 300) / 270 = -200 / 270 = -0,741$

$P(W < 100) = \Phi(-0,741) \approx 1 - \Phi(0,741) \approx 1 - 0,771 = 0,229 = 22,9$  %

Тобто в 22,9 % часу потужність групи ВЕС буде нижче 10 % від встановленої. Це значна частка — пояснюється невеликим числом площадок (3) та помірною кореляцією.

Завдання 5. Висновок про ефект дисперсії.

Показник	$N=1, \rho=1,00$	$N=3, \rho=0,30$	$N=6, \rho=0,15$	$N=6, \rho=0$	$N=3, \rho=0$	$N \rightarrow \infty, \rho=0$
----------	------------------	------------------	------------------	---------------	---------------	--------------------------------

$\sigma_{гр}$ , МВт	370	270	200	142	213	→0
$\sigma_{гр}$ , % від $P_{ном}$	37,0	27,0	20,0	14,2	21,3	→0
$R_{дод}$ , МВт ( $k=3$ )	1611	1423	1264	1150	1307	≈1170

Висновок: географічна дисперсія на 6 площадках ( $\rho=0,15$ ) знижує нормований СКВ з 37 % до 20 % та зменшує потребу в резерві на ~22 %. Подальше збільшення кількості площадок при тій самій кореляції дає малий додатковий ефект. Оптимальне число площадок — 4–6 при кореляції 0,15–0,30.

### Варіанти для виконання завдань (30 варіантів)

Таблиця 1 — Вихідні дані для виконання практичної роботи № 13

№	Система / сезон	$P_{ном}$ ВЕС, МВт	N площ.	$\sigma_i$ , % від $P_i$	$\rho$ між площ.	$P_{ОЕС}$ , МВт	$\sigma_L$ , %	k (довір.)	ККВП ВЕС, %
1	ОЕС України, 1 ГВт, 1 площ., зима	1000	1	37	1	26000	1.5	3	30
2	ОЕС України, 1 ГВт, 3 площ., зима	1000	3	37	0.3	26000	1.5	3	30
3	ОЕС України, 1 ГВт, 6 площ., зима	1000	6	37	0.15	26000	1.5	3	30
4	ОЕС України, 2 ГВт, 6 площ., зима	2000	6	37	0.15	26000	1.5	3	30
5	ОЕС України, 1 ГВт, 1 площ., літо	1000	1	42	1	20000	1.5	3	25
6	ОЕС України, 1 ГВт, 3 площ., літо	1000	3	42	0.3	20000	1.5	3	25
7	ОЕС України, 2 ГВт, 3 площ., зима	2000	3	37	0.3	26000	1.5	3	30
8	ОЕС Польщі, 9 ГВт, 3 площ.	9100	3	35	0.35	26500	1.5	3	28
9	ОЕС Польщі, 9 ГВт, 6 площ.	9100	6	35	0.2	26500	1.5	3	28
10	ОЕС Румунії, 4 ГВт, 2 площ.	4000	2	36	0.45	9800	1.5	3	28
11	ОЕС Румунії, 4 ГВт, 4 площ.	4000	4	36	0.22	9800	1.5	3	28
12	ОЕС Данії, 7.2 ГВт, 2 площ. офшор	7200	2	28	0.55	6000	1.5	3	42
13	ОЕС Данії, 7.2 ГВт, 4 площ. офшор	7200	4	28	0.35	6000	1.5	3	42
14	ОЕС Ірландії, 4.6 ГВт, 3 площ.	4600	3	38	0.3	5200	1.5	3	37
15	ОЕС Ірландії, 4.6 ГВт, 6 площ.	4600	6	38	0.18	5200	1.5	3	37
16	ОЕС Португалії, 5.9 ГВт, 4 площ.	5900	4	34	0.28	9500	1.5	3	31
17	ОЕС Іспанії, 20 ГВт, 6 площ.	20000	6	32	0.2	44000	1.5	3	30
18	ОЕС Іспанії, 32 ГВт, 8 площ.	32000	8	32	0.15	44000	1.5	3	30
19	ОЕС Німеччини, 60 ГВт, 4 площ.	60000	4	33	0.3	85000	1.5	3	30
20	ОЕС Німеччини, 60 ГВт, 6 площ.	60000	6	33	0.2	85000	1.5	3	30
21	ОЕС Великобрит., 29 ГВт, 4 площ.	29000	4	35	0.28	62000	1.5	3	40

22	ОЕС Великобрит., 29 ГВт, 6 площ.	29000	6	35	0.18	62000	1.5	3	40
23	ОЕС Туреччини, 11 ГВт, 4 площ.	11000	4	36	0.28	50000	1.5	3	30
24	ОЕС Туреччини, 11 ГВт, 6 площ.	11000	6	36	0.18	50000	1.5	3	30
25	ОЕС Казахстану, 2.5 ГВт, 2 площ.	2500	2	38	0.4	18000	1.5	3	30
26	ОЕС Казахстану, 2.5 ГВт, 4 площ.	2500	4	38	0.22	18000	1.5	3	30
27	ОЕС Марокко, 1.4 ГВт, 2 площ.	1400	2	36	0.42	5500	1.5	3	34
28	ОЕС Марокко, 1.4 ГВт, 4 площ.	1400	4	36	0.22	5500	1.5	3	34
29	ОЕС Австралії, 9.2 ГВт, 4 площ.	9200	4	34	0.28	35000	1.5	3	35
30	ОЕС Австралії, 9.2 ГВт, 6 площ.	9200	6	34	0.18	35000	1.5	3	35

Примітки до таблиці варіантів:

1.  $P_{\text{ном}}$  — сумарна встановлена потужність всієї групи ВЕС.  $P_i = P_{\text{ном}} / N$  — потужність однієї площадки.
2.  $\sigma_1$  — СКВ потужності однієї площадки у відсотках від  $P_i$  (потужності цієї площадки). Для зимового сезону типово 34–38 %; для літнього — 38–44 % (вища мінливість через менш стабільний вітер). Для офшорних ВЕС (варіант 12–13)  $\sigma_1$  нижча — 28 % — через більш рівномірний вітер над морем.
3.  $\rho$  — середній коефіцієнт кореляції між будь-якими двома площадками. Залежить від відстані: при 50–100 км  $\rho \approx 0,6–0,8$ ; при 200–300 км  $\rho \approx 0,3–0,5$ ; при 400–600 км  $\rho \approx 0,1–0,2$ ; при більше 600 км  $\rho \approx 0$  (незалежні).
4.  $k = 3$  відповідає 99,7 % довірчому рівню (метод «трьох сигм»);  $k = 2$  — 95,4 %. У більшості варіантів  $k = 3$  як стандарт надійності для ОЕС.
5. ККВП ВЕС — середньорічне значення для розрахунку  $\mu_W$  у завданні 4.

### Розрахункові формули (довідково)

Потужність однієї площадки:  $P_i = P_{\text{ном}} / N$ , МВт

СКВ однієї площадки:  $\sigma_i = \sigma_1 / 100 \cdot P_i$ , МВт

Дисперсія суми  $N$  площадок:  $\text{Var}_{\text{гр}} = N \cdot \sigma_i^2 \cdot (1 + (N-1) \cdot \rho)$

СКВ групи:  $\sigma_{\text{гр}} = \sqrt{\text{Var}_{\text{гр}}} = \sigma_i \cdot \sqrt{(N \cdot (1 + (N-1) \cdot \rho))}$ , МВт

Нормований СКВ:  $\sigma_{\text{гр}\%} = \sigma_{\text{гр}} / P_{\text{ном}} \cdot 100$ , %

СКВ системи:  $\sigma_{\text{сист}} = \sqrt{(\sigma_{\text{гр}})^2 + (\sigma_L / 100 \cdot P_{\text{ОЕС}})^2}$ , МВт

Додатковий резерв:  $R_{\text{дод}} = k \cdot \sigma_{\text{сист}}$ , МВт

Відносний резерв:  $R_{\text{відн}} = R_{\text{дод}} / P_{\text{ном}} \cdot 100$ , %

Середня потужність ВЕС:  $\mu_W = \text{ККВП} / 100 \cdot P_{\text{ном}}$ , МВт

Аргумент нормального розпод.:  $z = (W_{\text{кр}} - \mu_W) / \sigma_{\text{гр}}$

Критичний рівень:  $W_{\text{кр}} = 0,10 \cdot P_{\text{ном}}$ , МВт

Ймовірність:  $P(W < W_{\text{кр}}) = \Phi(z)$ , де  $\Phi$  — стандартний нормальний розподіл

Спрощена оцінка  $\Phi$ : якщо  $z < 0 \rightarrow P \approx 0,5 + |z|/4$  (груба оцінка); точніше — по таблиці.

Наближена таблиця:  $\Phi(0)=0,500$ ;  $\Phi(0,5)=0,692$ ;  $\Phi(0,7)=0,758$ ;  $\Phi(1,0)=0,841$ ;  $\Phi(1,5)=0,933$ ;  $\Phi(2,0)=0,977$ ;  $\Phi(2,5)=0,994$ .

## Практична робота № 14

### Тема: «Аналіз сумісної роботи вітрових та сонячних електростанцій. Розрахунок нормованої сумарної потужності та ефекту взаємної компенсації»

#### Завдання

1. Розрахувати нормовану сумарну потужність комбінованої системи  $k\Sigma$  для чотирьох сезонних місяців (січень, квітень, липень, жовтень) за заданими ваговими коефіцієнтами  $\alpha_1$  та  $\alpha_2$ .
2. Розрахувати СКВ нормованої сумарної потужності  $\sigma\Sigma$  з урахуванням заданого коефіцієнта кореляції між ВЕС та СЕС для кожного з чотирьох місяців.
3. Оцінити ефект взаємної компенсації: порівняти  $\sigma\Sigma$  з некорельованою оцінкою  $\sigma\Sigma_{\text{некор}}$  та визначити, на скільки відсотків від'ємна кореляція знижує варіативність сумарної потужності.
4. Розрахувати місячний виробіток електроенергії СЕС (кВт·год/міс) з урахуванням типу трекерної системи (коефіцієнт  $k_{\text{трек}}$ ), ефективності фотомодуля та коефіцієнта ефективності системи PR.
5. Визначити сезонний діапазон коливань  $k\Sigma$  (max–min) та порівняти його з діапазоном окремих джерел. Зробити висновок про доцільність обраного співвідношення  $\alpha_1/\alpha_2$  та запропонувати оптимальне для умов заданого регіону.

#### Короткі теоретичні відомості

При аналізі сумісної роботи вітрових і сонячних електростанцій зручно нормувати їх потужність відносно встановленого значення:  $k_w = P_{\text{ВЕС}}(t)/P_{\text{ном\_ВЕС}}$  — нормована потужність ВЕС;  $k_s = P_{\text{СЕС}}(t)/P_{\text{ном\_СЕС}}$  — нормована потужність СЕС. Обидві величини змінюються від 0 до 1 та мають добре визначені статистичні характеристики (середнє і СКВ), що дозволяє порівнювати системи різного масштабу. Сумарна нормована потужність:  $k\Sigma = \alpha_1 \cdot k_w + \alpha_2 \cdot k_s$ , де  $\alpha_1 + \alpha_2 = 1$  — вагові коефіцієнти, пропорційні встановленим потужностям.

СКВ сумарної нормованої потужності розраховується з урахуванням кореляції між ВЕС та СЕС:  $\sigma\Sigma = \sqrt{(\alpha_1^2 \cdot \sigma_w^2 + \alpha_2^2 \cdot \sigma_s^2 + 2 \cdot \alpha_1 \cdot \alpha_2 \cdot \rho \cdot \sigma_w \cdot \sigma_s)}$ , де  $\sigma_w$  і  $\sigma_s$  — СКВ нормованих потужностей ВЕС та СЕС,  $\rho$  — коефіцієнт кореляції між ними. Для більшості регіонів помірною клімату  $\rho$  від'ємний (–0,05 до –0,30): при антициклонічній погоді (ясне небо, мало вітру) СЕС активна, ВЕС простоює; при циклонічній (хмарно, сильний вітер) — навпаки. Це забезпечує природний ефект взаємної компенсації, що знижує  $\sigma\Sigma$  нижче некорельованого значення  $\sqrt{(\alpha_1^2 \sigma_w^2 + \alpha_2^2 \sigma_s^2)}$ .

Виробіток СЕС за місяць:  $E_{\text{СЕС}} = H_{\text{міс}} \cdot S \cdot \eta_{\text{PV}} \cdot PR \cdot k_{\text{трек}} / 1000$  [кВт·год/міс], де  $H_{\text{міс}}$  — місячна інсоляція (кВт·год/м<sup>2</sup>),  $S$  — площа панелей (м<sup>2</sup>),  $\eta_{\text{PV}}$  — ефективність фотомодуля (для монокристалічних 2024 р.: 20–24 %), PR — коефіцієнт ефективності системи (0,78–0,85),  $k_{\text{трек}}$  — коефіцієнт трекерної системи: 1,00 (немає), 1,25 (одноосьовий трекер), 1,45 (двоосьовий трекер). Одноосьовий трекер дає приріст 20–28 % залежно від широти (більше на екваторі, менше у високих широтах); двоосьовий — 40–50 %. Застарілі значення ККД «16–18 %» відповідають полікристалічним панелям 2010–2015 рр. і не відображають сучасний рівень технологій.

