УДК 621.311.21. 004.14

ВАСЬКО П.Ф., докт. техн. наук,,
ВЕРБОВИЙ А.П., канд. техн. наук,
ІБРАГІМОВА М.Р., ПАЗИЧ С.Т.
Інститут відновлюваної енергетики НАН України, Київ

ГІДРОАКУМУЛЮВАЛЬНІ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ — ТЕХНОЛОГІЧНА ОСНОВА ІНТЕГРАЦІЇ ПОТУЖНИХ ВІТРО- ТА ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ ДО СКЛАДУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ УКРАЇНИ

Виконано порівняльний аналіз техніко-економічних показників різних технологій інтеграції потужних вітро- та фотоелектричних станцій до складу електроенергетичної системи. Обгрунтовано доцільність застосування гідроакумулювальних електростанцій.

Ключові слова: акумулювання енергії, вітроелектрична станція, гідроакумулювальна станція, електроенергія, електросистема, інтеграція, фотоелектрична станція.

Вступ. Використання енергії вітро- та фотоелектричних установок (ВЕУ, ФЕУ) в системах автономного енергозабезпечення об'єктів знаходить широке розповсюдження і вже стало незаперечним фактом та довело свою конкурентоздатність стосовно традиційних енергетичних технологій. Ефективність і надійність електропостачання на основі ВЕУ та ФЕУ досягається в результаті застосування накопичувачів енергії, що компенсують нестабільність та непередбачуваність зміни потужності установок внаслідок добової нерівномірності надходження енергії відновлюваних джерел (ВДЕ).

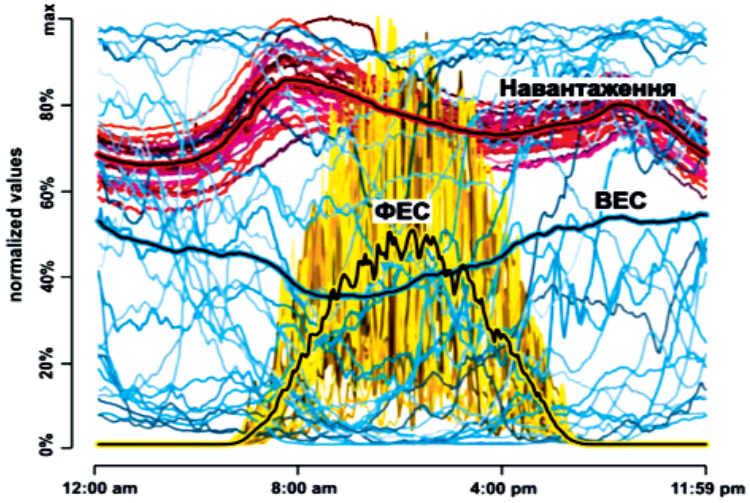

Рис. 1. **Добові та середньомісячні значення потужності ВЕС та ФЕС в складі електроенергетичної системи**

