

5. Amanowicz L., Ratajczak K., Dudkiewicz E. Recent. Advancements in Ventilation Systems Used to Decrease Energy Consumption in Buildings- Literature Review. *Energies* 2023, 16, 853.
6. Fehrm M, Reiners W, Ungemach M. Exhaust air heat recovery in buildings. *International Journal of Refrigeration* 2002;(25):439–49.
7. Royuela-del-Val A., Padilla-Marcos M.Á. and etc. Air Infiltration Monitoring Using Thermography and Neural Networks. *Energy Build.* 2019, 191, 187–199.
8. Bhandari M., Hun D., Shrestha S., Pallin S., Lapsa M. A Simplified Methodology to Estimate Energy Savings in Commercial Buildings from Improvements in Airtightness. *Energies* 2018, 11, 3322.
9. Michalak P. Annual Energy Performance of an Air Handling Unit with a Cross-Flow Heat Exchanger. *Energies* 2021, 14, 1519.
10. Sakhri N., Menni Y., Ameer H. Experimental Investigation of the Performance of Earth-to-Air Heat Exchangers in Arid Environments. *J. Arid Environ.* 2020, 180, 104215.
11. Li J., Shao S., Wang Z., Xie G. and etc. Review of Air-to-Air Membrane Energy Recovery Technology for Building Ventilation. *Energy Build.* 2022, 265, 112097.
12. Liu P., Justo Alonso M., Mathisen H.M., Halfvardsson A. Development and Optimization of Highly Efficient Heat Recoveries for Low Carbon Residential Buildings. *Energy Build.* 2022, 268, 112236.
13. Tang Y., Ji J., Wang C., Xie H., Ke W. Performance Prediction of a Novel Double-Glazing PV Curtain Wall System Combined with an Air Handling Unit Using Exhaust Cooling and Heat Recovery Technology. *Energy Convers. Manag.* 2022, 265, 115774.
14. Gainza-Barrencia J., Odriozola-Maritorea M. and etc. Use of Sunspaces to Obtain Energy Savings by Preheating the Intake Air of the Ventilation System: Analysis of Its Main Characteristics in the Different Spanish Climate Zones. *J. Build. Eng.* 2022, 62, 105331.
15. Bai H.Y., Liu P., Justo Alonso, M., Mathisen H.M. A Review of Heat Recovery Technologies and Their Frost Control for Residential Building Ventilation in Cold Climate Regions. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2022, 162, 112417.
16. Liu S., Ma G., Xu S., Jia X., Wu G. Experimental Study of Ventilation System with Heat Recovery Integrated by Pump-Driven Loop Heat Pipe and Heat Pump. *J. Build. Eng.* 2022, 52, 104404.
17. Jia X.; Ma G.; Zhou F.; Liu S.; Wu G.; Sui Q. The Applicability and Energy Consumption of a Parallel-Loop Exhaust Air Heat Pump for Environment Control in Ultra-Low Energy Building. *Appl. Therm. Eng.* 2022, 210, 118292.

Рукопис подано до редакції 09.04.2023

УДК 621.311.214: 622.5

О.Ю. МИХАЙЛЕНКО, І.О. СІНЧУК, кандидати техн. наук, доценти,
К.В. БУДНІКОВ, д-р філософії, Г.В. КОЛОМІЦ, ст. викладач
Криворізький національний університет

ДО ПРОБЛЕМИ ДОЦІЛЬНОСТІ СТВОРЕННЯ НА БАЗІ ГОЛОВНИХ ВОДОВІДЛИВНИХ КОМПЛЕКСІВ ШАХТ ПІКОВИХ ГІДРОАКУМУЛЮЮЧИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ

Мета. Мета роботи полягає в аналізі доцільності створення на базі головних водовідливних комплексів шахт пікових гідроакумуючих електростанцій (ПГАЕС) шляхом визначення рівня виробництва електроенергії гідротурбінами для різних витрат води через неї, обчислення собівартості генерації та встановлення умов, коли використання ПГАЕС буде виправданим з економічної точки зору, залежно від тарифу на електроенергію, що встановлює оператор розподілу, та поточного рівня енергоспоживання електроприймачами шахти.

Методи дослідження. Для проведення даного дослідження були використані такі методи: аналіз, систематизація, узагальнення – з метою вивчення та узагальнення досвіду побудови гідроакумуючих електростанцій з використанням водозбірників головних водовідливних комплексів шахт; синтез – для розробки моделі системи розосередженої генерації з гідроакумуючими електростанціями; комп'ютерне моделювання для визначення чисельних значень економічних показників роботи промислової енергосистеми при впровадженні у її структуру гідроакумуючих електростанцій.