Сезонний діапазон коливань  $s\Delta = \max(k\Sigma) - \min(k\Sigma)$  характеризує рівномірність річного виробітку системи. Чим менший  $s\Delta$ , тим рівномірніше забезпечення і менша потреба в сезонному акумуляванні. Оптимальне співвідношення  $\alpha_1/\alpha_2$  залежить від клімату: для степових регіонів України (більший вітровий потенціал узимку і сонячний влітку) типово  $\alpha_1/\alpha_2 \approx 0,5-0,7$ ; для більш сонячних регіонів Середземномор'я —  $\alpha_1/\alpha_2 \approx 0,3-0,5$ . Від'ємна кореляція між ВЕС та СЕС є важливою характеристикою: вона підтверджена даними для Запорізької обл. ( $\rho$  від –0,05 до –0,28 залежно від сезону) та аналогічними дослідженнями для Португалії, Іспанії, Ірландії.

#### Зразок виконання завдання (варіант 1 — ВЕС+СЕС Запоріжжя, $\alpha_1=\alpha_2=0,5$ )

Вихідні дані:  $k_w = [0,41; 0,44; 0,28; 0,56]$ ;  $k_s = [0,17; 0,33; 0,38; 0,26]$ ;  $\sigma_w = [0,33; 0,36; 0,27; 0,37]$ ;  $\sigma_s = [0,22; 0,28; 0,28; 0,25]$ ;  $\rho = [-0,28; -0,08; -0,05; -0,15]$ ;  $\alpha_1 = \alpha_2 = 0,5$ ; трекер відсутній ( $k_{\text{трек}} = 1,00$ );  $\eta_{\text{PV}} = 20\%$ ;  $S = 100$  м<sup>2</sup>; PR = 0,82;  $H_{\text{міс}} = [48; 135; 172; 90]$  кВт·год/м<sup>2</sup>.

Завдання 1. Нормована сумарна потужність  $k\Sigma$ .

Показник	Січень	Квітень	Липень	Жовтень
kw (BEC), в.о.	0,41	0,44	0,28	0,56
ks (SEC), в.о.	0,17	0,33	0,38	0,26
$k\Sigma = 0,5 \cdot kw + 0,5 \cdot ks$ , в.о.	0,29	0,39	0,33	0,41

Завдання 2. СКВ сумарної нормованої потужності.

$$\text{Формула: } \sigma\Sigma = \sqrt{(\alpha_1^2 \cdot \sigma w^2 + \alpha_2^2 \cdot \sigma s^2 + 2 \cdot \alpha_1 \cdot \alpha_2 \cdot \rho \cdot \sigma w \cdot \sigma s)}$$

$$\text{Січень: } \sigma\Sigma = \sqrt{(0,25 \cdot 0,1089 + 0,25 \cdot 0,0484 + 2 \cdot 0,5 \cdot 0,5 \cdot (-0,28) \cdot 0,33 \cdot 0,22)} \\ = \sqrt{(0,02723 + 0,01210 - 0,01016)} = \sqrt{0,02917} = 0,171$$

$$\text{Квітень: } \sigma\Sigma = \sqrt{(0,25 \cdot 0,1296 + 0,25 \cdot 0,0784 + 2 \cdot 0,25 \cdot (-0,08) \cdot 0,1008)} = \\ \sqrt{(0,0324 + 0,0196 - 0,00403)} = \sqrt{0,04797} = 0,219$$

$$\text{Липень: } \sigma\Sigma = \sqrt{(0,25 \cdot 0,0729 + 0,25 \cdot 0,0784 + 2 \cdot 0,25 \cdot (-0,05) \cdot 0,0756)} = \sqrt{0,03594} = 0,190$$

$$\text{Жовтень: } \sigma\Sigma = \sqrt{(0,25 \cdot 0,1369 + 0,25 \cdot 0,0625 + 2 \cdot 0,25 \cdot (-0,15) \cdot 0,0925)} = \sqrt{0,04291} = 0,207$$

Завдання 3. Ефект взаємної компенсації.

$$\text{Некорельована оцінка для січня: } \sigma\Sigma_{\text{некор}} = \sqrt{(0,02723 + 0,01210)} = \sqrt{0,03933} = 0,198$$

Зниження від кореляції:  $(0,198 - 0,171) / 0,198 \cdot 100 = 13,6\%$  — від'ємна кореляція зменшила варіативність на 14%.

Завдання 4. Місячний виробіток СЕС (трекер відсутній).

$$E_{\text{СЕС}} = H_{\text{міс}} \cdot S \cdot \eta / 100 \cdot PR \cdot k_{\text{трек}} / 1000 = H_{\text{міс}} \cdot 100 \cdot 0,20 \cdot 0,82 \cdot 1,00 / 1000 = \\ H_{\text{міс}} \cdot 0,01640$$

$$\text{Січень: } 48 \cdot 0,0164 = 787 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{міс}$$

$$\text{Квітень: } 135 \cdot 0,0164 = 2214 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{міс}$$

$$\text{Липень: } 172 \cdot 0,0164 = 2821 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{міс}$$

$$\text{Жовтень: } 90 \cdot 0,0164 = 1476 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{міс}$$

Завдання 5. Сезонний діапазон та рекомендація.

$$\text{Діапазон } k\Sigma: \max = 0,41 \text{ (жовтень)}, \min = 0,29 \text{ (січень)}. \Delta = 0,41 - 0,29 = 0,12.$$

Для порівняння: діапазон ВЕС:  $0,56 - 0,28 = 0,28$ ; діапазон СЕС:  $0,38 - 0,17 = 0,21$ . Комбінація  $\alpha = 0,5/0,5$  скорочує діапазон коливань на 57% порівняно з ВЕС та на 43% порівняно з СЕС. Для Запоріжжя збільшення  $\alpha_1$  до  $0,6-0,7$  ще більше вирівнює криву за рахунок більшого вітрового ресурсу взимку. Рекомендується  $\alpha_1/\alpha_2 = 0,6/0,4$  як компромісне рішення між вирівнюванням і максимізацією літнього виробітку.

**Варіанти для виконання завдань (30 варіантів)**

Таблиця 1 — Параметри системи ( $\alpha$ , трекер, СЕС)

№	Назва / регіон	$\alpha_1$ (BEC)	$\alpha_2$ (SEC)	Трекер (0/1/2)	$\eta_{\text{PV}}$ , %	S, м <sup>2</sup>	PR	k трек
1	ВЕС+СЕС Запоріжжя, $\alpha=0.5/0.5$	0.5	0.5	0 (немає)	20	100	0.82	1,00
2	ВЕС+СЕС Запоріжжя, $\alpha=0.3/0.7$	0.3	0.7	1 (одноосьов.)	20	100	0.82	1,25
3	ВЕС+СЕС Запоріжжя, $\alpha=0.7/0.3$	0.7	0.3	2 (двоосьов.)	20	100	0.82	1,45
4	ВЕС+СЕС Миколаїв, $\alpha=0.5/0.5$	0.5	0.5	0 (немає)	21	100	0.82	1,00
5	ВЕС+СЕС Миколаїв, $\alpha=0.4/0.6$	0.4	0.6	1 (одноосьов.)	21	100	0.82	1,25
6	ВЕС+СЕС Херсон, $\alpha=0.5/0.5$	0.5	0.5	1 (одноосьов.)	21	100	0.82	1,25
7	ВЕС+СЕС Одеса, $\alpha=0.5/0.5$	0.5	0.5	1 (одноосьов.)	21	100	0.82	1,25
8	ВЕС+СЕС Київ, $\alpha=0.5/0.5$	0.5	0.5	0 (немає)	20	100	0.8	1,00
9	ВЕС+СЕС Київ, $\alpha=0.7/0.3$	0.7	0.3	2 (двоосьов.)	20	100	0.8	1,45
10	ВЕС+СЕС Харків, $\alpha=0.6/0.4$	0.6	0.4	0 (немає)	20	100	0.8	1,00

11	ВЕС+СЕС Львів, $\alpha=0.5/0.5$	0.5	0.5	0 (немає)	20	100	0.79	1,00
12	ВЕС+СЕС Данія, $\alpha=0.7/0.3$	0.7	0.3	1 (одноосьов.)	21	100	0.83	1,25
13	ВЕС+СЕС Ірландія, $\alpha=0.7/0.3$	0.7	0.3	1 (одноосьов.)	21	100	0.82	1,25
14	ВЕС+СЕС Португалія, $\alpha=0.5/0.5$	0.5	0.5	1 (одноосьов.)	22	100	0.83	1,25
15	ВЕС+СЕС Іспанія пд., $\alpha=0.4/0.6$	0.4	0.6	2 (двоосьов.)	22	100	0.83	1,45
16	ВЕС+СЕС Греція, $\alpha=0.5/0.5$	0.5	0.5	1 (одноосьов.)	22	100	0.83	1,25
17	ВЕС+СЕС Туреч. узб., $\alpha=0.5/0.5$	0.5	0.5	1 (одноосьов.)	22	100	0.83	1,25
18	ВЕС+СЕС Германія пн., $\alpha=0.6/0.4$	0.6	0.4	0 (немає)	21	100	0.82	1,00
19	ВЕС+СЕС Польща, $\alpha=0.6/0.4$	0.6	0.4	0 (немає)	20	100	0.81	1,00
20	ВЕС+СЕС Румунія, $\alpha=0.5/0.5$	0.5	0.5	1 (одноосьов.)	20	100	0.81	1,25
21	ВЕС+СЕС Марокко, $\alpha=0.4/0.6$	0.4	0.6	2 (двоосьов.)	22	100	0.84	1,45
22	ВЕС+СЕС Казахстан, $\alpha=0.5/0.5$	0.5	0.5	0 (немає)	20	100	0.8	1,00
23	ВЕС+СЕС Австралія, $\alpha=0.5/0.5$	0.5	0.5	1 (одноосьов.)	22	100	0.84	1,25
24	ВЕС+СЕС США Каліф., $\alpha=0.4/0.6$	0.4	0.6	2 (двоосьов.)	22	100	0.83	1,45
25	ВЕС+СЕС США Техас, $\alpha=0.4/0.6$	0.4	0.6	1 (одноосьов.)	22	100	0.83	1,25
26	ВЕС+СЕС Бразилія Форт., $\alpha=0.4/0.6$	0.4	0.6	2 (двоосьов.)	22	100	0.84	1,45
27	ВЕС+СЕС Індія Раджастан, $\alpha=0.3/0.7$	0.3	0.7	2 (двоосьов.)	22	100	0.82	1,45
28	ВЕС+СЕС Єгипет, $\alpha=0.4/0.6$	0.4	0.6	1 (одноосьов.)	22	100	0.83	1,25
29	ВЕС+СЕС Чилі Патагонія, $\alpha=0.7/0.3$	0.7	0.3	1 (одноосьов.)	21	100	0.82	1,25
30	ВЕС+СЕС Новозеландія, $\alpha=0.6/0.4$	0.6	0.4	1 (одноосьов.)	21	100	0.83	1,25

Таблиця 2 — Нормовані показники потужності та місячна інсоляція (4 сезонні місяці)

№	Показник	Січ	Квіт	Лип	Жовт	$\sigma\Sigma$ Січ	$\sigma\Sigma$ Квіт	$\sigma\Sigma$ Лип	$H_{\text{міс}}$ Січ
1	$k\Sigma / \sigma\Sigma / H_{\text{міс}}$	0.29	0.39	0.33	0.41	0.171	0.219	0.19	48
2	$k\Sigma / \sigma\Sigma / H_{\text{міс}}$	0.24	0.36	0.35	0.35	0.158	0.216	0.208	48
3	$k\Sigma / \sigma\Sigma / H_{\text{міс}}$	0.34	0.41	0.31	0.47	0.222	0.259	0.203	48
4	$k\Sigma / \sigma\Sigma / H_{\text{міс}}$	0.3	0.41	0.36	0.43	0.18	0.229	0.201	56
5	$k\Sigma / \sigma\Sigma / H_{\text{міс}}$	0.28	0.4	0.37	0.4	0.168	0.224	0.208	56
6	$k\Sigma / \sigma\Sigma / H_{\text{міс}}$	0.32	0.42	0.38	0.43	0.179	0.23	0.201	60
7	$k\Sigma / \sigma\Sigma / H_{\text{міс}}$	0.29	0.39	0.34	0.41	0.175	0.223	0.194	54
8	$k\Sigma / \sigma\Sigma / H_{\text{міс}}$	0.26	0.34	0.3	0.36	0.167	0.211	0.184	36
9	$k\Sigma / \sigma\Sigma / H_{\text{міс}}$	0.3	0.36	0.27	0.42	0.218	0.252	0.196	36
10	$k\Sigma / \sigma\Sigma / H_{\text{міс}}$	0.26	0.33	0.26	0.37	0.19	0.228	0.182	38
11	$k\Sigma / \sigma\Sigma / H_{\text{міс}}$	0.24	0.32	0.27	0.35	0.171	0.213	0.181	30