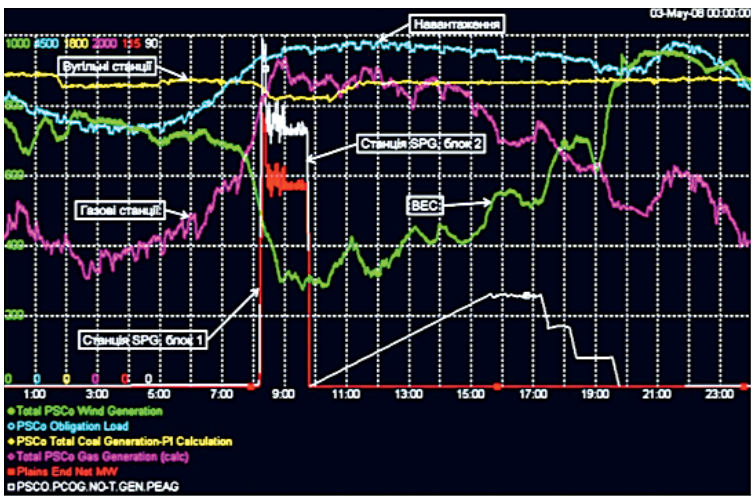

Рис. 2. **Добовий графік потужності електросистеми**

Згідно положень Директиви 2009/28/ЄС використання відновлюваної енергетики в країнах ЄС на кінець 2020 року передбачено на рівні 20% від загального обсягу споживаної енергії. Рішенням Ради Міністрів Енергетичного Співтовариства D/2012/04/MC-EnC визначено, що в Україні обсяг використання енергії відновлюваних джерел в загальній структурі енергопостачання країни повинен складати 11% на кінець 2020 року. Національний план дій України з відновлюваної енергетики на період до 2020 року (затверджено Розпорядженням КМ України від 1 жовтня 2014 № 902-р) передбачає в період 2014-2020 років збільшення потужності вітроенергетики з 497 МВт до 2280 МВт, а сонячної енергетики - з 819 МВт до 2300 МВт. Інтегрування зазначених обсягів відновлюваної енергетики в діючі електроенергетичні системи потребує вирішення складних технологічних і організаційних завдань, зумовлених наступними факторами:

- графік виробництва енергії вітровими і фотоелектричними станціями (ВЕС, ФЕС) має імовірнісний характер і не збігається з графіком споживання енергії в електроенергетичній системі;

- процес виробництва енергії ВЕС та ФЕС характеризується нестабільністю параметрів електроенергії, зумовленою пульсаціями швидкості вітру і зміною інтенсив-

ності сонячного випромінювання.

Постановка задачі дослідження. Стохастична зміна параметрів генерованої електроенергії потужними ВЕС і ФЕС одночасно зі зміною навантаження є передумовою їх відключення від електросистеми для забезпечення сталого функціонування і необхідної якості напруги у споживачів [1, 2]. Приклад зміни потужності електросистеми Каліфорнії (США) за добу впродовж квітня місяця 2010 року наведено на (Рис. 1) за інформації системного оператора [3]. Зміна потужності генерування ФЕС та ВЕС значно більша за діапазон зміни навантаження системи.

Традиційний метод узгодження процесів виробництва і споживання електроенергії в енергосистемі зі значною часткою потужності відновлюваних джерел енергії полягає в будівництві додаткових маневрених і резервних потужностей. З метою досягнення значної швидкодії резерву та його енергетичної ефективності знаходять застосування електростанції Smart Power Generation (SPG) на основі газотурбінних установок та двигунів внутрішнього згоряння. Одинична потужність таких станцій сягає 380 МВт включно. За приклад, на (Рис. 2) показано скрин-шот екрана оператора електросистеми Колорадо (США), де зафіксовано ввімкнення зазначеного резерву SPG за одночасного зменшення потужності ВЕС та збільшення навантаження системи [4].

Найбільш ефективним регулятором для реалізації інтеграції ВЕС та ФЕС до складу електросистеми слугують гідроелектричні станції, проте їх потенціал в Україні практично вичерпано, а будівництво нових регуляторів на органічному паливі для відновлюваної енергетики є проблематичним (неприйнятним) із-за відсутності вітчизняних паливних ресурсів в достатніх обсягах.

Альтернативний підхід до вирішення проблеми інтеграції в електроенергетичну систему непередбачуваного надходження енергії ВДЕ полягає в її накопиченні з подальшим використанням за заданим графіком для ста-

