

НАУКА – НАУКОВО-ТЕХНІЧНОМУ ПРОГРЕСУ В ГІДРОЕНЕРГЕТИЦІ

УДК 627.82:621.311.214

СТЕФАНІШИН Д.В., докт. техн. наук, пров. наук. співр.
ІТГП НАН України, м. Київ; проф. каф. гідротехнічного
будівництва та гідраліки НУВГП, м. Рівне

ОБГРУНТУВАННЯ ОПТИМАЛЬНОГО СЦЕНАРІЮ ВВЕДЕННЯ НОВИХ АГРЕГАТІВ НА ГІДРОАКУМУЛЮЮЧИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯХ В УКРАЇНІ З ВРАХУВАННЯМ РИЗИКУ

Проаналізовано сучасний стан та перспективи будівництва гідроакumuлюючих електростанцій (ГАЕС) в світі і в Україні. Вказано на необхідність врахування різних ризиків їх будівництва та експлуатації, зокрема і ризиків невикористаних можливостей, які не здатні забезпечити альтернативні джерела електрогенерації. На підставі попарного порівняння альтернатив з врахуванням ризику невикористаних можливостей обгрунтовано оптимальний сценарій введення в Україні нових агрегатів на ГАЕС, передбачених прийнятою Урядом в 2016 р. "Програмою розвитку гідроенергетики України до 2026 року".

К л ю ч о в і с л о в а: альтернатива, гідроакumuлююча електростанція, прийняття рішень, сукупний ризик, ризик невикористаних можливостей.

Вступ. На сучасному етапі розвитку електроенергетики ГАЕС розглядаються як одні з найефективніших і найперспективніших джерел регулювання навантажень в об'єднаних енергетичних системах (ОЕС) в контексті забезпечення їх стійкості, живучості, надійності і безпеки, особливо в країнах з суттєвою долею атомної енергетики [1–3].

Феномен ГАЕС як регуляторів полягає в тому, що вони здатні забезпечувати ефективну акумуляцію енергії (Табл. 1) у великих об'ємах та здійснювати подвійне регулювання потужності в ОЕС (Табл. 2). Регулююча потужність ГАЕС в ОЕС складається з суми двох потужностей – потужності ГАЕС в турбінному (виробництво електроенергії) і в насосному (відбір надлишків електроенергії з метою її акумуляції) режимах. Унікальна особливість ГАЕС щодо подвійного регулювання стимулює їх будівництво в світі, в тому числі і в тих країнах, де

значна увага приділяється прискореному розвитку нетрадиційних технологій отримання електроенергії (вітрові, сонячні електростанції тощо), що використовують відновлювані джерела енергії.

На відміну від гідроелектростанцій (ГЕС), що також використовують відновлюваний енергоресурс, потужні ГАЕС можуть будуватися і на малих річках, на озерах, у складі вже діючих ГЕС. При будівництві ГАЕС на відміну від ГЕС немає потреби в створенні великих водосховищ для регулювання стоку з затопленням значних територій цінних земельних угідь, перенесенням великої кількості населених пунктів тощо. Тому питома вартість одиниці встановленої потужності на нових ГАЕС зазвичай виявляється меншою, ніж на нових ГЕС (Рис. 1).

В цілому досвід експлуатації численних ГАЕС в різних країнах світу показує, що на ГАЕС найбільш повно, в порівнянні з іншими технологіями генерації і акумуляції енергії, можна забезпечити найширші можливості для маневрування встановленими потужностями при вирішенні складних завдань ефективного і безперебійного регулювання навантаження, особливо в умовах різкозмінних графіків роботи ОЕС, та незалежність роботи електростанції від відновлюваного енергоресурсу в порівнянні з ГЕС.

Сучасний стан і перспективи будівництва ГАЕС в світі та в Україні. Перші ГАЕС з'явилися ще в кінці позаминого століття.

Всього в світі налічується 63 ГАЕС встановленою потужністю від 1000 МВт. Серед них 14 мають потужність від 1500 МВт (Табл. 3). Дев'ять ГАЕС добудовуються (Табл. 4), серед яких і Дністровська ГАЕС, яка має стати шостою за потужністю ГАЕС в світі.