Наукова новизна. Розроблено систему розосередженої генерації електроенергії в структурі енергосистем шахт, що використовує елементи головного водовідливного комплексу для побудови локальних пікових гідроакумуючих електростанцій.

Практична значимість. Результати можуть бути використані для покращення енергоефективності роботи наявних систем електропостачання гірничорудних підприємств, що видобувають залізрудну сировину.

Результати. Виконано аналіз доцільності створення на базі головних водовідливних комплексів шахт пікових гідроакумуючих електростанцій. При цьому розглядалися три різні конфігурації ПГАЕС у складі водовідливу шахти «Криворізька» АТ «Кривбасзалізрудком»: зі встановленням однієї гідротурбіни на горизонті 500 м, двох гідротурбін на тому ж горизонті 500 м, а також встановлення чотирьох гідротурбін – окремо по дві на горизонтах 500 м і 940 м, відповідно. З точки зору вартості електроенергії найсприятливішими умовами для впровадження системи розподіленої генерації продемонстрував випадок зі встановленням однієї гідротурбіни на горизонті 500 метрів. У такому випадку приведена вартість електроенергії перевищувала діючий тариф практично для всіх розглянутих умов

функціонування, окрім випадків з дуже малими витратами води через гідроагрегат. Це зумовлюється оптимальним співвідношенням між, з одного боку, капіталовкладеннями на придбання обладнання ПГАЕС та вартістю його обслуговування і планово-попереджувальних ремонтів, з іншого – рівнем покриття потреб споживачів згенерованою електроенергією.

Ключові слова: гірничорудне підприємство, енергосистема, розосереджена генерація, головний водовідливний комплекс, гідроакumuлююча електростанція, собівартість.

doi: 10.31721/2306-5451-2023-1-56-109-116

Проблема та її зв'язок з науковими та практичними завданнями. Гірничорудні підприємства являють собою енергоємні види промислових виробництв із щорічними обсягами споживання електричної енергії на рівні близько 30% від усього споживчого рівня промисловості держави [1]. Наявна до лютого місяця ситуація в електроенергетиці України, а після вищезгаданого терміну тим паче, диктує необхідність проведення заходів, як для ефективного використання електроенергії, та і до пошуку дієвих заходів її генерації в форматі автономних джерел живлення стратегічних для економіки держави видів виробництв. Це повністю відноситься й до гірничовидобувних підприємств. Саме вони володіють значним потенціалом енергетичних ресурсів для розбудови таких генерувальних потужностей, що дозволить не тільки зменшити енергоємність видобутку залізної руди, що вельми актуально, як, до речі, і інших видів корисних копалин, а й забезпечити безперебійність їх функціонування незалежно від стану централізованого електропостачання магістральних електричних мереж. При цьому логістична структура систем внутрішнього електропостачання гірничовидобувних підприємств змінюється з централізованого варіанту на варіант розосередженої генерації [1, 2].

Одним з таких засобів для генерації електроенергії всередині шахти можуть виступати головні водовідливні комплекси, водозбірники яких по суті виконують функції гідроакumuляторів. Доповнивши їх гідротурбінами може бути отримана повноцінна гідроакumuлююча електростанція (ГАЕС), що функціонуватиме на загальну промислову мережу підприємства або здійснювати автономне живлення, коли це потрібно й економічно обґрунтовано, окремих шахтних електроприймачів.

Аналіз досліджень і публікацій. Визначення оптимальної конфігурації систем розподіленої генерації з ГАЕС та оптимізації потоків потужності при такому електропостачанні за економічними показниками є основним підходом при розбудові сучасних систем електропостачання [3–5].

Авторами у роботі проведена [3] оптимізація конфігурації енергосистеми з вітро- та гідроакumuлюючою електростанціями за критеріями собівартості виробництва електроенергії та рівня викидів вуглекислого газу. Визначена кількість гідроагрегатів та вітротурбін, що забезпечують мінімізацію означених показників.

Визначенню оптимальної конфігурації системи електропостачання з вітро-, фотоелектричними, біомасовими і гідроакumuлюючими електростанціями за критерієм мінімальної собівартості виробництва електроенергії присвячена також робота [4].

У роботі [5] запропонований багатоперіодний метод координації виробництва активної потужності в енергосистемі з вітро-, фотоелектричними, тепловими і гідроакumuлюючими електростанціями і накопичувачами енергії. Планування і оптимізація роботи системи здійснюється на добу наперед, погодинно та в реальному часі. Такий підхід дозволяє знизити коливання виробництва електроенергії, які зумовлені мінливим характером ВДЕ. У якості критерію оптимізації також використовується собівартість виробництва електроенергії.