Рис. 3. **Діапазони потужностей та капітальних затрат технологій акумулювання**

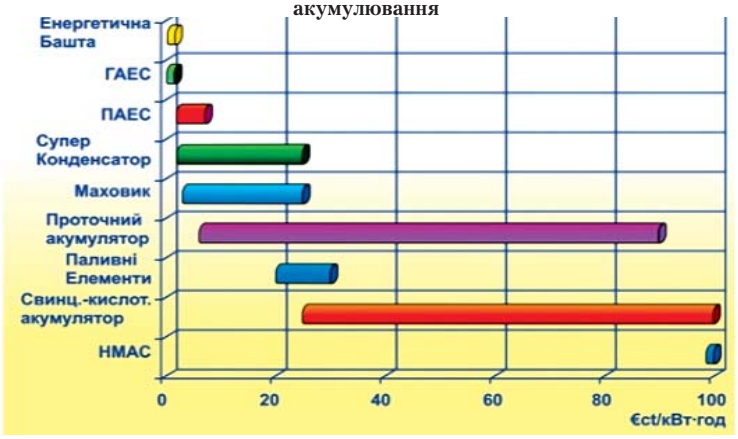

Рис. 4. **Питома вартість електроенергії різних технологій акумулювання**

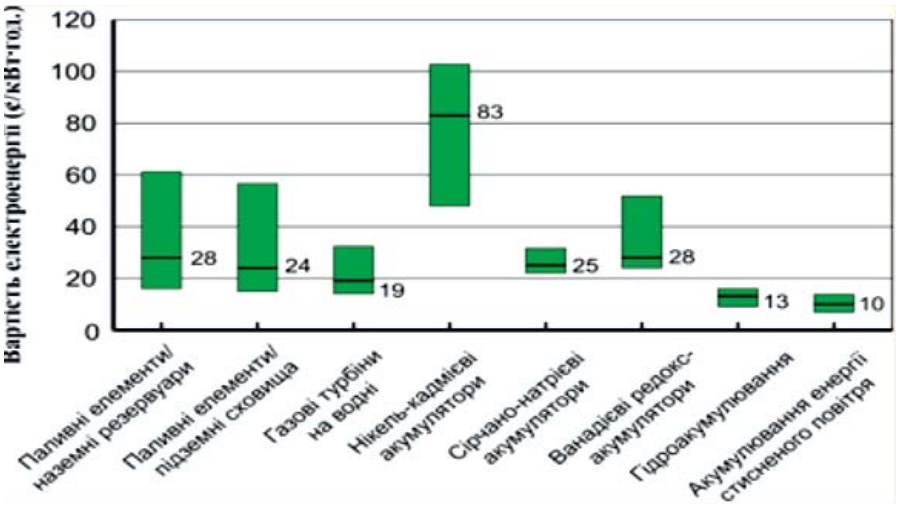

Рис. 5. **Діапазон зміни вартості виробництва електроенергії для систем акумулювання електричної енергії**

Рис. 6. **Поточний рівень розвитку технологій акумулювання**

Таблиця 1. **Показники енергетичної ефективності технологій акумулювання електроенергії вітро- та фотоелектричних установок**

Технологія	η , (%)	λ , од.	D , (%)	ESOI, в.о.	EROI, в.о.
Li-ion (літій-іонна)	90	6000	80	32	-
NaS (натрієво-сірчана)	75	4750	80	20	-
PbA (свинцево-кислотна)	90	700	80	5	-
VRB (ванадієва редокс-система)	75	2900	100	10	-
ZnBr (цинк-бром)	60	2750	80	9	-
ПАЕС	70	25000	-	797	-
ГАЕС	85	25000	-	704	-
ФЕУ (кремнійові пластини)	-	-	-	-	8
ВЕУ	-	-	-	-	86

лого функціонування системи. Необхідно визначити прийнятну технологію акумулювання електроенергії потужних ВЕС і ФЕС згідно зазначених в Національному плані дій з відновлюваної енергетики обсягів їх впровадження.

Аналіз техніко-економічних показників різних технологій акумулювання електроенергії. Вибір раціональної технології в кожному конкретному випадку залежить від наступних параметрів: необхідна потужність, обсяг енергії, кількість циклів заряду-розряду, термін служби, питома вартість інвестицій, експлуатаційні витрати, питома вартість генерованої електроенергії та інші. Порівняльний сучасний аналіз техніко-економічних показників дев'яти найбільш поширених технологій опубліковано Генеральною дирекцією з енергетики EUROPEN COMMISSION [5] за результатами Об'єднаного дослідного центру (JRC, 2012). Досяжний діапазон потужності та відповідна питома вартість інвестицій для деяких технологій наведено в матеріалах обґрунтування спорудження гідроакумулювальних електростанцій в Австрії [6]. Там же наведено і експлуатаційні витрати на забезпечення функціонування різних технологій, зокрема - надпровідникових магнітних акумулювальних систем (НМАС), гідроакумулювальних електростанцій (ГАЕС), пневмоакумулювальних електростанцій (ПАЕС). Кількісні значення техніко-економічних показників показано на Рис. 3, 4.