Таблиця 1. Коефіцієнт корисної дії різних технологій акумуляції електроенергії [1]

Технологія акумуляції електроенергії	Коефіцієнт корисної дії, %
Літій-іонні акумулятори	90-95
Свинцево-кислотні акумулятори	80-90
Гідроаккумуляція (ГАЕС)	75-80
Ванадієві відновно-окислювальні акумулятори	~ 75
Нікель-кадмієві, нікелеві метало-гібридні акумулятори	70
Повітряно-компресорні акумулятори адіабатичної дії	< 70
Повітряно-компресорні акумулятори	42-54
Водневі акумулятори	< 40

Таблиця 2. Порівняльна характеристика маневрених якостей основних типів електростанцій [2]

Тип електростанцій	Технічний мінімум навантаження, % (відношення мінімальної припустимої потужності до встановленої)	Діапазон регулювання, %	Час набору повної потужності, хв	
			Після зупинки	З «гарячого» стану
Атомні	85-90	10-15	390-660	60
Теплові (вугілля, мазут)	70-80	20-30	90-180	20-50
Газотурбінні	0	100	15-30	0,5
ГЕС	0	100	1-2	0,25-0,5
ГАЕС	0	200	1-2	0,25-0,5





Будівництво ГАЕС ведеться не лише в країнах, де рівень освоєння економічного гідроенергетичного потенціалу (ЕГЕП) вже давно перевищив 80% (США, Іспанія, Німеччина, Японія, Італія, Швейцарія) і де практично відсутні прийнятні створи для розміщення ГЕС, а й в країнах, де ЕГЕП є ще далеким від вичерпання (Росія, Китай, Норвегія, Канада та ін.) і де існує багато привабливих створів для будівництва ГЕС [8, 9].

Серед шляхів подальшого розвитку ГАЕС, окрім традиційних схем використання ГАЕС у складі ОЕС, розглядають схеми гідроакмулювання енергії морських вод, використання в якості низових басейнів ГАЕС шахт і кар'єрів, спільну роботу малопотужних (малих) ГАЕС з вітровими і сонячними електростанціями в децентралізованих енергосистемах, в тому числі і міні і мікро ГАЕС в системах водопостачання, іригації тощо.

В Україні натеper працює три великі ГАЕС: Київська ГАЕС – перша в Україні і на території країн бывшего СРСР, яку було введено в експлуатацію ще в 1972 р. [10]; експлуатуються і будуються Дністровська і Ташлицька ГАЕС. Основні проектні та експлуатаційні характеристики Київської, Дністровської та Ташлицької ГАЕС наведено нижче в Табл. 5. Основними їх функціями є регулювання частоти і графіка навантажень в ОЕС країни, формування аварійного резерву електроенергії. В найближчих планах розвитку гідроенергетики в Україні, згідно з схваленою Урядом в 2016 р. "Програмою розвитку гідроенергетики України до 2026 року", розглядається добудова Дністровської і Ташлицької ГАЕС, а також будівництво Канівської ГАЕС встановленою потужністю 1000 МВт [11].

Загальна постановка задачі досліджень і мета статті. Будівництво гідроенергетичних об'єктів (ГЕО), як показує практика, пов'язується зі значним ризиком, детальний аналіз, адекватна оцінка і належне врахування якого при прийнятті рішень являє собою надзвичайно складну задачу [12].

Всі ризики при будівництві ГЕО (ГЕС, ГАЕС) важко передбачити і врахувати, оскільки характер і масштаб впливів навколишнього середовища на об'єкти і об'єктів на довкілля, якісні і кількісні сторони ефектів і наслідків, які реалізуються в майбутньому, є невизначеними. Ризики будівництва ГЕО, в залежності від обставин, можуть пов'язуватися як з дефіцитом ресурсу, так і з його надлишком, що, в свою чергу, може обмежувати або стимулювати використання інших ресурсів, породжуючи нові ризики. Остаточне вирішення проблеми аналізу, оцінки і врахування всіх складових ризику при будівництві ГЕО практично неможливе, адже цілі різних природокористувачів, їх економічні і соціально-екологічні пріоритети, екологічні критерії й обмеження постійно змінюються в часі.

Тому, наразі, національні стратегії більшості країн світу щодо розвитку енергетики і економічно-

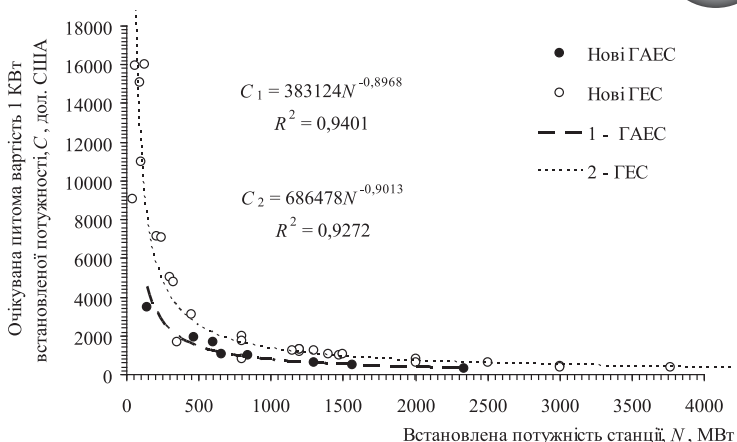


Рис. 1. Порівняння питомої вартості 1 кВт встановленої потужності на нових ГЕС і ГАЕС (за даними [4])

го розвитку загалом в контексті забезпечення не лише екологічної і техногенної, а й політичної і соціально-економічної безпеки, орієнтуються на концепцію прийнятної ("ненульового", "практично досяжного мінімального" тощо), а не "нульового" (тобто недопущення або ж повної відсутності) ризику. При цьому неможливість досягнення нульового ризику пояснюється також і тим, що відмова від раціонального природокористування (в нашому випадку, наприклад, від будівництва ГЕО) теж може бути пов'язана з ризиком – ризиком невикористаних (або ж втрачених) можливостей [13, 14].