12	$k\Sigma / \sigma\Sigma / H_{\text{міс}}$	0.39	0.4	0.31	0.49	0.205	0.238	0.188	26
13	$k\Sigma / \sigma\Sigma / H_{\text{міс}}$	0.41	0.41	0.31	0.5	0.213	0.244	0.187	22
14	$k\Sigma / \sigma\Sigma / H_{\text{міс}}$	0.35	0.42	0.38	0.45	0.171	0.223	0.197	72
15	$k\Sigma / \sigma\Sigma / H_{\text{міс}}$	0.33	0.42	0.41	0.43	0.163	0.224	0.213	80
16	$k\Sigma / \sigma\Sigma / H_{\text{міс}}$	0.35	0.42	0.39	0.45	0.17	0.223	0.197	76
17	$k\Sigma / \sigma\Sigma / H_{\text{міс}}$	0.35	0.43	0.39	0.45	0.171	0.223	0.197	78
18	$k\Sigma / \sigma\Sigma / H_{\text{міс}}$	0.33	0.36	0.28	0.42	0.178	0.215	0.179	28
19	$k\Sigma / \sigma\Sigma / H_{\text{міс}}$	0.29	0.32	0.26	0.39	0.184	0.221	0.18	30
20	$k\Sigma / \sigma\Sigma / H_{\text{міс}}$	0.29	0.35	0.31	0.39	0.167	0.212	0.187	42
21	$k\Sigma / \sigma\Sigma / H_{\text{міс}}$	0.37	0.46	0.44	0.47	0.168	0.229	0.218	86
22	$k\Sigma / \sigma\Sigma / H_{\text{міс}}$	0.32	0.38	0.33	0.42	0.173	0.219	0.191	44
23	$k\Sigma / \sigma\Sigma / H_{\text{міс}}$	0.36	0.43	0.4	0.47	0.169	0.223	0.201	82
24	$k\Sigma / \sigma\Sigma / H_{\text{міс}}$	0.33	0.43	0.42	0.44	0.163	0.224	0.213	84
25	$k\Sigma / \sigma\Sigma / H_{\text{міс}}$	0.33	0.43	0.42	0.44	0.165	0.225	0.214	80
26	$k\Sigma / \sigma\Sigma / H_{\text{міс}}$	0.35	0.44	0.43	0.46	0.164	0.223	0.212	82
27	$k\Sigma / \sigma\Sigma / H_{\text{міс}}$	0.33	0.45	0.46	0.43	0.177	0.242	0.239	86
28	$k\Sigma / \sigma\Sigma / H_{\text{міс}}$	0.35	0.44	0.44	0.46	0.169	0.229	0.219	82
29	$k\Sigma / \sigma\Sigma / H_{\text{міс}}$	0.44	0.47	0.38	0.54	0.209	0.248	0.2	42
30	$k\Sigma / \sigma\Sigma / H_{\text{міс}}$	0.38	0.43	0.37	0.49	0.19	0.233	0.193	48

Таблиця 3 — Повні вихідні дані  $k_w$ ,  $k_s$ ,  $\sigma_w$ ,  $\sigma_s$ ,  $\rho$ ,  $H_{\text{міс}}$  по місяцях для всіх варіантів (для самостійного використання у завданнях 2–5): дивіться зведені дані у тексті варіантів вище або у таблиці 2 ( $k\Sigma$  і  $\sigma\Sigma$  попередньо розраховані для перевірки, але студент виконує розрахунок самостійно з базових значень  $k_w$ ,  $k_s$ ,  $\sigma_w$ ,  $\sigma_s$ ,  $\rho$  за формулами).

Примітки до таблиць варіантів:

1. Значення  $k_w$ ,  $k_s$ ,  $\sigma_w$ ,  $\sigma_s$ ,  $\rho$  для варіантів взяті з результатів досліджень для відповідних кліматичних зон (Запорізька обл. — дані ІВЕ НАНУ 2016 р.; інші регіони — за аналогічною методикою з відповідними кліматичними корекціями).
2. Таблиця 2 містить попередньо розраховані  $k\Sigma$  (для перевірки) та  $\sigma\Sigma$  для перших трьох місяців і  $H_{\text{міс}}$  для січня. Решту значень  $\sigma\Sigma$  та  $H_{\text{міс}}$  студент розраховує самостійно за формулами.
3.  $k_{\text{трек}}$ : 1,00 — без трека (фіксований кут нахилу  $\approx$  широта місця); 1,25 — одноосьовий трекер (+25 %); 1,45 — двоосьовий трекер (+45 %). Для українського клімату одноосьовий трекер є оптимальним за співвідношенням приросту виробітку і вартості.
4.  $\eta_{\text{PV}} = 20\text{--}22\%$  відповідає монокристалічним панелям класу N-type TOPCon/HJT (2023–2024 рр.). Застарілі значення 16–18 % (полікристал 2015 р.) не використовувати.

### Розрахункові формули (довідково)

Нормована сумарна потужність:  $k\Sigma = \alpha_1 \cdot k_w + \alpha_2 \cdot k_s$

СКВ сумарної потужності:  $\sigma\Sigma = \sqrt{(\alpha_1^2 \cdot \sigma_w^2 + \alpha_2^2 \cdot \sigma_s^2 + 2 \cdot \alpha_1 \cdot \alpha_2 \cdot \rho \cdot \sigma_w \cdot \sigma_s)}$

СКВ без урахування кореляції:  $\sigma\Sigma_{\text{некор}} = \sqrt{(\alpha_1^2 \cdot \sigma_w^2 + \alpha_2^2 \cdot \sigma_s^2)}$

Зниження від кореляції:  $\Delta\sigma = (\sigma\Sigma_{\text{некор}} - \sigma\Sigma) / \sigma\Sigma_{\text{некор}} \cdot 100, \%$

Вирібок СЕС за місяць:  $E_{\text{СЕС}} = H_{\text{міс}} \cdot S \cdot \eta_{\text{PV}}/100 \cdot PR \cdot k_{\text{трек}} / 1000,$   
кВт·год/міс

Коефіцієнт трека:  $k_{\text{трек}} = 1,00$  (немає); 1,25 (одноосьов.); 1,45 (двоосьов.)

Сезонний діапазон:  $s\Delta = \max(k\Sigma) - \min(k\Sigma)$  по 4 місяцях

## Практична робота № 15

### Тема: «Оптимізація співвідношення ВЕС та СЕС у комбінованій системі. Розрахунок необхідної ємності та потужності акумулятора»

#### Завдання

1. При заданому співвідношенні  $w$  розрахувати ефективну потужність ВДЕ  $r$  (кВт) та СКВ сумарної генерації ВДЕ  $\sigma_{\text{ВДЕ}}$  (кВт).
2. Знайти аналітично оптимальну частку ВЕС  $w_{\text{opt}}$ , що мінімізує  $\sigma_{\text{ВДЕ}}$ , та розрахувати мінімальне значення  $\sigma_{\text{ВДЕ}}(w_{\text{opt}})$ . Порівняти з  $\sigma_{\text{ВДЕ}}$  при заданому  $w$ .
3. Розрахувати сумарне СКВ системи  $\sigma_{\text{сум}}$ , що об'єднує мінливість ВДЕ та флуктуації навантаження без ВДЕ.
4. Визначити необхідну ємність акумулятора  $C_{\text{ак}}$  (кВт·год) та потужність  $P_{\text{ак}}$  (кВт) для забезпечення заданого довірчого рівня  $\gamma$ .
5. Розрахувати додаткову потребу в потужності акумулятора  $\Delta P_{\text{ак}}$  порівняно з системою без ВДЕ та виразити її у відсотках від встановленої потужності ВДЕ.

#### Короткі теоретичні відомості

Оптимізація комбінованої системи ВДЕ має на меті знайти таке співвідношення потужностей ВЕС та СЕС, яке забезпечує максимум виробленої електроенергії при мінімумі варіативності генерації. Баланс потужності в системі:  $P_{\Delta}(t) = P_{\text{ВДЕ}}(t) + P_{\text{Ак}}(t) - P_{\text{Л}}(t)$ . Небаланс  $P_{\Delta}$  характеризується математичним сподіванням (середнім) і СКВ. Мінімізація СКВ небалансу визначає мінімальні вимоги до акумулятора для заданого рівня надійності.

Позначимо  $w$  — частку номінальної потужності ВЕС від загальної потужності ВДЕ  $R$ :  $P_{\text{ВЕС}}_{\text{ном}} = w \cdot R$ ,  $P_{\text{СЕС}}_{\text{ном}} = (1-w) \cdot R$ . Ефективна (середня робоча) потужність ВДЕ:  $r = R \cdot (kw \cdot w + ks \cdot (1-w))$ , де  $kw$  і  $ks$  — ККВП ВЕС та СЕС. СКВ сумарної генерації ВДЕ:  $\sigma_{\text{ВДЕ}} = R \cdot \sqrt{(w^2 \cdot \sigma_w^2 + (1-w)^2 \cdot \sigma_s^2 + 2 \cdot w \cdot (1-w) \cdot \rho \cdot \sigma_w \cdot \sigma_s)}$ , де  $\sigma_w$  і  $\sigma_s$  — нормовані СКВ (відносні). Аналітичний мінімум  $\sigma_{\text{ВДЕ}}$  досягається при:  $w_{\text{opt}} = (\sigma_s^2 - \rho \cdot \sigma_w \cdot \sigma_s) / (\sigma_w^2 + \sigma_s^2 - 2 \cdot \rho \cdot \sigma_w \cdot \sigma_s)$ . При від'ємному  $\rho$  (що характерно для більшості регіонів)  $w_{\text{opt}} > \sigma_s^2 / (\sigma_w^2 + \sigma_s^2)$  — оптимальна частка ВЕС вища, ніж при незалежних джерелах.

Коефіцієнт варіації  $CV = \sigma_{\text{ВДЕ}} / r$  є комбінованим критерієм: враховує і мінливість генерації, і її середній рівень. Мінімум  $CV$  досягається при більшій частці ВЕС, ніж мінімум  $\sigma_{\text{ВДЕ}}$  (оскільки ВЕС має вищий ККВП у більшості кліматів). Для Запорізької обл. взимку: мінімум  $\sigma_{\text{ВДЕ}}$  при  $w_{\text{opt}} \approx 0,25-0,35$ ; мінімум  $CV$  при  $w \approx 0,45-0,56$ .

Необхідна ємність акумулятора для забезпечення надійності  $\gamma$  при нормально розподілених відхиленнях небалансу:  $C_{\text{ак}} = \chi_{\gamma} \cdot \sigma_{\text{К}}$ , де  $\sigma_{\text{К}} = \sigma_{\text{сум}} \cdot \sqrt{\tau}$  — СКВ накопиченого небалансу за горизонт  $\tau$  (год);  $\sigma_{\text{сум}} = \sqrt{(\sigma_0^2 + \sigma_{\text{ВДЕ}}(w_{\text{opt}})^2)}$  — сумарне СКВ системи (флуктуації навантаження + мінливість ВДЕ);  $\chi_{\gamma}$  — квантиль нормального розподілу:  $\chi_{0,90} = 1,65$ ;  $\chi_{0,95} = 1,96$ . Відповідна необхідна потужність акумулятора:  $P_{\text{ак}} = \chi_{\gamma} \cdot \sigma_{\text{сум}}$ . Додаткова потреба порівняно з системою без ВДЕ:  $\Delta P_{\text{ак}} = P_{\text{ак}} - P_{\text{ак}0}$ , де  $P_{\text{ак}0} = \chi_{\gamma} \cdot \sigma_0$ .

Практичний висновок: впровадження ВДЕ збільшує потребу в потужності акумулятора на 5–15 % від встановленої потужності ВДЕ — залежно від рівня кореляції між ВЕС і СЕС та точності прогнозування. При оптимальному  $w$  і від'ємній кореляції  $\rho \approx -0,25$  додаткова потреба мінімальна (~7–10 %). Відмовившись від оптимального  $w$ , можна збільшити цю потребу до 15 % і більше. Тому пошук  $w_{\text{opt}}$  має безпосередній економічний ефект: зниження капіталовкладень в BESS.

#### Зразок виконання завдання (варіант 1 — Ферма, Запоріжжя, зима)

Вихідні дані:  $P_{\text{Л}} = 1000$  кВт;  $\sigma_0 = 90$  кВт;  $R = 400$  кВт;  $w_{\text{зад}} = 0,20$ ;  $kw = 0,41$ ;  $ks = 0,17$ ;  $\sigma_w = 0,33$ ;  $\sigma_s = 0,22$ ;  $\rho = -0,28$ ;  $\gamma = 0,90$ ;  $\tau = 24$  год.

Завдання 1. Ефективна потужність та СКВ генерації при заданому  $w = 0,20$ .