Остаточна економічна ефективність технології залежить також від втрат енергії на стадіях зарядки та зберігання і характеризується питомою вартістю генерування електроенергії. Результати досліджень [7,8] засвідчують, що на даному етапі розвитку техніки існують лише дві технології акумулювання, які надають можливості для вирішення завдання інтеграція відновлюваної і традиційної енергетики значних потужностей. До них відносяться акумулювання потенційної енергії у вигляді стисненого повітря або газу (ПАЕС) і у вигляді запасу води (ГАЕС). Згідно з даними Тихоокеанської Північно-західної національної лабораторії США [9] в даний час експлуатуються два потужних комплекси ПАЕС. Найбільший з них має потужність 290 МВт (Huntorf, Німеччина) і функціонує з 1978 року. Другий комплекс потужністю 110 МВт працює в штаті Алабама (США) з 1991 року. Обидві станції використовують в якості резервуара для стисненого повітря соляні шахти і печери.

Зазначені технології характеризуються найменшою питомою вартістю генерування електроенергії, середнє значення якої для ПАЕС становить 0,1 $/кВт-год., а для ГАЕС — 0,13 $/кВт-год. У першому випадку величина вартості наведена за умови наявності природних ре-

Таблиця 2. **Найпотужніші ГАЕС у світі**

Назва ГАЕС	Країна	Встановлена потужність (МВт)	Рік введення в експлуатацію
Bath County	США	3003	1985
Kanagawa	Япония	2820	2006
Guangzhou	Китай	2448	2011
Guangdong	Китай	2400	2000
Okutataragi	Япония	1932	1974
Ludington	США	1872	1973
Tianhuangping	Китай	1836	200
Tianhuangping	Китай	1836	2000
Grand Maison Dam	Франция	1820	1985
Baishan Dam	Китай	1800	1984
Dinorwig	Великобритания	1728	1984
Raccoon Mountain	США	1652	1978
Okukiyotsu	Япония	1660	1997
Kazunogawa	Япония	1600	2001
Mingtan	Тайвань	1600	1994

зервуарів великої місткості для зберігання повітря (газу) під тиском, а в разі ГАЕС — з урахуванням будівництва всього комплексу споруд. Досягнуті діапазони зміни вартості різних технологій акумулювання наведені на Рис. 5 відповідно до [7].

Так як використання ВДЕ здійснюється задля зменшення потреби у викопних паливних ресурсах, то для вибору прийнятної технології акумулювання електроенергії потужних ВЕС та ФЕС доцільно приймати до уваги не лише її економічну ефективність на поточний час, але й енергетичну ефективність, яка на сьогодні характеризується такими показниками як: коефіцієнт корисної дії процесу заряду (η), досяжна кількість циклів заряд-розряд (λ), глибина розряду (D), енергетична рентабельність (ESOI — Energy Stored on Invested). Значення ESOI відповідає відношенню накопиченої енергії протягом терміну служби акумулятора, до кількості затраченої енергії на його створення. Для вітрота фотоелектричних установок енергетична рентабельність (EROI — Energy Return on Investment) визначається аналогічним чином [10]. Кількісні значення показників енергетичної ефективності для найбільш поширених технологій акумулювання електричної енергії наведені в Талб. 1 за результатами [11].

Результати сумісного аналізу економічної ефективності (Рис. 5) та енергетичної ефективності (Табл. 1) різних технологій акумулювання електроенергії засвідчують, що за потреби акумулювання енергії потужних ВЕС та ФЕС пріоритет належить застосуванню ПАЕС (за наявності відповідних печер та шахт) та ГАЕС.

Міжнародне енергетичне агентство (IEA, 2014) в своїй Дорожній карті з акумулювання енергії [12] також надає перевагу використанню ГАЕС як єдино можливому комерційному проекту за потреби акумулювання електроенергії в значних промислових обсягах з урахуванням вартості та ризиків технології (Рис. 6.).