Таблиця 3. Перелік ГАЕС, встановлена потужність яких складає 1500 МВт і більше [7]

ГАЕС	Країна	Потужність, МВт	Рік введення в експлуатацію
Bath County	США	3003	1985
Huizhou	Китай	2448	2011
Guangdong	Китай	2400	2000
Okutataragi	Японія	1932	1974
Ludington	США	1872	1973
Tianhuangping	Китай	1836	2000
Grand Maison	Франція	1800	1985
La Muela II	Іспанія	1772	
Dinorwig	Велика Британія	1728	1984
Raccoon Mountain	США	1652	1978
Mingtai	Тайвань	1602	1994
Okukiyotsu	Японія	1600	1996
Castaic	США	1566	1973
Tumut-3	США	1500	1973

Таблиця 4. Перелік ГАЕС, що добудовуються, потужність яких складатиме 1000 МВт і більше [7]

ГАЕС	Країна	Потужність, МВт	Рік завершення будівництва
Fengning	Китай	3600	2019
Kannagawa	Японія	2820	2020
Дністровська	Україна	2268	2026
Jixi	Китай	1800	2018
Liyang	Китай	1500	2016
Huanggou	Китай	1200	2019
Upper Cisokan	Індонезія	1040	2018
Linth-Limmern	Швейцарія	1000	2015
Tehri	Індія	1000	2016



Таблиця 5. Основні експлуатаційні та проектні характеристики діючих ГАЕС України

Характеристики	Од. вимір.	Київська ГАЕС	Дністровська ГАЕС*	Ташлицька ГАЕС**
Максимальний напір	м	74,0	154,9	85,5 (88,5)
Встановлена потужність: а) у генераторному режимі б) у насосному режимі	МВт	235,5 135	972 (2268) 2947 (1263)	302 (906) 633 (1266)
Річний виробіток електроенергії	млн. кВт·г	200	2720	370 (873)
Річні витрати електроенергії на заряд (акумуляцію)	млн. кВт·г	290	3609	510 (1178)
Тривалість роботи: а) в турбінному режимі б) в насосному режимі	годин	3 7	4 4,4	
Кількість агрегатів	шт	6	3 (7)	2 (6)
Склад основного устаткування: а) насос-турбіна б) турбіна	шт	3 3	3 (7) -	2 (6) -
Об'єм верхньої водойми: а) повний б) корисний	млн. м ³	4,79 3,79	38,8 32,7	19,34 (24,42) 9,3 (14,4)
Площа дзеркала верхньої водойми: а) при НІР б) при РМО	га	67 57	273 250	1,37 (1,54)
Об'єм нижньої водойми: а) повний б) корисний	млн. м ³	3730 1170	70,1 60,0	62,03 (72,43) 20,8 (26,10)

* Після добудови агрегатів 3-7; ** після добудови агрегатів 4-6

Поняття ризику невикористаних можливостей не є новим. В багатьох прикладних завданнях прийняття рішень в умовах невизначеності ризик визначається не як ймовірна шкода, а як відсутність сподіваних позитивних результатів [15]. Найпростіше ризик невикористаних можливостей пов'язується з так званими "нульовими" альтернативами (бездіяльністю [16]), які не потребують додаткових затрат. Ризик бездіяльності в цьому випадку і буде ризиком невикористаних можливостей — не отриманих, але можливих вигод.

Поняття ризику невикористаних можливостей вже використовувалось нами раніше в наступних прикладних завданнях, пов'язаних з гідроенергетикою: 1) при порівнянні варіантів розвитку гідроенергетики в Росії на перспективу до 2030 р. [4, 17]; 2) при виборі оптимального варіанту розвитку Дніпровського каскаду з врахуванням ризику [18]. Слід зазначити, що варіанти введення нових потужностей гідрогенерації, обтяжені меншим ризиком, надалі можуть порівнюватися з іншими альтернативними рішеннями щодо розвитку електроенергетики для прийняття остаточних рішень. При такій постановці задачі на різних етапах прийняття рішень будуть порівнюватися кращі з можливих альтернатив.