У [6] визначено рівень генерації ГАЕС (Gâlceag hydropower facility on Sebeş River, located in Romania) залежно від рівня води у верхньому резервуарі.

Підвищити ефективність системи розподіленої генерації в умовах шахти можна шляхом впровадження вітрогенераторів з сучасними системами керування [7] та систем накопичення енергії [8] для зниження коливань у генерації, зумовлених мінливим характером відновлюваних джерел енергії.

Постановка задачі. Для визначення доцільності впровадження пікових ГАЕС (ПГАЕС) на базі головних водовідливних комплексів шахт у структуру промислових енергосистем гірничорудних підприємств необхідно попередньо провести аналіз гідроенергетичного потенціалу об'єкту, визначити очікуваний рівень генерації електроенергії та її собівартість. Після чого

виконати оцінку витрат підприємства на придбання електроенергії в енергосистемі з ПГАЕС та без неї. Таким чином, мета роботи полягає в аналізі доцільності створення на базі головних водовідливних комплексів шахт пікових гідроакumuлюючих електростанцій шляхом визначення рівня виробництва електроенергії гідротурбінами для різних витрат води через неї, обчислення собівартості генерації та встановлення умов, коли використання ПГАЕС буде виправданим з економічної точки зору, залежно від тарифу на електроенергію, що встановлює оператор розподілу, та поточного рівня енергоспоживання електроприймачами шахти.

Викладення матеріалу та результати. Ефективність упровадження ПГАЕС для комбінованого живлення споживачів шахти розглянемо на прикладі водовідливу шахти «Криворізька» АТ «Кривбасзалізрудком». Під час проведення досліджень розглянуто три конфігурації системи розподіленої генерації з використанням ПГАЕС: ГАЕС з однією гідротурбіною на горизонті 500 з використанням води однієї шахти; ГАЕС з двома гідротурбінами на горизонті 500 з використанням води декількох шахт; ГАЕС з чотирма гідротурбінами – двома на горизонті 500 і двома на горизонті 940, з використанням води декількох шахт.

Для кожної конфігурації системи порівняльний аналіз проводився для двох варіантів живлення споживачів. Перший варіант передбачає придбання електроенергії в електропостачальній компанії за чинними тарифами, що задовольняє потреби об'єкта в повному обсязі. Другий – електропостачання насосів водовідливу від гідрогенератора ПГАЕС та отримання електроенергії від мережі підприємства у випадку дефіциту потужності, зумовленого або збільшенням споживання через уведення в дію додаткових насосів при збільшенні водоприпливу в шахту, або зменшення витрат води, що проходить через гідроагрегат.

Критерієм для порівняння ефективності двох варіантів виступає значення нормованої вартості електроенергії LCOE (Levelized Cost of Electricity) [11].

При проведенні обчислювальних експериментів передбачається встановлення на ступенях водовідливу гідрогенераторів потужністю 1 МВт типу CJ A237-W-90/1x5,5.

Гідроенергетичний потенціал водовідливу оцінюється шляхом розрахунку рівня генерації електроенергії гідротурбіною [10] залежно від ККД, щільності рідини, напору і потоку води.

Прийнято, що навантаження електроприймачів рівномірно розподілене. Добове споживання встановлювалося на рівні 10800 кВт·год, 21600 кВт·год і 43200 кВт·год. Генерація ПГАЕС досліджувалася при величинах напору 500 м (різниця відм. 0–500) і 440 м (різниця відм. 500–940). При чому втрати у гідросистемі становили 15%. ККД гідроагрегату – 0,9. Розглядалися два варіанти тарифів на електроенергію: базовий (93,38 грн/МВт·год) і піковий (140,07 грн/ МВт·год). Витрати води через гідроагрегат приймали дискретні значення: 0,23; 0,15; 0,07 м³/с.

Під час моделювання капіталовкладення на побудову ПГАЕС приймалися у розмірі 540 тис. грн, витрати на планово-попереджувальні ремонти й обслуговування – 80 тис. грн на рік, термін експлуатації системи – 25 років, номінальна облікова ставка – 8 %.

Результати обчислювального експерименту занесено до табл. 1 і табл. 2. Тут приведені розрахункові дані щодо вартості електроенергії у системі комбінованого електропостачання для різних умов функціонування.