$r = R \cdot (kw \cdot w + ks \cdot (1-w)) = 400 \cdot (0,41 \cdot 0,20 + 0,17 \cdot 0,80) = 400 \cdot (0,082 + 0,136) = 400 \cdot 0,218 = 87,2$  кВт

$\sigma_{\text{ВДЕ}} = R \cdot \sqrt{(w^2 \cdot \sigma_w^2 + (1-w)^2 \cdot \sigma_s^2 + 2 \cdot w \cdot (1-w) \cdot \rho \cdot \sigma_w \cdot \sigma_s)} = 400 \cdot \sqrt{(0,04 \cdot 0,1089 + 0,64 \cdot 0,0484 + 2 \cdot 0,20 \cdot 0,80 \cdot (-0,28) \cdot 0,33 \cdot 0,22)} = 400 \cdot \sqrt{(0,00436 + 0,03098 - 0,00650)} = 400 \cdot \sqrt{0,02884} = 400 \cdot 0,1699 = \sigma_{\text{ВДЕ}}(0,20) = 67,9$  кВт

Завдання 2. Оптимальна частка ВЕС та мінімальне  $\sigma_{\text{ВДЕ}}$ .

$$w_{\text{opt}} = (\sigma_s^2 - \rho \cdot \sigma_w \cdot \sigma_s) / (\sigma_w^2 + \sigma_s^2 - 2 \cdot \rho \cdot \sigma_w \cdot \sigma_s) = (0,0484 - (-0,28) \cdot 0,33 \cdot 0,22) / (0,1089 + 0,0484 - 2 \cdot (-0,28) \cdot 0,33 \cdot 0,22) = (0,0484 + 0,02033) / (0,1573 + 0,04066) = 0,06873 / 0,19796 = w_{\text{opt}} = 0,347 \approx 0,35$$

Мінімальна  $\sigma_{\text{ВДЕ}}$  при  $w = 0,35$ :

$$= 400 \cdot \sqrt{(0,35^2 \cdot 0,1089 + 0,65^2 \cdot 0,0484 + 2 \cdot 0,35 \cdot 0,65 \cdot (-0,28) \cdot 0,0726)} = 400 \cdot \sqrt{(0,01334 + 0,02045 - 0,01163)} = 400 \cdot \sqrt{0,02216} = 400 \cdot 0,1489 =$$

$$\sigma_{\text{ВДЕ}_{\text{min}}} = 59,5 \text{ кВт (vs 67,9 кВт при } w=0,20 \text{ — на 12 \% менше)}$$

Завдання 3. Сумарне СКВ системи.

$$\sigma_{\text{сум}} = \sqrt{(\sigma_0^2 + \sigma_{\text{ВДЕ}_{\text{min}}}^2)} = \sqrt{(90^2 + 59,5^2)} = \sqrt{(8100 + 3540)} = \sqrt{11640} = 107,9 \text{ кВт}$$

Завдання 4. Ємність та потужність акумулятора.

$$\chi_{0.90} = 1,65; \sigma_{\text{K}} = \sigma_{\text{сум}} \cdot \sqrt{\tau} = 107,9 \cdot \sqrt{24} = 107,9 \cdot 4,899 = 528,6 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$C_{\text{ак}} = \chi_{\gamma} \cdot \sigma_{\text{K}} = 1,65 \cdot 528,6 = 872 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$P_{\text{ак}} = \chi_{\gamma} \cdot \sigma_{\text{сум}} = 1,65 \cdot 107,9 = 178 \text{ кВт}$$

Завдання 5. Додаткова потреба від ВДЕ.

$$\text{Система без ВДЕ } (\sigma_{\text{сум}} = \sigma_0 = 90 \text{ кВт}): P_{\text{ак}_0} = 1,65 \cdot 90 = 148,5 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{\text{ак}} = P_{\text{ак}} - P_{\text{ак}_0} = 178 - 148,5 = 29,5 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{\text{ак}} / R_{\text{ВДЕ}} \cdot 100 = 29,5 / 400 \cdot 100 = 7,4 \% \text{ від встановленої потужності ВДЕ}$$

Висновок: впровадження 400 кВт ВДЕ при оптимальному  $w_{\text{opt}} = 0,35$  потребує лише 7,4 % додаткової потужності BESS — прийнятний показник, що підтверджує ефективність оптимізації та від'ємної кореляції між ВЕС і СЕС.

### Варіанти для виконання завдань (30 варіантів)

Таблиця 1 — Вихідні дані для виконання практичної роботи № 15

№	Об'єкт / сезон	$P_L$ , кВт	$\sigma_0$ , кВт	$R_{\text{ВДЕ}}$ , кВт	$w_{\text{зад}}$	$k_w$	$k_s$	$\sigma_w$	$\sigma_s$	$\rho$	$\gamma$	$\tau$ , год
1	Ферма, Запоріжжя (зима)	1000	90	400	0.2	0.41	0.17	0.33	0.22	-0.28	0.9	24
2	Ферма, Запоріжжя (літо)	1000	67	400	0.5	0.28	0.38	0.27	0.28	-0.05	0.9	24
3	Ферма, Миколаїв (зима)	800	88	350	0.2	0.42	0.18	0.34	0.23	-0.25	0.9	24
4	Ферма, Миколаїв (літо)	800	60	350	0.5	0.3	0.42	0.28	0.3	-0.04	0.9	24
5	Насосна ст., Херсон (зима)	600	70	250	0.18	0.44	0.19	0.34	0.23	-0.26	0.9	12
6	Насосна ст., Херсон (літо)	600	50	250	0.55	0.32	0.43	0.28	0.3	-0.04	0.9	12
7	Тепл. к-с, Одеса (квітень)	1200	80	500	0.3	0.43	0.33	0.36	0.28	-0.08	0.9	24
8	Тепл. к-с, Одеса (жовтень)	1200	88	500	0.25	0.55	0.26	0.37	0.25	-0.15	0.9	24
9	АПК, Дніпро (зима)	2000	170	800	0.2	0.37	0.14	0.32	0.2	-0.24	0.9	24
10	АПК, Дніпро (літо)	2000	125	800	0.52	0.24	0.35	0.26	0.27	-0.04	0.9	24
11	ДнЕС (зима), $\cdot 10^{-3}$	5100	170	2100	0.28	0.41	0.17	0.33	0.22	-0.28	0.9	24
12	ДнЕС (літо), $\cdot 10^{-3}$	5100	125	1650	0.2	0.28	0.38	0.27	0.28	-0.05	0.9	24
13	Ізольоване с-ще, Карпати	400	50	180	0.35	0.38	0.12	0.33	0.19	-0.22	0.95	48
14	Туристбаза, Шотландія	350	45	200	0.65	0.55	0.09	0.31	0.17	-0.2	0.95	48

15	Ферма, Польща (зима)	900	85	380	0.22	0.4	0.12	0.31	0.19	-0.23	0.9	24
16	Ферма, Польща (літо)	900	65	380	0.5	0.24	0.3	0.25	0.26	-0.03	0.9	24
17	АПК, Румунія (зима)	1500	130	600	0.22	0.42	0.16	0.32	0.21	-0.26	0.9	24
18	Готель, Португалія (зима)	700	65	300	0.25	0.48	0.22	0.32	0.24	-0.28	0.9	24
19	Готель, Іспанія пд. (зима)	900	75	400	0.18	0.44	0.25	0.31	0.25	-0.3	0.9	24
20	Курорт, Греція (зима)	600	60	250	0.18	0.45	0.24	0.32	0.24	-0.29	0.95	48
21	Острів, Данія (зима)	500	55	250	0.65	0.52	0.1	0.3	0.18	-0.22	0.95	48
22	Ф-ма, Ірландія (зима)	800	80	350	0.68	0.55	0.09	0.31	0.17	-0.2	0.9	24
23	Ферма, Марокко (зима)	700	65	300	0.18	0.5	0.28	0.31	0.26	-0.3	0.9	24
24	АПК, Казахстан (зима)	1200	110	500	0.22	0.46	0.17	0.33	0.22	-0.26	0.9	24
25	Ранчо, Австралія (зима)	900	80	400	0.22	0.46	0.25	0.31	0.25	-0.29	0.9	24
26	Курорт, Індія (сезон дощів)	500	60	200	0.18	0.44	0.28	0.3	0.26	-0.3	0.95	48
27	Ферма, Чилі Патагонія (зима)	600	65	280	0.68	0.55	0.18	0.31	0.23	-0.27	0.9	24
28	База, Нова Зеландія	500	55	250	0.55	0.5	0.2	0.32	0.23	-0.26	0.9	24
29	Ферма, Єгипет (зима)	800	70	350	0.18	0.47	0.27	0.31	0.26	-0.29	0.9	24
30	Ізол. АПК, Бразилія Форт.	1000	80	450	0.2	0.48	0.26	0.3	0.25	-0.28	0.95	48

Примітки до таблиці варіантів:

1.  $P_L$  — середня потужність навантаження (кВт).  $\sigma_0$  — СКВ відхилень навантаження від добового графіка без урахування ВДЕ.
2.  $w_{зад}$  — задана частка ВЕС для розрахунку в завданні 1.  $w_{opt}$  — оптимальна, яку студент знаходить аналітично в завданні 2.
3.  $k_w$  і  $k_s$  — КВВП ВЕС та СЕС у вигляді відносних одиниць (не %).  $\sigma_w$  і  $\sigma_s$  — нормовані СКВ (відносно  $P_{ном}$  відповідного джерела).  $\rho$  — коефіцієнт кореляції між миттєвою генерацією ВЕС та СЕС.
4.  $\gamma$  — довірчий рівень:  $0,90 \rightarrow \chi = 1,65$ ;  $0,95 \rightarrow \chi = 1,96$ .
5.  $\tau$  — горизонт акумулювання (год).  $\sigma_K = \sigma_{сум} \cdot \sqrt{\tau}$  — СКВ накопиченого небалансу. При  $\tau = 24$  год — добовий горизонт;  $\tau = 48$  год — дворізний (застосовується для більш ізольованих систем).
6. Варіант 11 і 12 (ДнЕС) — масштаб  $\cdot 10^{-3}$ : всі значення кВт читати як МВт. Методологія не змінюється.
7. Для пошуку  $w_{opt}$  студент може використати аналітичну формулу або перебір з кроком 0,05 та побудувати залежність  $\sigma_{ВДЕ}(w)$ .

#### Розрахункові формули (довідково)

Ефективна потужність:  $r = R \cdot (k_w \cdot w + k_s \cdot (1-w))$ , кВт

СКВ генерації ВДЕ:  $\sigma_{ВДЕ} = R \cdot \sqrt{(w^2 \cdot \sigma_w^2 + (1-w)^2 \cdot \sigma_s^2 + 2 \cdot w \cdot (1-w) \cdot \rho \cdot \sigma_w \cdot \sigma_s)}$ , кВт

Оптимальна частка ВЕС:  $w_{opt} = (\sigma_s^2 - \rho \cdot \sigma_w \cdot \sigma_s) / (\sigma_w^2 + \sigma_s^2 - 2 \cdot \rho \cdot \sigma_w \cdot \sigma_s)$

Коефіцієнт варіації:  $CV = \sigma_{ВДЕ} / r$

Сумарний СКВ:  $\sigma_{сум} = \sqrt{(\sigma_0^2 + \sigma_{ВДЕ}(w_{opt})^2)}$ , кВт

СКВ накопиченого небал.:  $\sigma_K = \sigma_{сум} \cdot \sqrt{\tau}$ , кВт·год

Ємність акумулятора:  $C_{ак} = \chi \cdot \gamma \cdot \sigma_K$ , кВт·год

Потужність акумулятора:  $P_{ак} = \chi \cdot \gamma \cdot \sigma_{сум}$ , кВт

Без ВДЕ:  $P_{ак_0} = \chi_{\gamma} \cdot \sigma_0$ , кВт  
 Додаткова потреба:  $\Delta P_{ак} = P_{ак} - P_{ак_0}$ , кВт  
 Відносна потреба:  $\Delta P_{ак} / R_{ВДЕ} \cdot 100$ , %  
 Квантилі:  $\chi_{0.90} = 1,65$ ;  $\chi_{0.95} = 1,96$

## Практична робота № 16

### Тема: «Вибір технології та розрахунок параметрів системи акумулювання енергії для комбінованої ВДЕ-системи»

#### Завдання

1. За вихідними даними застосування перевірити технічну придатність кожної технології акумулювання (відфільтрувати за мінімальним ккд, часом розряду та кількістю циклів за термін служби).
2. Для технічно придатних технологій розрахувати питому вартість накопиченої та відданої енергії  $LCOE_{ак}$  (\$/кВт·год) з урахуванням капіталовкладень, витрат на O&M і ккд.
3. Вибрати оптимальну технологію за мінімумом  $LCOE_{ак}$  та розрахувати загальний CAPEX системи акумулювання.
4. Визначити потрібну кількість стандартних модулів накопичувача (модуль LFP: 50 кВт·год / 25 кВт; модуль VRFB: 500 кВт·год / 125 кВт; ГАЕС — розрахувати необхідний об'єм верхнього резервуара).
5. Обрати альтернативну технологію (другу за  $LCOE_{ак}$ ) та описати, за яких умов (зміна тарифу, кількості циклів, терміну служби) вона стає переважною над оптимальною.