Загальну формалізацію задачі прийняття рішень з урахуванням ризику невикористаних можливостей на підставі попарного порівняння альтернатив наведено в [19], де було також показано, що краща альтернатива за критерієм мінімального сукупного ризику з врахуванням ризику невикористаних можливостей буде кращою і за критерієм максимальної корисності. Метою цієї статті є презентація можливості прийняття обґрунтованих рішень,

що стосуються програм і планів розвитку енергетики і гідроенергетики зокрема, на прикладі задачі обґрунтування оптимального сценарію введення в Україні нових агрегатів на ГАЕС, передбачених Програмою розвитку гідроенергетики України до 2026 р. [11], — на основі попарного порівняння кількох можливих альтернатив з урахуванням ризику невикористаних можливостей за критерієм мінімального сукупного ризику [19].

Формалізація задачі досліджень.

При попарному порівнянні альтернатив [4, 17–19], сукупний (повний) ризик альтернативи як лінійна комбінація можливих витрат і інших негативних ефектів і результатів l_i , пов'язаних з цим рішенням, та сподіваних позитивних ефектів і результатів (вигод, надбань, переваг) g_i , що можуть бути отримані у випадку альтернативного рішення, буде:

$$r_{i,j} = l_i + g_j; \quad i, j = \overline{0, n}; \quad i \neq j, \quad (1)$$

де ризик $r_{i,j}$ у формі (1) можна витлумачити як ризик альтернативи a_i за умови, що носій рішення відмовляється від альтернативи a_j ; складову l_i сукупного ризику $r_{i,j}$ альтернативи a_i при порівнянні a_i з альтернативою a_j , $i \neq j$, — як системний (або власний) ризик альтернативи a_i ; складову g_j ; $j = \overline{0, n}; i \neq j$, альтернативи a_i при порівнянні a_i з альтернативою a_j , $i \neq j$, — як несистемний ризик альтернативи a_i або як ризик невикористаних можливостей альтернативи a_i в порівнянні з альтернативою a_j [19].

При цьому отримуємо задачу багатокритеріальної оптимізації на зліченній множині допустимих альтернатив $\mathbf{A} = \{a_i\}$, $i = \overline{1, n}$, у вигляді [17, 19]:

$$d_{opt} = \{a_{i,opt} \mid a_{i,opt} \in \mathbf{A} \wedge r_{i,opt} \min(r_{i,j}, r_{j,i}) \forall (a_i, a_j), \\ i, j = \overline{0, n}; i \neq j, \quad (2)$$

де $r_{i,j}$, $r_{j,i}$ — повні ризики, відповідно, альтернативи a_i при її порівнянні з a_j , та a_j в порівнянні з a_i : $r_{i,j} = l_i + g_j$, де l_i , l_j та g_i , g_j — значення відповідним чином нормованих згорток критеріїв, що мінімізуються та максимізуються, для альтернатив a_i і a_j , відповідно, представлені у формі ризиків: l_i , l_j — власних (системних) ризиків альтернатив a_i , a_j та g_i , g_j — ризиків невикористаних (втрачених) можливостей.

У випадку, коли негативні і позитивні ефекти, якими оперують при рішенні, мають різні одиниці вимірювання зручно використовувати кількісні оцінки компонент сукупного ризику в бальних одиницях [4, 17–19]. Формування бальних оцінок ризику при цьому може здійснюватися на основі логарифмічної шкали.





В загальному випадку бальна оцінка деякого параметра y_i , в балах, буде:

$$r(y_i) = \mu_i \lg y_i + y_{i,0}, \quad (3)$$

де μ_i – модуль, $y_{i,0}$ – нуль-пункт на інтегральній логарифмічній шкалі довжиною L (наприклад, $L = 10$), для параметра y_i :

$$\mu_i = L / (\lg y_{i,\max} - \lg y_{i,\min}), y_{i,0} = -\mu_i \lg y_{i,\min}, \quad (4)$$

де $y_{i,\max}$, $y_{i,\min}$ – максимальне й мінімальне значення y_i .

При $y_{i,\min} = 0$ маємо $y_{i,0} = 0$, $\mu_i = L / \lg y_{i,\max}$, $r(0) = 0$. Після формування бальних оцінок складових сукупного ризику виконується відбір множини допустимих альтернатив, здійснюється їх упорядкування, нумерація та визначаються функції сукупного ризику у вигляді (1). Вибір оптимальної альтернативи здійснюється згідно з правилом (2) на підставі попарного порівняння альтернатив, починаючи з пари (a_0, a_1) з відбором і збереженням на кожному кроці альтернативи, обтяженої меншим сукупним ризиком [4, 17–19].

Обґрунтування оптимального сценарію введення нових агрегатів на ГАЕС. В якості розрахункових характеристик, з яких формувалися складові власного (системного) ризику l введення нових агрегатів на ГАЕС, розглядалися: різниця між встановленими потужностями в насосному N_p і турбінному N_t режимах $N_p - N_t$, МВт; різниця між споживанням електроенергії E_p в насосному режимі та її виробітком E_t в турбінному режимі $E_p - E_t$ млн. кВт·ч; затрати на будівництво (введення гідроагрегатів) K , млрд. грн. В якості характеристик, з яких формувалися компоненти ризику невикористаних можливостей g , приймалися: встановлені потужності в турбінному режимі N_p , МВт; сумарна регулююча потужність $N_t + N_p$, МВт; виробіток електроенергії E_p млн. кВт·ч. Нумерація альтернатив здійснювалася за зростанням встановленої потужності в турбінному режимі. Для спрощення задачі розрахункові характеристики, з яких формувалися компоненти сукупного ризику альтернатив, вважалися рівноцінними.