Результати обчислень показали, що при низькій інтенсивності потоку через гідротурбіну ПГАЕС під час скидання шахтних вод, зокрема при $Q = 0,07$ м³/с і енергоспоживанні від номінального значення і вище, вартість електроенергії перевищує тариф встановлений оператором розподілу. Це пояснюється тим, що витрати на обслуговування та ремонт гідротурбін перевищують економічний ефект від додаткової генерації через велику різницю між обсягами виробництва електроенергії і споживаною потужністю.

Побудовано залежність чистої приведеної вартості системи комбінованого електропостачання від витрат води через гідротурбіну і рівня споживання потужності та визначені області параметрів у межах яких доцільно застосовувати ту чи іншу конфігурацію. Графічна інтерпретація оптимальних областей застосування певного варіанту електропостачання виконана за аналогією з Optimal System Plot прикладного пакету Homer Pro [15]. Для проведення обчислень було зменшено інтервали зміни незалежних параметрів: витрат води через гідротурбіну і енергоспоживання. Так Q змінювалася у межах [0,07 м³/с, 0,23 м³/с] з кроком $1 \cdot 10^{-4}$ м³/с, а середньодобова потужність – у межах [450 кВт, 1800 кВт] з кроком 10 кВт.

Таблиця 1

Вартість електроенергії про впровадженні на горизонтах 500 і 940 метрів системи розподіленої генерації з ПГАЕС під час дії базового тарифу

E , кВт·год/ день	Q , м ³ /с	Одна гідротурбіна на горизонті 500 м		Дві гідротурбіни на горизонті 500 м		Чотири гідротурбіни (дві на горизонті 500 і дві на горизонті 940 м)	
		мережа	мережа та ПГАЕС	мережа	мережа та ПГАЕС	мережа	мережа та ПГАЕС
10800	0,07	0.09338	0.112742	0.09338	0.132103	0.09338	0.173096
10800	0,15	0.09338	0.049795	0.09338	0.086548	0.09338	0.173096
10800	0,23	0.09338	0.043274	0.09338	0.086548	0.09338	0.173096
21600	0,07	0.09338	0.103061	0.09338	0.112742	0.09338	0.132103
21600	0,15	0.09338	0.071588	0.09338	0.049795	0.09338	0.086548
21600	0,23	0.09338	0.032406	0.09338	0.043274	0.09338	0.086548
43200	0,07	0.09338	0.098220	0.09338	0.103061	0.09338	0.112742
43200	0,15	0.09338	0.082484	0.09338	0.071588	0.09338	0.049795
43200	0,23	0.09338	0.062893	0.09338	0.032406	0.09338	0.043274

Таблиця 2

Вартість електроенергії про впровадженні на горизонтах 500 і 940 метрів системи розподіленої генерації з ПГАЕС під час дії пікового тарифу

E , кВт·год/ день	Q , м ³ /с	Одна гідротурбіна на горизонті 500 м		Дві гідротурбіни на горизонті 500 м		Чотири гідротурбіни (дві на горизонті 500 і дві на горизонті 940 м)	
		мережа	мережа та ПГАЕС	мережа	мережа та ПГАЕС	мережа	мережа та ПГАЕС
10800	0,07	0.14007	0.147475	0.14007	0.154881	0.14007	0.173096
10800	0,15	0.14007	0.053056	0.14007	0.086548	0.14007	0.173096
10800	0,23	0.14007	0.043274	0.14007	0.086548	0.14007	0.173096
21600	0,07	0.14007	0.143773	0.14007	0.147475	0.14007	0.154881
21600	0,15	0.14007	0.096563	0.14007	0.053056	0.14007	0.086548
21600	0,23	0.14007	0.037790	0.14007	0.043274	0.14007	0.086548
43200	0,07	0.14007	0.141921	0.14007	0.143773	0.14007	0.147475
43200	0,15	0.14007	0.118316	0.14007	0.096563	0.14007	0.053056
43200	0,23	0.14007	0.088930	0.14007	0.037790	0.14007	0.043274

На рис. 1 темна ділянка позначає область раціонального застосування системи електропостачання, що передбачає отримання живлення від електричної мережі, що не включає ПГАЕС, світла – системи розподіленої генерації з ПГАЕС.