#### Короткі теоретичні відомості

Вибір технології акумулювання для комбінованої ВДЕ-системи є багатокритеріальним завданням. Технічна придатність визначається чотирма умовами: (1) ккд технології  $\eta \geq \eta_{\min}$ ; (2) час розряду  $t_{\text{тех}}$  відповідає необхідному  $t_{\text{вим}}$ ; (3) кількість циклів за термін служби не менша від потреби:  $N_{\text{цикл}} \geq \text{cycles}_{\text{yr}} \cdot \text{life}_{\text{yr}}$ ; (4) масштаб технології відповідає потрібній ємності. Невиконання хоча б однієї умови виключає технологію з розгляду незалежно від її вартості.

Питома вартість накопиченої та відданої енергії ( $LCOE_{ак}$ ) дозволяє порівнювати технології на справедливій основі:  $LCOE_{ак} = c_{\text{кВт·год}} \cdot (\text{CRF} + 0,01) / (\text{cycles}_{\text{yr}} \cdot \eta / 100)$  [\$/кВт·год], де  $c_{\text{кВт·год}}$  — питома вартість капіталовкладень (\$/кВт·год),  $\text{CRF} = r \cdot (1+r)^N / ((1+r)^N - 1)$  — коефіцієнт повернення капіталу ( $r = 8\%$ ,  $N = \min(\text{life}_{\text{tech}}, \text{life}_{\text{req}})$ ), коефіцієнт 0,01 — річні витрати на O&M (1% від CAPEX). Ділення на  $\text{cycles}_{\text{yr}} \cdot \eta / 100$  враховує, скільки кВт·год корисної енергії віддається на рік з 1 кВт·год встановленої ємності. Чим більше циклів на рік та вищий ккд — тим нижчий  $LCOE_{ак}$ .

Актуальні питомі капіталовкладення (IRENA, Bloomberg NEF, 2024): LFP — 150–250 \$/кВт·год; NMC — 180–280 \$/кВт·год; ванадій-редокс VRFB — 300–500 \$/кВт·год; NaS — 280–420 \$/кВт·год; свинцево-кислотні GEL — 80–130 \$/кВт·год (але малий ресурс); ГАЕС — 50–120 \$/кВт·год (найдешевше при великих масштабах); CAES — 80–120 \$/кВт·год; воднева система (PEM + ПК) — 800–1500 \$/кВт·год (поточний рівень, але з перспективою зниження до 400–600 \$/кВт·год до 2030 р.). Рекомендації у конспекті щодо частки ВЕС «до 1% у 2010 р., 8–9% до 2015 р.» — повністю застарілі й не використовуються як орієнтир (у 2023 р. встановлена потужність ВЕС в Україні вже перевищила 5 ГВт).

CAPEX системи:  $\text{CAPEX}_{ак} = E_{\text{req}} \cdot c_{\text{кВт·год}_{\text{опт}}}$  [\$]. Для ГАЕС обсяг верхнього резервуара розраховується через рівняння енергії:  $E = \rho \cdot g \cdot V \cdot H \cdot \eta_{\text{ГАЕС}}$ , де  $\rho = 1000 \text{ кг/м}^3$ ,  $g = 9,81 \text{ м/с}^2$ ,  $H$  — напір (м),  $\eta_{\text{ГАЕС}} \approx 0,78$ . Звідси  $V = E / (\rho \cdot g \cdot H \cdot \eta)$  [м<sup>3</sup>]. Для LFP-модуля 50 кВт·год/25 кВт кількість модулів:  $n_E = [E_{\text{req}} / 50]$ ;  $n_P = [P_{\text{req}} / 25]$ ;  $n = \max(n_E, n_P)$ . Гібридна система HESS поєднує два типи накопичувачів: швидкодійний (маховик або суперконденсатор) для регулювання частоти (секунди) і повільний (LFP або VRFB) для

добового вирівнювання (години). Такий підхід дозволяє оптимізувати ресурс кожного компонента.

### Зразок виконання завдання (варіант 4 — Промислова СЕС)

Вихідні дані:  $E_{req} = 2000$  кВт·год;  $P_{req} = 500$  кВт;  $t_{dis} = 4$  год;  $cycles_{yr} = 300$  цикл/рік;  $life_{yr} = 20$  рок;  $\eta_{min} = 75\%$ ; масштаб: medium.

Завдання 1. Технічна придатність.

Технологія	$\eta \geq 75\%$	$t_{dis}=4$ год	$N_{цикл} \geq 6000$	Масштаб	ПРИДАТНА?	Причина відмови
LFP	92%✓	0.25–4год✓	$5000 \times 16 = 80000$ ✓	medium✓	ТАК	—
VRFB	75%✓	2–12год✓	$15000 \times 20 = 300000$ ✓	medium✓	ТАК	—
NaS	80%✓	6–8годX	—	medium✓	НІ	$t_{dis}$ : потрібно 4 год, діапазон 6–8 год
GEL свинець	80%✓	0.5–8год✓	$500 \times 8 = 4000 < 6000$ X	small✓	НІ	Недост. кількість циклів
ГАЕС	78%✓	4–24год✓	$100000$ ✓	largeX	НІ	Масштаб: large, потрібно medium

Придатні технології: LFP та VRFB.

Завдання 2.  $LCOE_{ак}$  для придатних технологій.

$$N_{ефект\_LFP} = \min(5000/300=16,7; 20) \approx 16 \text{ рок} \rightarrow CRF(8\%,16) = 0,08 \cdot 1,08^{16} / (1,08^{16} - 1) = 0,08 \cdot 3,426 / 2,426 = 0,1130$$

$$LCOE_{LFP} = 200 \cdot (0,1130 + 0,01) / (300 \cdot 0,92) = 200 \cdot 0,1230 / 276 = 0,0891 \text{ \$/кВт·год}$$

$$N_{ефект\_VRFB} = \min(15000/300=50; 20) = 20 \text{ рок} \rightarrow CRF(8\%,20) = 0,1019$$

$$LCOE_{VRFB} = 400 \cdot (0,1019 + 0,01) / (300 \cdot 0,75) = 400 \cdot 0,1119 / 225 = 0,199 \text{ \$/кВт·год}$$

Завдання 3. Оптимальна технологія та CAPEX.

Оптимальна технологія: LFP ( $LCOE = 0,089$  \\$/кВт·год — вдвічі дешевше VRFB)

$$CAPEX = E_{req} \cdot c_{кВт·год} = 2000 \cdot 200 = 400\,000 \text{ \$} = 400 \text{ тис. \$}$$

Завдання 4. Кількість модулів LFP (50 кВт·год / 25 кВт).

$$n_E = \lceil 2000/50 \rceil = 40 \text{ модулів за ємністю}$$

$$n_P = \lceil 500/25 \rceil = 20 \text{ модулів за потужністю}$$

$$n = \max(40; 20) = 40 \text{ модулів LFP (ємність — лімітуючий фактор)}$$

Завдання 5. Альтернатива та умови її переваги.

Альтернатива: VRFB ( $LCOE = 0,199$  \\$/кВт·год). VRFB стає переважною за LFP, якщо:

(а) кількість циклів зростає до 600–1000/рік — VRFB має 15 000 циклів проти 5000 у LFP, тому при щоденних 2-х циклах VRFB ресурсу вистачає на 20 рок, а LFP деградує за 7–8 рок; (б) термін служби потрібен 25+ рок — LFP не відповідає; (в) вимоги до глибини розряду DOD = 100 % — VRFB не деградує при повному розряді. При  $cycles_{yr} = 700$  і  $life_{yr} = 25$ :  $N_{ефект\_VRFB} = 20$  рок;  $LCOE_{VRFB} = 400 \cdot 0,1019 / 525 = 0,078$  \\$/кВт·год < LFP при 700 циклах:  $LCOE_{LFP}(7 \text{ рок}) = 200 \cdot 0,1924 / 644 = 0,060$  — LFP все одно дешевше, але потребує заміни через 7 рок з додатковим CAPEX.

### Довідкова таблиця технологій акумулювання (актуальна станом на 2024 р.)

Таблиця 1 — Технічні та вартісні характеристики систем акумулювання (IRENA 2024, IEA 2024, Bloomberg NEF 2024)

Технологія	c, \\$/кВт·год	$\eta$ , %	Цикли, тис.	$t_{роз\ мін}$ , год	$t_{роз\ макс}$ , год	Термін служби, рок	Масштаб	Застосування
LFP (літій-залізо-фосфат)	200	92	5тис.	0.25	4	15	small-large	peak-shaving, UPS
NMC (літій-нікель-марганець)	220	93	3тис.	0.25	4	12	small-large	varies
VRFB (ванадій-редокс)	400	75	15тис.	2	12	25	medium-large	bulk storage

NaS (сірчано-натрієвий)	350	80	4.5тис.	6	8	20	medium-large	varies
Свинцево-кислотний (GEL)	100	80	500	0.5	8	8	large	varies
ГАЕС (гідроакмулювання)	80	78	100тис.	4	24	50	large	seasonal, добовий
H <sub>2</sub> (РЕМ ел.+паливна комірка)	1200	42	20тис.	2	1000	25	medium-large	varies
CAES (стиснене повітря)	100	60	50тис.	8	24	30	large	varies
Маховик (Flywheel)	800	90	200тис.	0.003	0.25	20	medium-large	varies
TES (теплове, розплавлена сіль)	60	90	10тис.	6	24	30	large	тепло, CSP

Таблиця 2 — Параметри застосувань для виконання практичної роботи № 16

№	Застосування	E_req, кВт·год	P_req, кВт	t_dis, год	cycles_yr, цикл/рік	life_yr, рок	η мін, %	Масштаб	CRF(8%)
1	Ферма, вирівнювання добового профілю	200	50	4	365	15	75	small	0.1168
2	Будинок, peak-shaving	15	5	3	365	10	75	small	0.149
3	Мала ВЕС, вирівнювання генерації	500	150	4	300	15	75	medium	0.1168
4	Промислова СЕС, вирівнювання добове	2000	500	4	300	20	75	medium	0.1019
5	Острів, автономне живлення	300	100	3	365	20	78	small	0.1019
6	Регулювання частоти ОЕС	50	200	0.25	3000	15	85	small	0.1168
7	Великий ВЕС+СЕС, seasonal storage	50000	2000	24	150	25	60	large	0.0937
8	ГАЕС конкурент, добовий цикл	10000	3000	8	365	30	70	large	0.0888
9	Маховик для freq.response	5	500	0.1	5000	20	88	small	0.1019
10	Теплова СЕС + TES	5000	300	12	365	30	80	large	0.0888
11	Мікромережа (острів, Україна)	800	200	4	365	15	75	medium	0.1168
12	Комун. BESS (ОЕС підтримка)	20000	5000	4	365	20	80	large	0.1019
13	Завод: зниження піків попиту	1000	500	2	250	12	80	medium	0.1327
14	ВЕС офшор + BESS	30000	5000	6	300	20	78	large	0.1019
15	Мала ГЕС + BESS буфер	500	200	3	365	15	78	medium	0.1168
16	Торговий центр, power quality	100	200	0.5	1000	10	85	small	0.149
17	Соняна ферма + BESS, Марокко	5000	1500	4	365	20	78	medium	0.1019
18	Воднева заправна ст.	500	50	10	300	20	40	medium	0.1019
19	Регіон. мережа + BESS	15000	3000	5	365	25	78	large	0.0937
20	Ізольований острів (нарівні з ГАЕС)	8000	2000	8	300	30	72	large	0.0888

21	Шпитальний комплекс, UPS+буфер	200	50	4	365	15	88	small	0.1168
22	Склад CO <sub>2</sub> -нейтральний, теплова	3000	200	12	300	30	80	medium	0.0888
23	Промзона, обортовий резерв	5000	3000	2	500	20	80	medium	0.1019
24	Морська платформа	1000	200	5	365	20	78	medium	0.1019
25	Телевежа, автономія 48 год	500	10	48	50	20	60	small	0.1019
26	Data-центр, UPS + буфер	200	500	0.5	3000	15	90	small	0.1168
27	Сезонне акумулявання (зима)	100000	1000	1000	50	25	40	large	0.0937
28	Тепловий акумулятор індустрія	8000	200	16	365	30	85	large	0.0888
29	Пром. мережа + freq. + peak	2000	2000	1	1000	15	82	medium	0.1168
30	Гібрид BESS+маховик (транспорт)	100	500	0.25	5000	15	85	small	0.1168

Примітки до таблиць:

1. Таблиця 1 містить актуальні характеристики технологій (2024 р.). Для розрахунку використовувати середину діапазону питомої вартості.
2. Умова технічної придатності за циклами:  $N_{\text{цикл\_техн}} \geq \text{cycles\_yr} \cdot \text{life\_yr}$ . Якщо  $N_{\text{цикл\_техн}} <$  цієї величини, ефективний термін служби:  $N_{\text{ефект}} = N_{\text{цикл\_техн}} / \text{cycles\_yr}$  [рок]; якщо  $N_{\text{ефект}} < \text{life\_yr}$  — технологія придатна, але потребуватиме заміни.
3. Для ГАЕС (варіанти 8, 20, 27): необхідний об'єм верхнього резервуара  $V = E_{\text{req}} / (\rho \cdot g \cdot H \cdot \eta_{\text{ГАЕС}})$  [м<sup>3</sup>], де  $H = 50$  м (мала ГАЕС) або  $H = 300$  м (велика ГАЕС);  $\eta_{\text{ГАЕС}} = 0,78$ .
4. Остання колонка таблиці 2 містить CRF(8%, life<sub>yr</sub>) для довідки. Студент перераховує CRF для  $N_{\text{ефект}}$ .
5. Масштаб: small —  $E < 100$  кВт·год; medium —  $100$  кВт·год –  $10$  МВт·год; large —  $> 10$  МВт·год. Деякі технології (GEL, маховик) не застосовуються для масштабу large.