Задача розв'язувалась в три етапи. На першому етапі розглядалася множина з 11 наступних альтернатив: a_0 – відмова від введення нових потужностей на ГАЕС; a_1 – введення в експлуатацію гідроагрегату № 4 другої черги на Дністровській ГАЕС; a_2 – будова Ташлицької ГАЕС з введенням в експлуатацію агрегатів №№ 3–6; a_3 – введення в експлуатацію гідроагрегату № 4 другої черги на Дністровській ГАЕС та будова

Ташлицької ГАЕС з введенням в експлуатацію агрегатів №№ 3–6; a_4 – будівництво Канівської ГАЕС; a_5 – будова Дністровської ГАЕС зі введенням в експлуатацію агрегату № 4 другої черги, агрегатів №№ 5–7 третьої черги; a_6 – введення в експлуатацію агрегату № 4 другої черги на Дністровській ГАЕС та будівництво Канівської ГАЕС; a_7 – будова Ташлицької ГАЕС з введенням в експлуатацію агрегатів №№ 3–6 та будівництво Канівської ГАЕС; a_8 – будова Ташлицької ГАЕС зі введенням в експлуатацію агрегатів №№ 3–6, введення в ек-

Таблиця 6. Етап 1. Розрахункові характеристики альтернатив a_i , $i = \overline{0,10}$

a_i	Потужності, МВт				Електроенергія, млн. кВт·ч			K , млрд. грн.
	N_t	N_p	$N_t + N_p$	$N_p - N_t$	E_t	E_p	$E_p - E_t$	
a_0	0	0	0	0	0	0	0	0
a_1	324	421	745	97	388,5	515,5	127	2,796
a_2	604	861	1465	257	582	785	203	14,9
a_3	928	1282	2210	354	970,5	1300,5	330	17,696
a_4	1000	1120	2120	120	1017	1153	136	11,98
a_5	1296	1684	2980	388	1554	2062	508	11,196
a_6	1324	1541	2865	217	1405,5	1668,5	263	14,776
a_7	1604	1981	3585	377	1599	1938	339	26,88
a_8	1928	2402	4330	474	1987,5	2453,5	466	29,676
a_9	2296	2804	5100	508	2571	3215	644	23,176
a_{10}	2900	3665	6565	765	3153	4000	847	38,076

Таблиця 7. Етап 1. Результати бального оцінювання характеристик та складових сукупного ризику альтернатив a_i , $i = \overline{0,10}$

a_i	Негативні характеристики			Складова l	Позитивні характеристики			Складова g
	$N_p - N_t$	$E_p - E_t$	K		N_t	$N_t + N_p$	E_t	
a_0	0	0	0	0	0	0	0	0
a_1	6,890	7,185	2,825	16,900	7,251	7,524	7,401	22,176
a_2	8,357	7,881	7,422	23,660	8,032	8,294	7,903	24,228
a_3	8,839	8,602	7,895	25,336	8,571	8,761	8,537	25,869
a_4	7,210	7,287	6,823	21,320	8,665	8,714	8,595	25,974
a_5	8,978	9,242	6,637	24,856	8,990	9,101	9,122	27,213
a_6	8,102	8,265	7,399	23,767	9,017	9,057	8,997	27,070
a_7	8,934	8,642	9,043	26,619	9,257	9,312	9,157	27,726
a_8	9,279	9,114	9,315	27,708	9,488	9,526	9,427	28,442
a_9	9,383	9,594	8,636	27,613	9,707	9,713	9,747	29,166
a_{10}	10	10	10	30	10	10	10	30

a_i / a_j	a_0	a_1	a_2	a_3	a_4	a_5	a_6	a_7	a_8	a_9	a_{10}
a_0	-	22,18	24,28	25,87	25,97	27,21	27,07	27,73	28,44	29,17	30
a_1	16,90	-	41,13	42,77	42,87	44,11	43,97	44,63	45,34	46,07	46,90
a_2	23,66	45,84	-	49,53	49,64	50,87	50,73	51,37	52,10	52,83	53,66
a_3	25,34	47,51	49,56	-	51,31	52,55	52,41	53,06	53,78	54,50	55,34
a_4	21,32	43,5	45,55	47,19	-	48,53	48,39	49,05	49,76	50,49	51,32
a_5	24,86	47,03	49,08	50,73	50,83	-	51,93	52,58	53,30	54,02	54,86
a_6	23,77	45,94	47,00	49,64	49,74	50,98	-	51,49	52,21	52,93	53,77
a_7	26,62	48,8	50,85	52,49	52,59	53,83	53,69	-	55,06	55,79	56,62
a_8	27,71	49,89	51,94	53,58	53,68	54,92	54,78	55,43	-	56,87	57,71
a_9	27,61	49,79	51,84	53,48	53,59	54,83	54,68	55,34	56,05	-	57,61
a_{10}	30	52,18	54,23	55,87	55,97	57,21	57,07	57,73	58,44	59,17	-