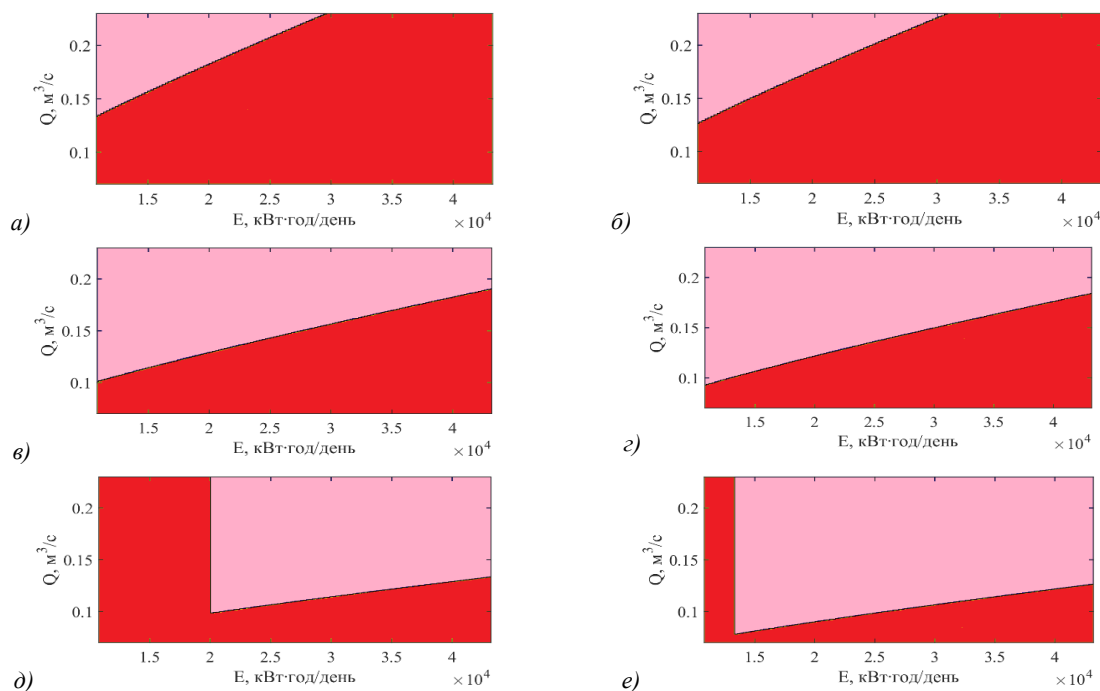


Рис. 1. Оптимальна, за критерієм чистої приведенної вартості, система електропостачання горизонтів 500 і 940 метрів, залежно від зміни навантаження та витрат води при впровадженні: а - однієї гідротурбіни базовий тариф; б - піковий тариф; в - двох гідротурбін базовий тариф; г - піковий тариф; д - чотирьох гідротурбін базовий тариф; е - піковий тариф

Аналіз отриманих результатів (рис. 1а) показує, що при чинному тарифі на електроенергію $\alpha_{ee} = 93,38$ грн/МВт·год систему комбінованого електропостачання з гідрогенератором доцільно застосовувати у разі забезпечення інтенсивності водного потоку вище $0,1339 \text{ м}^3/\text{с}$ при середньодобовому споживанні потужності $10800 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ на день; $0,1899 \text{ м}^3/\text{с}$ – при $21600 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ на день і $0,23 \text{ м}^3/\text{с}$ – при $29520 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ на день. Зменшення витрати води нижче зазначених показників призводить до перевищення вартості для систем без ПГАЕС у порівнянні з варіантом без неї, що свідчить про неефективність застосування системи комбінованого електропостачання. Відзначимо також, що при рівні енергоспоживання вище $29520 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ застосування системи з ПГАЕС недоцільне.

Площа області ефективного застосування системи комбінованого електропостачання з власними об'єктами розподіленої генерації у межах розглянутої зміни параметрів при $\alpha_{ee} = 93,38$ грн/МВт·год склала $17,2 \%$. Це найбільш несприятливі умови для модернізації енергосистеми з усіх розглянутих, так як їх сукупність продемонструвала найнижчу область, коли застосування системи розподіленої генерації є доцільним.

Застосування тарифу для пікових годин – $\alpha_{ee} = 140,07$ грн/МВт·год очікувано призводить до підвищення ефективності системи комбінованого електропостачання, що містить ПГАЕС з однією гідротурбіною на горизонті 500 метрів.

Приведена вартість електроенергії в системі з ПГАЕС (табл. 2) перевищує піковий тариф при $Q = 0,07 \text{ м}^3/\text{с}$ для всіх розглянутих варіантів споживаної потужності, що свідчить про низьку ефективність системи розподіленої генерації при низьких витратах води через генеруючий гідроагрегат. Відзначимо, що вартість електроенергії в системі комбінованого електропостачання близька до пікового тарифу при $Q = 0,15 \text{ м}^3/\text{с}$ і рівні енергоспоживання $E = 43200 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ – менша лише на $15,53 \%$.