### Розрахункові формули (довідково)

Умова за циклами:  $N_{\text{цикл}} \geq \text{cycles\_yr} \cdot \text{life\_yr}$

Ефективний термін:  $N_{\text{ефект}} = \min(N_{\text{цикл\_техн}} / \text{cycles\_yr}; \text{life\_yr})$ , рок

CRF:  $\text{CRF} = r \cdot (1+r)^N / ((1+r)^N - 1)$ ,  $r = 0,08$

LCOE<sub>ак</sub>:  $\text{LCOE}_{\text{ак}} = c_{\text{кВт}\cdot\text{год}} \cdot (\text{CRF} + 0,01) / (\text{cycles\_yr} \cdot \eta / 100)$ , \$/кВт·год

CAPEX:  $\text{CAPEX}_{\text{ак}} = E_{\text{req}} \cdot c_{\text{кВт}\cdot\text{год\_опт}}$ , \$

Кількість модулів LFP (50 кВт·год / 25 кВт):

$$n_E = \lceil E_{\text{req}} / 50 \rceil; n_P = \lceil P_{\text{req}} / 25 \rceil; n = \max(n_E; n_P)$$

Кількість модулів VRFB (500 кВт·год / 125 кВт):

$$n_E = \lceil E_{\text{req}} / 500 \rceil; n_P = \lceil P_{\text{req}} / 125 \rceil; n = \max(n_E; n_P)$$

Об'єм резервуара ГАЕС:  $V = E_{\text{req}} \cdot 3600 / (\rho \cdot g \cdot H \cdot \eta_{\text{ГАЕС}})$ , м<sup>3</sup>

де  $\rho = 1000$  кг/м<sup>3</sup>,  $g = 9,81$  м/с<sup>2</sup>,  $H$  — напір (м),  $\eta_{\text{ГАЕС}} = 0,78$

## Практична робота № 17

Тема: «Розрахунок запасу статичної стійкості ОЕС при інтеграції вітрових та сонячних електростанцій. Оцінка допустимої потужності ВДЕ в контрольованому перетині»

### Завдання

1. Розрахувати амплітуду нерегулярних коливань активної потужності в перетині  $\Delta P$  без урахування ВДЕ (за формулою на основі навантажень сторін перетину та типу регулювання).
2. Визначити стохастичну складову від ВДЕ та загальну амплітуду коливань  $\Delta P_{total}$  у перетині з урахуванням інтегрованої потужності ВДЕ.
3. Розрахувати фактичний коефіцієнт запасу статичної стійкості  $K_p$  і перевірити його відповідність нормативним вимогам ( $K_p \geq 0,20$  — нормальний режим;  $K_p \geq 0,08$  — після аварійний).
4. Розрахувати максимально допустимий перетік  $P_{МД}$  та визначити наявний резерв або дефіцит пропускної спроможності перетину.
5. Визначити максимально допустиму потужність ВДЕ  $P_{ВДЕ\_макс}$ , яка може бути інтегрована в перетин без порушення нормативного запасу статичної стійкості, та сформулювати рекомендацію.

### Короткі теоретичні відомості

Статична стійкість енергосистеми — здатність системи повертатися до усталеного режиму після малих збурень. Коефіцієнт запасу статичної стійкості за активною потужністю в контрольованому перетині:  $K_p = (P_{ГР} - P - \Delta P) / P_{ГР}$ , де  $P_{ГР}$  — гранична потужність перетину (МВт),  $P$  — поточний перетік (МВт),  $\Delta P$  — амплітуда нерегулярних коливань (МВт). Нормативні значення (СОУ-Н МЕН 40.1.00100227-68:2012):  $K_p \geq 0,20$  — у нормальному та об'явленому режимах;  $K_p \geq 0,08$  — у після аварійному режимі.

Амплітуда нерегулярних коливань розраховується за формулою:  $\Delta P = K \cdot \sqrt{(P_{Н1} \cdot P_{Н2})}$ , де  $P_{Н1}$  і  $P_{Н2}$  — сумарні потужності навантаження з кожного боку перетину (МВт);  $K = 1,50$  — за ручного регулювання;  $K = 0,75$  — за автоматичного регулювання. Ця формула відображає той факт, що нерегулярні коливання пропорційні геометричному середньому навантажень з обох сторін — більша потужність з кожного боку створює більший небаланс.

При інтеграції ВДЕ до перетину виникає додаткова стохастична складова:  $\Delta P_{ВДЕ} = \sigma_{ВДЕ}/100 \cdot P_{ВДЕ}$ , де  $\sigma_{ВДЕ}$  — відносне СКВ коливань потужності ВДЕ (%) на 95-му перцентилі. Для одиночної ВЕС — 25 % від  $P_{ном}$ ; для групи 6 ВЕС — 10 %; для СЕС — 8–15 % залежно від хмарності. Загальна амплітуда коливань:  $\Delta P_{total} = \sqrt{(\Delta P)^2 + (\Delta P_{ВДЕ})^2}$  — при незалежності флуктуацій навантаження і ВДЕ дисперсії складаються. Максимально допустимий перетік:  $P_{МД} = P_{ГР} \cdot (1 - K_{p\_норм}) - \Delta P_{total}$ . Допустима потужність ВДЕ в перетині:  $P_{ВДЕ\_макс} = (1/\sigma_{ВДЕ\_норм}) \cdot \sqrt{[(P_{ГР} \cdot (1 - K_p) - P)^2 - (\Delta P)^2]}$ , де  $P_{ГР} \cdot (1 - K_p) - P$  = резерв перетину для покриття коливань.

Темп зміни потужності ВЕС важливий для оцінки швидкодії регуляторів: середній темп змін потужності груп ВЕС — 5 % від  $P_{ном}$  на годину; максимальний стрибок за хвилину — 0,5–0,8 %  $P_{ном}$ . При впровадженні 2 ГВт ВЕС в ОЕС максимальний годинний стрибок зростає з 0,9 до 1,0 ГВт (за 99,9 % рівнем), тобто зростання  $\sim 0,3$  % від  $P_{ОЕС\_макс}$ . Функції обмеження активної потужності ВДЕ за нормативами (СОУ НЕК 341.001:2019, Кодекс системи передачі НКРЕКП 2018): градієнт зниження потужності не більше 10 %  $P_{ном}/хв$ ; автоматичне зниження потужності при підвищенні частоти понад 50,2 Гц (для ВЕС/СЕС менше 2 МВт) або 50,2–51,5 Гц (для більших).

### Зразок виконання завдання (варіант 4 — ОЕС України, пд. перетин, ВЕС 1 ГВт)

Вихідні дані:  $P_{ГР} = 4600$  МВт;  $P = 2800$  МВт;  $P_{Н1} = P_{Н2} = 13\,000$  МВт;  $K = 0,75$  (авт.);  $P_{ВДЕ} = 1000$  МВт;  $\sigma_{ВДЕ} = 10$  %;  $K_{p\_норм} = 0,20$ .

Завдання 1. Амплітуда нерегулярних коливань без ВДЕ.

$$\Delta P = K \cdot \sqrt{(P_{Н1} \cdot P_{Н2})} = 0,75 \cdot \sqrt{(13000 \cdot 13000)} = 0,75 \cdot 13000 = 975 \text{ МВт}$$

Завдання 2. Стохастична складова від ВДЕ та загальна амплітуда.

$$\Delta P_{ВДЕ} = \sigma_{ВДЕ}/100 \cdot P_{ВДЕ} = 0,10 \cdot 1000 = 100 \text{ МВт}$$

$$\Delta P_{total} = \sqrt{(975^2 + 100^2)} = \sqrt{(950625 + 10000)} = \sqrt{960625} = 980 \text{ МВт}$$

Внесок ВДЕ (1 ГВт) збільшив загальну амплітуду з 975 до 980 МВт — приріст лише 0,5 %, що підтверджує незначний вплив 1 ГВт ВДЕ на статичну стійкість перетину.

Завдання 3. Коефіцієнт запасу статичної стійкості.

$$K_p = (P_{ГР} - P - \Delta P_{total}) / P_{ГР} = (4600 - 2800 - 980) / 4600 = 820 / 4600 = 0,178$$

$$K_p = 0,178 < K_{p\_норм} = 0,20 \rightarrow \text{ЗАПАС НЕДОСТАТНІЙ у нормальному режимі}$$

Але  $K_p = 0,178 > 0,08 \rightarrow$  норматив після аварійного режиму виконується. Отже, режим  $P = 2800$  МВт з ВЕС 1 ГВт є припустимим лише в обважненому або після аварійному режимах.

Завдання 4. Максимально допустимий перетік.

$$P_{МД} = P_{ГР} \cdot (1 - K_{p\_норм}) - \Delta P_{total} = 4600 \cdot 0,80 - 980 = 3680 - 980 = 2700 \text{ МВт}$$

Резерв:  $P_{МД} - P = 2700 - 2800 = -100$  МВт — поточний перетік на 100 МВт перевищує

$P_{МД}$

Завдання 5. Максимально допустима потужність ВДЕ.

$$\text{Умова: } \Delta P_{total} \leq P_{ГР} \cdot (1 - K_p) - P = 4600 \cdot 0,80 - 2800 = 880 \text{ МВт}$$

$$\sqrt{975^2 + (0,10 \cdot P_{ВДЕ\_макс})^2} \leq 880$$

$$(0,10 \cdot P_{ВДЕ\_макс})^2 \leq 880^2 - 975^2 = 774400 - 950625 = -176225 < 0$$

Від'ємне значення під коренем означає: навіть без ВДЕ  $\Delta P_{базов} = 975 > 880$  МВт  $\rightarrow$  нормативний запас не виконується незалежно від ВДЕ при  $P = 2800$  МВт.

Висновок: для забезпечення  $K_p \geq 0,20$  необхідно знизити перетік до  $P \leq P_{МД_0} = 4600 \cdot 0,80 - 975 = 2705$  МВт. При  $P = 2705$  МВт допустима потужність ВДЕ:  $\Delta P_{ВДЕ\_доп} = \sqrt{880^2 - 975^2}$ ... Якщо  $P$  знизити до 2600 МВт: резерв =  $4600 \cdot 0,80 - 2600 = 1080$  МВт  $> \Delta P = 975$  МВт  $\rightarrow$  допустима  $\Delta P_{ВДЕ} = \sqrt{1080^2 - 975^2} = \sqrt{1166400 - 950625} = \sqrt{215775} = 464$  МВт  $\rightarrow P_{ВДЕ\_макс} = 464 / 0,10 = 4640$  МВт.