Рис. 2. Етап 1. Таблиця рішень для попарного порівняння альтернатив a_i , $i = \overline{0,10}$



Таблиця 8. Етап 2. Розрахункові характеристики альтернатив $a_i, i = \overline{1,6}$

a_i	Потужності, МВт				Електроенергія, млн. кВт·г			К, млрд. грн.
	N_i	N_p	$N_i + N_p$	$N_p - N_i$	E_i	E_p	$E_p - E_i$	
a_0	604	861	1465	257	582	785	203	14,9
a_1	972	1263	2235	291	1165,5	1546,5	381	8,4
a_2	1000	1120	2120	120	1017	1153	136	11,98
a_3	1604	1981	3585	377	1599	1938	339	26,88
a_4	1972	2383	4355	411	2182,5	2699,5	517	20,38
a_5	2576	3244	5820	668	2764,5	3484,5	720	35,28

Таблиця 9. Етап 2. Результати бального оцінювання характеристик та складових сукупного ризику альтернатив $a_i, i = \overline{1,6}$

a_i	Негативні характеристики			Складова l	Позитивні характеристики			Складова g
	$N_p - N_i$	$E_p - E_i$	K		N_i	$N_i + N_p$	E_i	
a_0	4,436	2,403	3,994	10,833	0	0	0	0
a_1	5,160	6,181	0,000	11,341	3,280	3,062	4,457	10,799
a_2	0,000	0,000	2,474	2,474	3,476	2,679	3,582	9,737
a_3	6,668	5,480	8,105	20,253	6,734	6,487	6,486	19,708
a_4	7,171	8,013	6,176	21,360	8,158	7,898	8,483	24,539
a_5	10	10	10	30	10	10	10	30

a_i / a_j	a_0	a_1	a_2	a_3	a_4	a_5
a_0	-	21,632	20,570	30,541	35,372	40,833
a_1	11,341	-	21,078	31,049	35,879	41,341
a_2	2,4738	13,273	-	22,181	27,012	32,474
a_3	20,253	31,053	29,991	-	44,792	50,253
a_4	21,360	32,159	31,097	41,067	-	51,360
a_5	30	40,799	39,737	49,708	54,539	-

Рис. 3. Етап 2. таблиця рішень для парного порівняння альтернатив $a_i, i = \overline{1,6}$

сплуатацію агрегату № 4 другої черги на Дністровській ГАЕС та будівництво Канівської ГАЕС; a_9 — будова Дністровської ГАЕС зі введенням в експлуатацію агрегату № 4 другої черги, агре-

Таблиця 10. Етап 3. Розрахункові характеристики альтернатив $a_i, i = \overline{1,3}$

a_i	Потужності, МВт				Електроенергія, млн. кВт·г			К, млрд. грн.
	N_i	N_p	$N_i + N_p$	$N_p - N_i$	E_i	E_p	$E_p - E_i$	
a_0	604	861	1465	257	582	785	203	14,9
a_1	972	1263	2235	291	1165,5	1546,5	381	8,4
a_2	1576	2124	3700	548	1747,5	2331,5	584	23,3

Таблиця 11. Етап 3. Результати бального оцінювання характеристик та складових сукупного ризику альтернатив $a_i, i = \overline{1,3}$

a_i	Негативні характеристики			Складова l	Позитивні характеристики			Складова g
	$N_p - N_i$	$E_p - E_i$	K		N_i	$N_i + N_p$	E_i	
a_0	0	5,618	5,618	0	0	0	0	5,618
a_1	1,641	7,599	0	15,836	4,9609	4,559	6,316	7,599
a_2	10	30	10	30	10	10	10	30

a_i / a_j	a_0	a_1	a_2
a_0	-	21,45	35,62
a_1	7,60	-	37,60
a_2	30	45,84	-

Рис. 4. Етап 3. Таблиця рішень для парного порівняння альтернатив $a_i, i = \overline{1,3}$

гатів №№ 5–7 третьої черги та побудова Канівської ГАЕС; a_{10} — будова Ташлицької ГАЕС зі введенням в експлуатацію агрегатів №№ 3–6, будова Дністровської ГАЕС зі введенням в експлуатацію агрегату №4 другої черги, агрегатів №№ 5–7 третьої черги та побудова Канівської ГАЕС. Розрахункові характеристики альтернатив наведено в Табл. 6.