Графік (рис. 1б) демонструє, що систему без ПГАЕС доцільно застосовувати при інтенсивності водного потоку нижче $0,1264 \text{ м}^3/\text{с}$ для $E = 10800 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ на день, $0,1839 \text{ м}^3/\text{с}$ – для $E = 21600 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ на день і $0,23 \text{ м}^3/\text{с}$ – для $E = 30960 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ на день. Тобто область застосування системи розподіленої генерації з ПГАЕС збільшується до $19,6 \%$ у порівнянні з тарифом $\alpha_{ee} = 93,38$ грн/МВт·год, проте не значно тільки на $2,4 \%$. Відзначимо також, що при рівні енергоспоживання вище $30960 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ застосування системи з ПГАЕС недоцільне.

На наступному етапі досліджень проведено розрахунки для варіанту встановлення двох гідротурбін на горизонті 500 метрів шахти «Криворізька». Результати обчислювального експерименту для базового тарифу $\alpha_{ee} = 93,38$ грн/МВт·год зведені у табл. 1.

Співставивши результати наведені у табл. 1 видно, що приведена вартість електроенергії в системі з ПГАЕС і двома гідротурбінами зростає. Це зумовлюється збільшенням у два рази капітальних витрат на придбання генеруючого обладнання та річної вартості обслуговування і планово-попереджувальних ремонтів.

Вартість електроенергії (табл. 1) перевищує тариф встановлений електропостачальною компанією для всіх варіантів енергоспоживання при $Q = 0,07 \text{ м}^3/\text{с}$. У випадку коли $Q = 0,15 \text{ м}^3/\text{с}$, $0,23 \text{ м}^3/\text{с}$ і $E = 10800 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ приведена вартість близька до базового тарифу і менший за нього лише на $7,32 \%$.

Графік (рис. 1в) демонструє, що систему без ПГАЕС доцільно застосовувати при інтенсивності водного потоку нижче $0,1006 \text{ м}^3/\text{с}$ для $E = 10800 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ на день, $0,1334 \text{ м}^3/\text{с}$ – для $E = 21600 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ на день і $0,1906 \text{ м}^3/\text{с}$ – для $E = 43200 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ на день. Тобто область застосування системи розподіленої генерації з ПГАЕС та двома гідротурбінами суттєво зростає і складає $51,57 \%$, що більше на $37,37 \%$ і $31,97 \%$ ніж для системи з одним гідроагрегатом під час дії базового і пікового тарифів, відповідно.

При застосуванні пікового тарифу на електроенергію дані про розрахунок приведеної вартості електроенергії в системі з двома гідроагрегатами (табл. 2) та за умови дії пікового тарифу показують, що порівняно з варіантом, де дефіцит потужності покривається за рахунок придбання

електроенергії за базовим тарифом (табл. 1), вартість зростає. Проте окрім випадків коли $Q = 0,07 \text{ м}^3/\text{с}$ вона залишається нижчою за $\alpha_{ee} = 140,07 \text{ грн/МВт} \cdot \text{год}$.

Графік (рис. 1з) демонструє, що систему без ПГАЕС доцільно застосовувати при інтенсивності водного потоку нижче $0,0926 \text{ м}^3/\text{с}$ для $E = 10800 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ на день, $0,1261 \text{ м}^3/\text{с}$ – для $E = 21600 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ на день і $0,1839 \text{ м}^3/\text{с}$ – для $E = 43200 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ на день. Тобто область у межах якої застосовування системи електропостачання з ПГАЕС дещо розширюється на 4,34 % до 55,91 % порівняно з варіантом наведеним на рис. 1в, який відповідає базовому тарифу.

На завершальному етапі було розглянуто доцільність впровадження системи розподіленої генерації з ПГАЕС, розміщеними на горизонтах 500 і 940 шахти «Криворізька». Враховуючи, що у даному варіанті використовується енергетичний потенціал скидання вод з декількох шахт, тому передбачається встановлення чотирьох гідроагрегатів – по два на кожному горизонті.

Значне збільшення витрат на придбання генеруючого обладнання (чотирьох гідротурбін) та його подальше обслуговування призводить до перевищення тарифу $\alpha_{ee} = 93,38 \text{ грн/МВт} \cdot \text{год}$ приведеною вартістю електроенергії у системі розподіленої генерації, окрім випадків, коли енергоспоживання становить $E = 21600 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ і $E = 43200 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ при витратах води $Q = 0,15 \text{ м}^3/\text{с}$ та $Q = 0,23 \text{ м}^3/\text{с}$. В умовах низького споживання потужності й інтенсивності водного потоку через гідроагрегати, вигідно здійснювати електропостачання споживачів тільки від мережі з придбанням електроенергії у оператора розподілу. Модернізація електричної мережі шахти зі зведенням ПГАЕС при цьому не доцільна, тому що економічний ефект від генерації протягом 25 років не покриває капіталовкладень та експлуатаційних витрат. Для більш ефективного використання енергетичного потенціалу ПГАЕС горизонтів 500 і 940 метрів від них потрібно забезпечувати живлення більшої кількості споживачів.