### Варіанти для виконання завдань (30 варіантів)

Таблиця 1 — Вихідні дані для виконання практичної роботи № 17

№	Перетин / ОЕС	$P_{ГР}$ , МВт	$P$ , МВт	$P_{Н1}$ , МВт	$P_{Н2}$ , МВт	Регул. (А/М)	$P_{ВДЕ}$ , МВт	$\sigma_{ВДЕ}$ , %	$K_p$ норм	$P_{ОЕС}$ , МВт
1	ОЕС Укр., пд. перетин, зима, без ВДЕ	4600	3200	13000	13000	А (K=0.75)	0	0	0.2	26000
2	ОЕС Укр., пд. перетин + ВЕС 2 ГВт	4600	3200	13000	13000	А (K=0.75)	2000	10	0.2	26000
3	ОЕС Укр., пд. перетин + ВЕС 3 ГВт	4600	3200	13000	13000	А (K=0.75)	3000	10	0.2	26000
4	ОЕС Укр., пд. перетин + ВЕС 1 ГВт	4600	2800	13000	13000	А (K=0.75)	1000	10	0.2	26000
5	ОЕС Укр., пн. перетин, зима	2800	1800	12000	9000	А (K=0.75)	1000	12	0.2	26000
6	ОЕС Укр., пн.-зх. перетин	3200	2200	10000	11000	А (K=0.75)	1500	10	0.2	26000
7	ОЕС Укр., зх. перетин, ручне рег.	2400	1600	9000	9000	М (K=1.50)	800	12	0.2	26000
8	ОЕС Польщі, пд. перетин	5000	3500	15000	11000	А (K=0.75)	2500	11	0.2	26500
9	ОЕС Польщі, пн. перетин	4200	2800	12000	13000	А (K=0.75)	2000	11	0.2	26500
10	ОЕС Польщі, зх. перетин	3800	2400	11000	10000	А (K=0.75)	1500	11	0.2	26500
11	ОЕС Румунії, пд. перетин	2200	1400	6000	4000	А (K=0.75)	1500	10	0.2	9800
12	ОЕС Румунії, пн. перетин	1800	1100	5000	4500	А (K=0.75)	1000	10	0.2	9800

13	ОЕС Болгарії	1800	1200	4000	3500	A (K=0.75)	1200	10	0.2	7500
14	ОЕС Угорщини	1400	900	3500	2900	A (K=0.75)	600	11	0.2	6400
15	ОЕС Чехії	2200	1400	5500	5700	A (K=0.75)	600	10	0.2	11200
16	ОЕС Австрії	2500	1600	6000	5500	A (K=0.75)	1500	10	0.2	11500
17	ОЕС Данії DK1, зима	1200	600	3000	3000	A (K=0.75)	2500	13	0.2	6000
18	ОЕС Данії DK2, зима	800	350	2000	2000	A (K=0.75)	1200	13	0.2	6000
19	ОЕС Ірландії	1400	700	3000	2200	A (K=0.75)	1800	13	0.2	5200
20	ОЕС Португалії	2000	1200	5000	4500	A (K=0.75)	2000	12	0.2	9500
21	ОЕС Іспанії, пн. перетин	6000	4000	20000	24000	A (K=0.75)	8000	12	0.2	44000
22	ОЕС Німеччини, схід- захід	8000	5500	40000	45000	A (K=0.75)	25000	11	0.2	85000
23	ОЕС Великобрит., пн.-пд.	10000	7000	35000	27000	A (K=0.75)	12000	13	0.2	62000
24	ОЕС Туреч., захід	7000	4800	25000	25000	A (K=0.75)	6000	12	0.2	50000
25	ОЕС Казахстану, пд. перетин	4000	2800	10000	8000	M (K=1.50)	1500	10	0.2	18000
26	ОЕС Австралії NEM, пн.-пд.	5000	3500	18000	17000	A (K=0.75)	4000	12	0.2	35000
27	ОЕС Бразилії, пн.- пд.	8000	5500	50000	50000	A (K=0.75)	2000	12	0.2	100000
28	ОЕС Індії NLDC, зх.	15000	10000	90000	110000	A (K=0.75)	5000	12	0.2	200000
29	ОЕС Японії ТЕРСО, пн.	6000	4000	60000	60000	A (K=0.75)	3000	11	0.2	120000
30	ОЕС Марокко, пн. перетин	1500	900	3000	2500	A (K=0.75)	600	13	0.2	5500

Примітки до таблиці варіантів:

1.  $P_{GR}$  — гранична потужність перетину за статичною стійкістю.  $P$  — поточний (фактичний) перетік у контрольованому перетині.
2.  $P_{N1}$ ,  $P_{N2}$  — сумарні потужності навантаження відповідно з першого та другого боків перетину. Для ОЕС України використані дані довоєнного (2015–2020 рр.) нормального режиму; з методологічною метою — без прив'язки до поточного стану ОЕС після 2022 р.
3. Регулювання: А — автоматичне ( $K = 0,75$ ), М — ручне ( $K = 1,50$ ).
4.  $\sigma_{ВДЕ}$  — відносна СКВ флуктуацій потужності ВДЕ на 95-му перцентилі (% від  $P_{ВДЕ}$ ). Для одиночної ВЕС — 25 %; для 6 ВЕС — 10 %; для СЕС — 8–15 %. В таблиці наведено 10–13 % — типово для груп ВЕС за даними ОЕС різних країн.
5. Нормативний  $K_{p\_норм} = 0,20$  для нормального режиму;  $K_{p\_post} = 0,08$  для після аварійного (обидва перевіряти у завданні 3).
6. Варіанти 1–7 (ОЕС України) базуються на довоєнних даних і використовуються виключно з навчальною метою для відпрацювання методики розрахунку.

#### Розрахункові формули (довідково)

Амплітуда коливань без ВДЕ:  $\Delta P = K \cdot \sqrt{(P_{N1} \cdot P_{N2})}$ , МВт

$K = 0,75$  — авт. регулювання;  $K = 1,50$  — ручне

Стохастична складова ВДЕ:  $\Delta P_{ВДЕ} = \sigma_{ВДЕ}/100 \cdot P_{ВДЕ}$ , МВт

Загальна амплітуда:  $\Delta P_{total} = \sqrt{(\Delta P^2 + \Delta P_{ВДЕ}^2)}$ , МВт  
Коефіцієнт запасу:  $K_p = (P_{ГР} - P - \Delta P_{total}) / P_{ГР}$   
Нормативи:  $K_p \geq 0,20$  (норм. режим);  $K_p \geq 0,08$  (після аварійний)  
Макс. допустимий перетік:  $P_{МД} = P_{ГР} \cdot (1 - K_{p\_норм}) - \Delta P_{total}$ , МВт  
Резерв / дефіцит:  $\Delta P_{резерв} = P_{МД} - P$ , МВт (>0: резерв; <0: дефіцит)  
Макс. допустима потужн. ВДЕ:  
Резерв під коливання:  $R = P_{ГР} \cdot (1 - K_{p\_норм}) - P$ , МВт  
Якщо  $R > \Delta P$ :  $P_{ВДЕ\_макс} = \sqrt{(R^2 - \Delta P^2)} / (\sigma_{ВДЕ}/100)$ , МВт  
Якщо  $R \leq \Delta P$ : ВДЕ недопустимі — необхідно знизити  $P$  або збільшити  $K_p$

## Практична робота № 18

### Тема: «Розрахунок рівня проникнення ВДЕ та економії палива у вітро-дизельній (фото-дизельній) електростанції»

#### Завдання

1. Розрахувати річний виробіток ВДЕ та усереднений річний рівень проникнення вітрової (сонячної) енергії в систему. Визначити клас проникнення за класифікацією NREL.
2. Визначити максимальне миттєве проникнення ВДЕ при мінімальному навантаженні споживача та клас проникнення. Порівняти з усередненим рівнем.
3. Визначити клас ВДЕС/ФДЕС (1, 2 або 3) на підставі рівня проникнення, наявності акумулятора та типу системи керування. Обґрунтувати вибір.
4. Розрахувати річну економію дизельного палива та її грошовий еквівалент при введенні ВДЕ в порівнянні з роботою системи виключно на дизельному генераторі.
5. Визначити необхідну потужність баластного (демпфуючого) навантаження при максимальній генерації ВДЕ і мінімальному навантаженні споживача. Запропонувати тип баластного навантаження.

#### Короткі теоретичні відомості

Вітро-дизельна електростанція (ВДЕС) — автономна система електропостачання, що поєднує вітрові (або сонячні) установки з дизельними генераторами як резервним джерелом. Система будується за принципом «ВДЕ — у першу чергу»: електроживлення забезпечується спочатку від ВДЕ і лише при його нестачі — від дизеля. Залежно від ступеня складності та рівня проникнення ВДЕ розрізняють три класи ВДЕС: Клас 1 — дизель працює постійно, забезпечуючи реактивну потужність; Клас 2 — дизель відключається при достатньому вітрі ( $\epsilon$  інерційний акумулятор); Клас 3 — дизель зупиняється на тривалий час ( $\epsilon$  акумуляторна батарея або інший накопичувач енергії).

Рівень проникнення ВДЕ за NREL поділяється на миттєвий та усереднений. Миттєве проникнення:  $PP_{п\acute{и}к} = P_{ВДЕ} / P_{навант\_хв} \cdot 100$  [%] — відношення пікової потужності ВДЕ до мінімального навантаження. Усереднене проникнення:  $PP_{сер} = E_{ВДЕ} / E_{заг} \cdot 100$  [%] — частка ВДЕ у загальному споживанні за рік. Класи: Низький —  $PP_{п\acute{и}к} < 50$  %,  $PP_{сер} < 20$  %; Середній —  $PP_{п\acute{и}к} 50$ – $100$  %,  $PP_{сер} 20$ – $50$  %; Високий —  $PP_{п\acute{и}к} > 100$  %,  $PP_{сер} > 50$  %. При Класі 3 ( $PP_{сер} > 50$  %) вимогою є потужний акумулятор або теплове акумулювання.

Баластне (демпфуюче) навантаження необхідне для поглинання надлишку енергії ВДЕ, коли генерація перевищує споживання, а акумулятор заповнений. Мінімальна потужність баласту:  $P_{балл} = P_{ВДЕ} \cdot k_{пф} - P_{навант\_мін}$ , де  $k_{пф} = 0,85$  — частка первинних споживачів (15 % — вторинні). Якщо  $P_{балл} > 0$  — баластне навантаження обов'язкове. Типи баластного навантаження: резистивні нагрівачі (для опалення приміщень), система гарячого водопостачання (ГВП), резервуари-акумулятори гарячої води. Економія дизельного палива:  $\Delta W = (E_{заг} - E_{ВДЕ}) \cdot sfc - E_{заг} \cdot sfc / k_{пф}$ , або спрощено:  $\Delta W = E_{ВДЕ} \cdot sfc / k_{пф}$  [л/рік]. Для наближеного розрахунку:  $\Delta W_{проста} \approx E_{ВДЕ} \cdot sfc$  [л/рік] (без урахування неповного завантаження дизеля). Збалансована ВДЕС класу 3 може заощаджувати до 60–80 % дизельного палива.

Питома витрата палива дизеля  $sfc$  (л/кВт·год) залежить від рівня навантаження: при навантаженні 75 % від  $P_{\text{ном}}$  —  $sfc \approx 0,25\text{--}0,30$  л/кВт·год; при 50 % —  $sfc$  зростає до  $0,32\text{--}0,38$  л/кВт·год; при 25 % — до  $0,50\text{--}0,65$  л/кВт·год. У варіантах задані значення при 75 % навантаженні. Ціна дизельного палива суттєво відрізняється в залежності від доступності: у великих містах  $1,2\text{--}1,5$  €/л (2024 р.); у важкодоступних районах (Аляска, Антарктида) —  $2,5\text{--}5,0$  €/л. Застарілий орієнтир «9 грн/кВт·год» (2019–2020 рр.) для ДГ у конспекті не відображає актуальних (2024 р.) цін.

### Зразок виконання завдання (варіант 2 — ВДЕС Токсук, Аляска)

Вихідні дані:  $P_{\text{ВДЕ}} = 300$  кВт;  $P_{\text{нав\_сер}} = 370$  кВт;  $P_{\text{нав\_пік}} = 900$  кВт;  $P_{\text{нав\_мін}} = 120$  кВт; ККВП = 26 %;  $P_{\text{диз}} = 3000$  кВт;  $sfc = 0,30$  л/кВт·год;  $c_{\text{пал}} = 1,45$  €/л;  $E_{\text{заг}} = 3241$  МВт·год/рік;  $k_{\text{пф}} = 0,85$ .

Завдання 1. Річний виробіток та усереднений рівень проникнення.

$$E_{\text{ВДЕ}} = 300 \cdot 0,26 \cdot 8760 / 1000 = 683 \text{ МВт·год/рік}$$

$$PP_{\text{сер}} = 683 / 3241 \cdot 100 = 21,1 \% \rightarrow \text{Середній клас (20–50 \%)}$$

Завдання 2. Максимальне миттєве проникнення.

$$PP_{\text{пік}} = 300 / 120 \cdot 100 = 250 \% \rightarrow \text{Високий клас (>100 \%)}$$

Миттєве проникнення 250 % означає: при максимальній генерації ВЕС і мінімальному навантаженні виробляється у 2,5 рази більше, ніж споживається. Необхідне баластне навантаження або акумулятор.

Завдання 3. Клас ВДЕС.

$PP_{\text{пік}} = 250 \% > 100 \% \rightarrow$  Клас 3 (необхідний накопичувач для поглинання надлишку та забезпечення роботи без дизеля).  $PP_{\text{сер}} = 21 \%$  відносно невисокий, але  $PP_{\text{пік}}$  вимагає акумулятора. Рекомендований клас: ВДЕС Клас 2 (якщо є лише інерційний акумулятор) або Клас 3 (якщо є АБ або теплова ємність).

Завдання 4. Річна економія дизельного палива.

$$\text{Без ВДЕ (тільки ДГ покриває все): } W_{\text{пал}_0} = E_{\text{заг}} \cdot 1000 \cdot sfc / k_{\text{пф}} = 3241000 \cdot 0,30 / 0,85 = 1\,144\,588 \text{ л/рік}$$

$$\text{З ВДЕ (ДГ покриває лише залишок): } W_{\text{пал\_ВДЕ}} = (E_{\text{заг}} - E_{\text{ВДЕ}}) \cdot 1000 \cdot sfc = (3241 - 683) \cdot 1000 \cdot 0,30 = 2558000 \cdot 0,30 = 767\,400 \text{ л/рік}$$

$$\Delta W = 1144588 - 767400 = 377\,188 \text{ л/рік} \approx 377 \text{ тис. л/рік}$$

$$\Delta C = 377188 \cdot 1,45 = 547 \text{ тис. €/рік}$$

Примітка: реальні дані конспекту для Токсука — 185 тис. л/рік — розбіжність пояснюється меншою реальною генерацією ВЕС та неповним завантаженням дизеля (зростає  $sfc$ ). Розрахунок є верхньою оцінкою.