Оскільки розглянуті нами характеристики альтернатив мали різні одиниці вимірювання, їх оцінювання здійснювалося в бальних одиницях (балах). Довжина L єдиної для всіх показників логарифмічної шкали приймалася рівною 10 балам. Кожна зі складових сукупного ризику (системна l , ризик невикористаних можливостей g) представлялися сумами бальних оцінок відповідних характеристик. Результати бального оцінювання характеристик альтернатив зведено в Табл. 7. Далі визначалися сукупні ризики r_{ij} альтернатив у вигляді (1), які заносилися в рядки таблиці рішень (Рис. 2).

Результати парного порівняння альтернатив $a_i, i = \overline{0,10}$ показали, що відмова від введення нових потужностей на ГАЕС (a_0) є найгіршою (найризикованішою) альтернативою і може далі не розглядатися. Найкращою, обтяженою найменшим сукупним ризиком при її порівнянні з будь-якою з інших з наведених альтернатив, виявилася альтернатива a_1 — введення в експлуатацію гідроагрегату №4 другої черги на Дністровській ГАЕС.

На другому етапі здійснювався вибір оптимальної альтернативи введення нових потужностей на ГАЕС після будови гідроагрегату №4 другої черги на Дністровській ГАЕС. Була сформована нова множина альтернатив для наступного порівняння: a_1 — будова Ташлицької ГАЕС з введенням в експлуатацію агрегатів №3–6; a_2 — будова Дністровської ГАЕС зі введенням в експлуатацію агрегатів №5–7 третьої черги; a_3 — будівництво Канівської ГАЕС; a_4 — будова Ташлицької ГАЕС з введенням в експлуатацію агрегатів №3–6 та будівництво Канівської ГАЕС; a_5 — будова Дністровської ГАЕС зі введенням в експлуатацію агрегатів №5–7 третьої черги та побудова Канівської ГАЕС; a_6 — будова Ташлицької ГАЕС зі введенням в експлуатацію агрегатів №3–6, будова Дністровської ГАЕС зі введенням в експлуатацію агрегатів №5–7 третьої черги та побудова Канівської ГАЕС. Розрахункові характеристики альтернатив, що порівнювалися за ризиком, та результати їх бального оцінювання зведено в Табл. 8, 9.

Таблицю рішень для порівняння альтернатив $a_i, i = \overline{1,6}$ наведено на Рис. 3. На етапі 2 кращою серед $a_i, i = \overline{1,6}$ виявилась альтернатива будівництва Канівської ГАЕС (a_3), обтяжена меншими ризиками при порівнянні з іншими рішеннями.





На третьому етапі досліджень здійснювався вибір оптимальної альтернативи введення нових потужностей на ГАЕС після введення в експлуатацію четвертого гідроагрегату другої черги на Дністровській ГАЕС та побудови Канівської ГАЕС. Порівнювалися альтернативи): a_1 – будова Ташлицької ГАЕС з введенням в експлуатацію агрегатів №3–6; a_2 – будова Дністровської ГАЕС зі введенням в експлуатацію агрегатів №5–7 третьої черги; a_3 – будова Ташлицької ГАЕС зі введенням в експлуатацію агрегатів №3–6 та будова Дністровської ГАЕС зі введенням в експлуатацію агрегатів №5–7 третьої черги. Результати наведено в табл. 10, 11 та на Рис. 4.

Відповідно, на наступному кроці, після введення в експлуатацію агрегату №4 другої черги на Дністровській ГАЕС та наступної побудови Канівської ГАЕС, кращою альтернативою за критерієм мінімального сукупного ризику виявилась альтернатива a_2 – будова Дністровської ГАЕС зі введенням в експлуатацію агрегатів №5–7 третьої черги.

Висновки

1. Проаналізовано сучасний стан та перспективи будівництва ГАЕС в світі і в Україні. Відзначено високу зацікавленість більшості країн світу в прискореному будівництві ГАЕС, які наразі розглядаються як одні з найефективніших і найперспективніших джерел акумулювання електроенергії та регулювання навантажень в ОЕС.

2. Вказано на необхідність врахування різних ризиків при обґрунтуванні доцільності введення нових потужностей гідрогенерації на ГАЕС, в тому числі і ризиків невикористаних можливостей, які не здатні забезпечити інші джерела електрогенерації, зокрема і ті, що використовують відновлюваний енергоресурс.

3. В рамках Програми розвитку гідроенергетики України на період до 2026 р. запропоновано найбільш оптимальний, поетапний сценарій введення нових потужностей гідрогенерації на ГАЕС, який дозволяє мінімізувати сукупний ризик. Згідно з цим сценарієм на першому етапі рекомендується зосередити зусилля на введенні в експлуатацію четвертого гідроагрегату другої черги на Дністровській ГАЕС, на другому етапі – на будівництві Канівської ГАЕС, на третьому етапі – на будові Дністровської ГАЕС зі введенням в експлуатацію п'ятого, шостого та сьомого агрегатів третьої черги. Після реалізації цих етапів може розглядатися можливість будови Ташлицької ГАЕС.