Графік (рис. 1д) демонструє, що систему без ПГАЕС доцільно застосовувати при інтенсивності водного потоку нижче на день, $0,1011 \text{ м}^3/\text{с}$ – для $E = 21600 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ на день і $0,1336 \text{ м}^3/\text{с}$ – для $E = 43200 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ на день. Особливістю даного випадку є те, що при рівні енергоспоживання нижче $E = 20160 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ використання ПГАЕС у системі електропостачання недоцільне при будь-якому значенні витрат води через гідротурбіни. У результаті область у межах зміни параметрів, де застосування системи розподіленої генерації, дещо зменшилася на 0,93 % до 50,64 % порівняно з випадком, коли діє базовий тариф і встановлюються дві гідротурбіни на горизонті 500 метрів.

Під час дії пікового тарифу вартість електроенергії збільшується у 1,5 рази до $\alpha_{ee} = 140,07 \text{ грн/МВт} \cdot \text{год}$ і, відповідно, зростають витрати на її придбання з мережі оператора розподілу, приведена вартість електроенергії системи розподіленої генерації з ПГАЕС (табл. 2) стає нижчою за діючий тариф не тільки при $Q = 0,23 \text{ м}^3/\text{с}$ як для $\alpha_{ee} = 93,38 \text{ грн/МВт} \cdot \text{год}$, а й при $Q = 0,15 \text{ м}^3/\text{с}$, тобто енергетичний потенціал водовідливу використовується ефективніше.

Графік (рис. 1е) демонструє, що систему без ПГАЕС доцільно застосовувати при інтенсивності водного потоку нижче $0,0926 \text{ м}^3/\text{с}$ – для $E = 21600 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ на день і $0,1259 \text{ м}^3/\text{с}$ – для $E = 43200 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ на день. У даному випадку на відміну від дії базового тарифу, систему з ПГАЕС недоцільно застосовувати при зниженні електроспоживання нижче $E = 13440 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ (для $\alpha_{ee} = 93,38 \text{ грн/МВт} \cdot \text{год}$ ця межа становила $E = 20160 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ (рис. 1д)). Це значно розширило область застосування системи електропостачання з об'єктами розподіленої генерації порівняно з попереднім випадком. Відзначимо також, що порівнюючи площу області раціонального застосування системи з чотирма гідроагрегатами з відповідними площами при встановленні однієї або двох гідротурбін, то вона є найбільшою і становить 72,84 %.

Тобто незважаючи на високий рівень капітальних витрат на придбання генеруючого обладнання та подальше його обслуговування даний варіант є найкращим для електропостачання в умовах, коли відбувається зміна електроспоживання або витрат води через гідротурбіни.

Висновки та напрямки подальших досліджень. У даній роботі на прикладі шахти «Криворізька» АТ «Кривбасзалізрудком» виконано аналіз доцільності створення на базі головних водовідливних комплексів шахт пікових гідроакмулюючих електростанцій. При цьому розглядалися три різні конфігурації ПГАЕС: зі встановленням однієї гідротурбіни на горизонті 500 м,

двох гідротурбін на тому ж горизонті 500 м, а також встановлення чотирьох гідротурбін – окремо по дві на горизонтах 500 м і 940 м, відповідно. З точки зору вартості електроенергії найсприятливішими умовами для впровадження системи розподіленої генерації продемонстрував випадок зі встановленням однієї гідротурбіни на горизонті 500 метрів. У такому випадку приведена вартість електроенергії перевищувала діючий тариф практично для всіх розглянутих умов функціонування, окрім випадків з дуже малими витратами води через гідроагрегат. Це зумовлюється оптимальним співвідношенням між, з одного боку, капіталовкладеннями на придбання обладнання ПГАЕС та вартістю його обслуговування і планово-попереджувальних ремонтів, з іншого – рівнем покриття потреб споживачів згенерованою електроенергією.

Використання гідроенергетичного потенціалу головних водовідливних комплексів залізрудних шахт шляхом застосування ПГАЕС дозволяє підвищити ефективність електропостачання споживачів за рахунок зменшення витрат на придбання електроенергії з зовнішньої енергосистеми. Це забезпечить зниження собівартості кінцевої продукції та підвищення її конкурентоздатності.