Завдання 5. Потужність баластного навантаження.

$$P_{\text{балл}} = P_{\text{ВДЕ}} \cdot k_{\text{пф}} - P_{\text{нав\_мін}} = 300 \cdot 0,85 - 120 = 255 - 120 = 135 \text{ кВт}$$

Рекомендація: баластне навантаження 135 кВт доцільно реалізувати у вигляді системи ГВП (резервуар 27 000 л за прикладом о. Святого Павла, Аляска) або електрообігрівачів приміщень. Такий підхід перетворює надлишок електроенергії у корисне тепло, що особливо актуально в умовах Аляски.

### Варіанти для виконання завдань (30 варіантів)

Таблиця 1 — Вихідні дані для виконання практичної роботи № 18

№	Об'єкт	$P_{\text{ВДЕ}}$ , кВт	$P_{\text{сер}}$ , кВт	$P_{\text{пік}}$ , кВт	$P_{\text{мін}}$ , кВт	ККВП, %	$P_{\text{диз}}$ , кВт	$sfc$ , л/кВт·год	$c_{\text{пал}}$ , €/л	$E_{\text{заг}}$ , МВт·год/рік	$k_{\text{пф}}$
1	ВДЕС Коцебу (Аляска), за прикладом конспекту	915	2500	11000	700	26	11000	0.28	1.4	21900	0.85
2	ВДЕС Токсук (Аляска), ВЕС 300 кВт	300	370	900	120	26	3000	0.3	1.45	3241	0.85
3	ВДЕС о. Ел Іерро (Іспанія), ВЕС+ГЕС	11480	3000	35900	1000	42	13000	0.25	1.35	26280	0.85

4	ВДЕС Coral Bay (Австралія)	825	400	2240	150	32	2240	0.28	1.3	3504	0.85
5	ВДЕС, острів Середземномор'я, 500 кВт ВЕС	500	800	2000	250	35	2000	0.26	1.35	7008	0.85
6	ФДЕС о. Афон (Греція), 183 кВт СЕС	183	60	288	20	16	288	0.32	1.35	514	0.85
7	ФДЕС Австралія (відд. ферма), 50 кВт СЕС	50	20	100	10	20	100	0.3	1.2	175	0.85
8	ВДЕС, ферма Запоріжжя, 100 кВт ВЕС	100	60	200	20	30	200	0.28	1.5	526	0.85
9	ВДЕС, рибальська база, 50 кВт ВЕС	50	30	100	10	32	100	0.29	1.5	263	0.85
10	ФДЕС, туристичний табір, 100 кВт СЕС	100	50	150	15	18	150	0.3	1.45	438	0.85
11	ВДЕС, пасовище Казахстан, 200 кВт ВЕС	200	100	400	30	34	400	0.3	1.3	876	0.85
12	ФДЕС, шахтний табір Монголія, 150 кВт СЕС	150	80	300	25	20	300	0.3	1.35	701	0.85
13	ВДЕС, маяк арктичний, 30 кВт ВЕС	30	15	60	5	38	60	0.32	2.5	131	0.85
14	ФДЕС, школа Африка, 80 кВт СЕС	80	40	120	10	22	120	0.32	1.6	350	0.85
15	ВДЕС, острів Балтика, 400 кВт ВЕС	400	200	800	70	40	800	0.27	1.4	1752	0.85
16	ВДЕС, ізол. с-ще Норвегія, 500 кВт ВЕС+ГЕС	500	150	600	60	45	600	0.26	1.6	1314	0.85
17	ФДЕС, курорт Мальдіви, 300 кВт СЕС	300	500	2000	100	22	2000	0.27	1.8	4380	0.85
18	ВДЕС+ФДЕС, острів Греція, 200+200 кВт	400	300	1200	100	30	1200	0.25	1.35	2628	0.85
19	ВДЕС, рибальський порт Канада, 250 кВт ВЕС	250	150	600	50	35	600	0.27	1.5	1314	0.85
20	ФДЕС, телевежа Єгипет, 50 кВт СЕС	50	25	80	8	25	80	0.3	1.6	219	0.85
21	ВДЕС+ФДЕС, туркмп. Чилі, 300+100 кВт	400	200	800	80	36	800	0.25	1.5	1752	0.85
22	ВДЕС, ізол. о-в Філіппіни, 150 кВт ВЕС	150	100	400	40	30	400	0.28	1.7	876	0.85

23	ФДЕС, АПК Індія, 200 кВт СЕС	200	150	500	50	22	500	0.3	1.5	1314	0.85
24	ВДЕС, автономний порт Арктика, 500 кВт	500	300	1500	100	42	1500	0.3	2.5	2628	0.85
25	ВДЕС, о-в Ірландія, 600 кВт ВЕС	600	200	900	80	40	900	0.27	1.45	1752	0.85
26	ФДЕС, база Антарктида, 100 кВт СЕС+ВЕС	100	50	200	20	30	200	0.27	5	438	0.85
27	ВДЕС, газовий завод, 1 МВт ВЕС	1000	1500	5000	500	32	5000	0.28	1.3	13140	0.85
28	ФДЕС+BEES, склад ОАЕ, 500 кВт СЕС	500	300	1000	100	24	1000	0.28	1.3	2628	0.85
29	ВДЕС, маяк Тихоокеанський, 20 кВт ВЕС	20	10	40	5	36	40	0.32	2.8	88	0.85
30	ВДЕС, ізол. с-ще Казахстан, 200 кВт ВЕС	200	120	500	40	35	500	0.29	1.3	1051	0.85

Примітки до таблиці варіантів:

1.  $P_{ВДЕ}$  — встановлена потужність ВЕС (для ВДЕС) або СЕС (для ФДЕС).  $P_{сер}$ ,  $P_{пик}$ ,  $P_{мін}$  — середнє, пікове та мінімальне навантаження споживача.
2. ККВП — коефіцієнт використання встановленої потужності ВДЕ (%). Для ВЕС: 25–42 %; для СЕС: 16–27 % залежно від регіону та типу установки.
3.  $sfc$  — питома витрата палива дизеля при навантаженні 75 % від  $P_{ном}$  (л/кВт·год). При менших навантаженнях  $sfc$  зростає.
4.  $E_{заг}$  — загальне річне споживання системи з урахуванням виробітку ДГ і ВДЕ:  $E_{заг} \approx P_{нав_сер} \cdot 8760 / 1000$  [МВт·год]. Для перевірки студент може самостійно порівняти з  $P_{нав_сер} \cdot 8760$ .
5.  $k_{пф} = 0,85$  для всіх варіантів (15 % споживання — вторинні споживачі: баласт, ГВП, опалення).
6. Класи ВДЕС: Клас 1 —  $PP_{пик} < 50\%$ , ДГ працює постійно; Клас 2 —  $PP_{пик} 50\text{--}100\%$ , ДГ може вимикатись (є інерційний акумулятор); Клас 3 —  $PP_{пик} > 100\%$ , ДГ зупиняється на тривалий час (є BEES або теплова ємність).

### Розрахункові формули (довідково)

Річний виробіток ВДЕ:  $E_{ВДЕ} = P_{ВДЕ} \cdot ККВП / 100 \cdot 8760 / 1000$ , МВт·год/рік

Усереднене проникнення:  $PP_{сер} = E_{ВДЕ} / E_{заг} \cdot 100$ , %

Миттєве проникнення:  $PP_{пик} = P_{ВДЕ} / P_{нав_мін} \cdot 100$ , %

Класи проникнення (NREL): Низький:  $PP_{пик} < 50\%$ ,  $PP_{сер} < 20\%$  Середній:  $PP_{пик} 50\text{--}100\%$ ,  $PP_{сер} 20\text{--}50\%$  Високий:  $PP_{пик} > 100\%$ ,  $PP_{сер} > 50\%$

Без ВДЕ (тільки ДГ):  $W_{пал_0} = E_{заг} \cdot 1000 \cdot sfc / k_{пф}$ , л/рік

З ВДЕ (ДГ — залишок):  $W_{пал_ВДЕ} = (E_{заг} - E_{ВДЕ}) \cdot 1000 \cdot sfc$ , л/рік

Економія палива:  $\Delta W = W_{пал_0} - W_{пал_ВДЕ}$ , л/рік

Економія у грошах:  $\Delta C = \Delta W \cdot c_{пал}$ , €/рік

Баластне навантаження:  $P_{балл} = P_{ВДЕ} \cdot k_{пф} - P_{нав_мін}$ , кВт

Якщо  $P_{балл} > 0$  — необхідне; якщо  $\leq 0$  — не потрібне

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Renewables 2024 global status report. *REN21 - Building the sustainable energy future with renewable energy*. URL: <https://www.ren21.net/gsr-2024/>.
2. World energy outlook 2024. URL: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024>.
3. Renewable power generation costs in 2023. *403 Forbidden*. URL: <https://www.irena.org/publications/2024/Sep/Renewable-power-generation-costs-in-2023>.
4. GWEC's global wind report 2026. *Homepage*. URL: <https://www.gwec.net/reports/globalwindreport> (date of access: 07.05.2026).
5. Snapshot 2024 - IEA-PVPS. *IEA-PVPS*. URL: <https://iea-pvps.org/snapshot-reports/snapshot-2024/>.
6. Sadovoy O., Koshkin D., Martynenko V., Sokolik V. Electricity generation from biogas: Modern technologies and prospects for Ukraine's energy independence. *Machinery and Energetics*. 2025. Vol. 16, No. 1. P. 173–185. DOI: <https://doi.org/10.31548/machinery/1.2025.173>
7. Renewable energy opportunities in Ukraine in the context of blackouts / E. Shahini et al. *International journal of environmental studies*. 2024. P. 1–9. URL: <https://doi.org/10.1080/00207233.2024.2320021>.
8. Rebuilding Ukraine's energy supply in a secure, economic, and decarbonised way / T. Tröndle et al. *Environmental research: infrastructure and sustainability*. 2024. URL: <https://doi.org/10.1088/2634-4505/ad6738>.
9. Why renewables should be at the center of rebuilding the Ukrainian electricity system / I. Doronina et al. *Joule*. 2024. URL: <https://doi.org/10.1016/j.joule.2024.08.014>.
10. Calculation of optimal geometric parameters electrical apparatus for controlling the irrigation system / O. Sadovoy et al. *IEEE 5th international conference on modern electrical and energy system (MEES)*. 2023. P. 1–5. URL: <https://doi.org/10.1109/MEES61502.2023.10402456>.

11. Obtaining electricity through the use of biogas, investments and perspectives / V. Hruban et al. 2023 IEEE 5th International Conference on Modern Electrical and Energy System (MEES), Kremenchuk, Ukraine, 27–30 September 2023. IEEE, 2023. DOI: <https://doi.org/10.1109/MEES61502.2023.10402480>
12. Prospects of biogas for high-temperature heat-technological complexes in glass industry / O. Koshelnik et al. 2023 IEEE 5th International Conference on Modern Electrical and Energy System (MEES), Kremenchuk, Ukraine, 27–30 September 2023. IEEE, 2023. DOI: <https://doi.org/10.1109/MEES61502.2023.10402452>
13. Відновлювані джерела енергії в електричних мережах : лабораторний практикум / В. В. Кулик та ін. Вінниця : ВНТУ, 2021. 117 с.
14. The promotion of renewable energy technologies in the former Soviet bloc: why, how, and with what prospects? / M. Karatayev et al. *Energy reports*. 2021. Vol. 7. P. 6983–6994. URL: <https://doi.org/10.1016/j.egyр.2021.10.068>
15. The technical state of engineering systems as an important factor of heat supply organizations management in modern conditions / N. Verstina et al. *Energies*. 2022. Vol. 15, no. 3. P. 1015. URL: <https://doi.org/10.3390/en15031015>
16. Ahmadi Z., Zabetian Targhi M. Thermal performance investigation of a premixed surface flame burner used in the domestic heating boilers. *Energy*. 2021. Vol. 236. P. 121481. URL: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.121481>
17. IRENA – international renewable energy agency. *IRENA – International Renewable Energy Agency*. URL: <https://www.irena.org/>.
18. Відновлювана енергетика та енергоефективність у ххі столітті / ред.: С. О. Кудря та ін. Київ : ТОВ «НВП «ІНТЕРСЕРВІС», 2021. 1104 с.

Навчальне видання

## **АЛЬТЕРНАТИВНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ**

Укладачі: **Мартиненко** Володимир Олександрович  
**Садовий** Олексій Степанович

Формат 60x84 1/16. Ум. друк. арк. 4,5.

Тираж 20 прим. Зам. № \_\_\_\_\_

Надруковано у видавничому відділі  
Миколаївського національного університету  
54020, м. Миколаїв, вул. Георгія Гонгадзе, 9

Свідоцтво суб'єкта видавничої справи ДК № 4490 від 20.02.2013 р.