4. Показано, що одним з підходів до наукового обґрунтування програм і планів розвитку гідроенергетики може бути аналіз, оцінка та врахування ризику при прийнятті рішень. При зацікавленості зі сторони Міністерства енергетики та вугільної промисловості України, ПрАТ "Укргідроенерго", ПАТ "Укргідропроєкт", Міністерства екології та природних ресурсів, інших організацій і відомств таке обґрунтування може бути проведено з врахуванням самого широкого спектру як негативних, так і позитивних факторів впливу та наслідків введення нових

потужностей гідрогенерації. Обґрунтовані таким чином рішення дозволять мінімізувати ризики та сприяти реабілітації гідроенергетики в Україні.

ЛІТЕРАТУРА

1. *Pumped storage plants – Status and perspectives* / P. Vennerman, K.H. Gruber, J.U. Naaheim and al. // VGB Power Tech, 2011. No. 4. – P. 32–38.
2. *Розвиток теплоенергетики та гідроенергетики* / Є.Т. Базєєв, Б.Д. Білека, Є.П. Васильєв та ін.; Наук. ред.: В.М. Клименко, Ю.О. Ландау, І.Я. Сігал. 2013. – 399 с. (<http://energetika.in.ua/ua/books/book-3/part-2/section-2/2-8>).
3. *Родионов В.Г.* Оптимизация структуры генерирующих мощностей. Аккумуляторы – накопители энергии // Энергетика: проблемы настоящего и возможности будущего. – М.: ЭНАС, 2010. – С. 68–69.
4. *Ивашинцов Д.А.* Сравнение вариантов развития гидроэнергетики России / Ивашинцов Д.А., Стефанишин Д.В. // Известия ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева, 2008. Т. 250. – С. 7–15.
5. *Rastler et al.* Electric Energy Storage Technology Options: A White Paper Primer on Applications, Costs, and Benefits. EPRI, Palo Alto, CA, 2010. Accessed: 30 Sept. 2011. (<http://www.epri.com/abstracts/Pages/ProductAbstract.aspx?ProductId=00000000001020676>).
6. *International Energy Statistics* (<http://www.eia.gov>).
7. https://en.wikipedia.org/wiki/List_of_pumped-storage_hydroelectric_power_stations
8. *Bartle A.* Hydropower potential and development activities / A. Bartle / Energy Policy, 2002. Vol. 30. Issue 14. – P. 1231–1239.
9. *Hydropower and Dams.* 2001. World Atlas and Industry Guide. Aqua-Media Int., UK.
10. *Поташник С.И.* Каскад Среднеднепровских ГЭС: Опыт освоения и эксплуатации / С.И. Поташник. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 144 с.
11. *Програма розвитку гідроенергетики на період до 2026 року.* Схвалено розпорядженням Кабінету Міністрів України від 13 липня 2016 р. № 552-р. (<http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/552-2016-%D1%80#n7>).
12. *Векслер А.Б.* Надежность, социальная и экологическая безопасность гидротехнических объектов: оценка риска и принятие решений / А.Б. Векслер, Д.А. Ивашинцов, Д.В. Стефанишин. – СПб.: ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева, 2002. – 591 с.
13. *Ястремський О.І.* Основи теорії економічного ризику / О.І. Ястремський. – К.: АртЕк, 1997. – 248 с.
14. *Вітлінський В.В.* Економічний ризик: ігрові моделі / В.В. Вітлінський, П.І. Верченко, А.В. Сігал, Я.С. Наконечний. – К.: КНЕУ, 2002. – 446 с.
15. *Мушик Э.* Методы принятия технических решений / Э. Мушик, П. Мюллер / Пер. с нем. – М.: Мир, 1990. – 206 с.
16. *Бернстайн П.* Против богов: Укрощение риска / П. Бернстайн // Пер. с англ. – М.: ЗАО "Олимп-Бизнес", 2000. – 400 с.
17. *Стефанишин Д.В.* Вибрані задачі оцінки ризику та прийняття рішень за умов стохастичної невизначеності / Д.В. Стефанишин. – К.: Азимут-Україна, 2009. – 104 с.
18. *Стефанишин Д.В.* Про перспективи гідроенергетики в Україні та вибір варіанту розвитку Дніпровського каскаду з врахуванням ризику / Д.В. Стефанишин // Гідроенергетика України. – 2010. – №3. – С. 5–11.
19. *Стефанишина-Гаврилюк Ю.Д.* Прийняття рішень у природокористуванні з урахуванням ризику невикористаних можливостей на підставі попарного порівняння альтернатив / Ю.Д. Стефанишина-Гаврилюк, Д.В. Стефанишин // Системні дослідження та інформаційні технології. – 2016. – № 3. – С. 51–62.

© Стефанишин Д.В., 2018