Список літератури

1. **Budnikov K., Sinchuk O., Sinchuk I., Beridze T., Filipp Y., Dozorenko O., and Strzelecki R** Assessment of the factors influencing on the formation of energy-oriented modes of electric power consumption by water-drainage installations of the mines. *Mining of Mineral Deposits*. Vol. 15, no 4. 2021. pp. 25-33. doi:10.33271/mining15.04.025.
2. **Sinchuk I., Mykhailenko O., Kupin A., Ilchenko O., Budnikov K. and Baranovskyi V.** Developing the algorithm for the smart control system of distributed power generation of water drainage complexes at iron ore underground mines. 2022 IEEE 8th International Conference on Energy Smart Systems (ESS). 2022. pp. 116-122. doi: 10.1109/ESS57819.2022.9969263.
3. **Al-Masri HMK, Al-Quraan A, AbuElrub A, Ehsani M.** Optimal Coordination of Wind Power and Pumped Hydro Energy Storage. *Energies*. 2019;12(22):4387. doi:10.3390/en12224387
4. **Alturki FA, Awwad EM.** Sizing and Cost Minimization of Standalone Hybrid WT/PV/Biomass/Pump-Hydro Storage-Based Energy Systems. *Energies*. 2021;14(2):489. doi:10.3390/en14020489
5. **Zhang D, Du T, Yin H, Xia S, Zhang H.** Multi-Time-Scale Coordinated Operation of a Combined System with Wind-Solar-Thermal-Hydro Power and Battery Units. *Applied Sciences*. 2019;9(17):3574. doi:10.3390/app9173574
6. **Dunca G, Bucur DM, Aldea A, Georgescu AM, Georgescu SC.** EPANET Modelling of a High Head Pumped-Storage Hydropower Facility. *Proceedings*. 2018;2(11):608. doi:10.3390/proceedings2110608
7. **Uskov A, Shchokin V, Mykhailenko O, Kryvenko O.** The fuzzy logic controllers synthesis method in the vector control system of the wind turbine doubly-fed induction generator. *E3S Web Conf.* 2020;166:04006. doi:10.1051/e3sconf/202016604006
8. **Mykhailenko O.** Modeling and simulating dynamics of lithium-ion batteries using block-oriented models with piecewise linear static nonlinearity. *E3S Web Conf.* 2021;280:05004. doi:10.1051/e3sconf/202128005004
9. **Morabito, A.; Spriet, J.; Vagnoni, E.; Hendrick, P.** Underground Pumped Storage Hydropower Case Studies in Belgium: Perspectives and Challenges. *Energies* 2020, 13, 4000. <https://doi.org/10.3390/en13154000>
10. **Šćekić L., Mujović S., Radulović V.** Pumped Hydroelectric Energy Storage as a Facilitator of Renewable Energy in Liberalized Electricity Market. *Energies. MDPI AG*, 2020. Vol. 13, № 22. P. 6076.
11. **Al-Addous M., Al Hmidan S., Jaradat M., Alasis E., Barbana N.** Potential and Feasibility Study of Hybrid Wind-Hydroelectric Power System with Water-Pumping Storage: Jordan as a Case Study. *Applied Sciences*. 2020. 10(9). P. 3332. <https://doi.org/10.3390/app10093332>
12. **Madlener, R.; Specht, J.M.** An Exploratory Economic Analysis of Underground Pumped-Storage Hydro Power Plants in Abandoned Deep Coal Mines. *Energies* 2020, 13, 5634. <https://doi.org/10.3390/en13215634>
13. **Singh, N.K.; Koley, C.; Gope, S.; Dawn, S.; Ustun, T.S.** An Economic Risk Analysis in Wind and Pumped Hydro Energy Storage Integrated Power System Using Meta-Heuristic Algorithm. *Sustainability* 2021, 13, 13542. <https://doi.org/10.3390/su132413542>
14. **Chaima, E.; Lian, J.; Ma, C.; Zhang, Y.; Kavwenje, S.** Complementary Optimization of Hydropower with Pumped Hydro Storage-Photovoltaic Plant for All-Day Peak Electricity Demand in Malawi. *Energies* 2021, 14, 4948. <https://doi.org/10.3390/en14164948>
15. Optimal System Type Plot. *Homer Energy*: веб-сайт. URL: <https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/3.11/optimal-system-type-plot.html> (дата звернення: 31.03.2023).

Рукопис подано до редакції 12.04.2023