Стан досліджень в області гідроакумулювання енергії відновлюваних джерел в Європі. Європейська політика у сфері енергетики і клімату спрямована на використання енергії відновлюваних джерел в 2020 році на рівні 20% від загального попиту. Електроенергетичні системи повинні бути гнучкими, щоб гарантувати в будь-який момент рівновагу між генерацією і споживанням. Забезпечення гнучкості електросистеми при наявності значної частки змінної величини потужності вітрових і сонячних електростанцій може бути досягнуто шляхом застосування технології акумулювання енергії в промислових обсягах. Ця технологія може бути реалізована на основі використання ГАЕС, на яких в даний час акумулюється до 99% поточного світового обсягу зберігання електроенергії. Однак, на території континентальної частини Європи дуже мало сприятливих місць для побудови традиційних ГАЕС зі стандартним перепадом висот між двома басейнами-акумуляторами більше 150 метрів. Тому проводяться інтенсивні дослідження можливостей створення ГАЕС з розташуванням басейнів навіть на відстані до 20 км один від одного з перепадом висот між ними від 50 метрів. Зокрема, в якості одного з басейнів оцінюється використання вже існуючої природної водойми для зменшення негативних змін геоморфологічних процесів в руслі і долині річки, важливих змін ландшафту і примусового переселення людей. Результати досліджень по даній темі висвітлені в звітах Об'єднаного дослідницького центру Європейської комісії [13,14]. Додаткові можливості для гідроакумулювання енергії ВДЕ в промислових масштабах можуть бути реалізовані в разі використання ГАЕС на морській воді і розташування верхнього басейну-акумулятора на березі. Перші проекти таких станцій реалізовані на островах в Японії та Іспанії [15, 16]. Найбільш масштабні пропозиції на даний час існують для Ірландії [17]. В 2017 році розпочинається будівництво комплексу ГАЕС на морській воді потужністю в 300 МВт та фотоелектричної станції потужністю в 600 МВт у Чилі в пустелі Атакама на березі Тихого Океану [18]. Влада Шотландії розглядає проект спорудження ГАЕС потужністю 600 МВт, розміщеної на скелястому високогір'ї [19]. Для Чорноморського узбережжя України виконано оцінку економіко-екологічних умов створення ГАЕС на морській воді [20] і рекомендовано місце розташування станції потужністю 800 МВт [21] для акумулювання енергії ВДЕ. Досліджуються можливості спорудження ГАЕС, розташованих в морі [22].

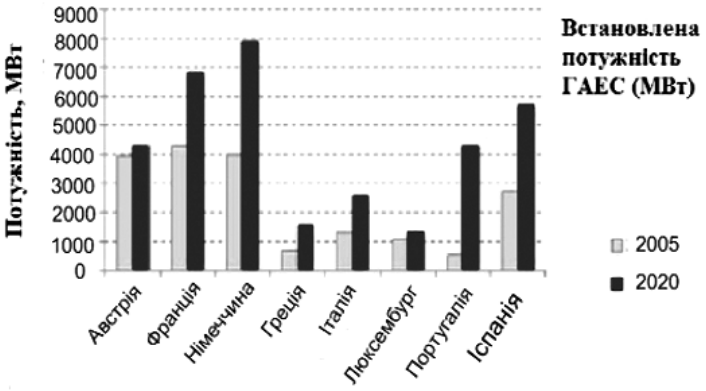

Рис. 7. **Потужності ГАЕС основних експлуатантів в країнах ЄС**

Таблиця 3. **Потужності ГАЕС у країнах ЕС**

	ГАЕС (МВт встановлено на кінець 2010 р.)	ГАЕС (МВт встановлено в 2011-2015 р)
Італія	8895	
Німеччина	7326	74
Іспанія	5657	1270
Франція	5229	
Австрія	3774	1027
Великобританія	3251	
Швейцарія	2729	1628
Польща	1948	
Норвегія	1690	
Болгарія	1330	
Чехія	1239	
Бельгія	1186	
Люксембург	1145	200
Португалія	968	1660
Словаччина	968	
Литва	820	
Греція	729	
Ірландія	594	
Туреччина	500	
Швеція	466	
Румунія	378	
Словенія	185	
Фінляндія	0	
Латвія	0	
Угорщина	0	
Нідерланди	0	
Данія	0	
Кіпр	0	
Естонія	0	
Мальта	0	
Всі 27 країн ЕС плюс: Норвегія, Туреччина, Швейцарія	51 ГВт	6 ГВт

Перспективи та плани спорудження ГАЕС в світі та Україні. ГАЕС традиційно використовуються для балансування процесів виробництва та споживання електроенергії і є важливою складовою промислових електроенергетичних систем великої потужності в різних країнах світу. Перша станція була побудована в 1882 році в Леттене (Швейцарія). Технічні параметри, характеристики, конструктивні особливості та режими функціонування багатьох ГАЕС узагальнені і наведені в [23—25]. Список і параметри найпотужніших станцій світу наведені в Табл. 2.

Згідно Національних планів дій країн ЄС в сфері відновлюваної енергетики встановлена на їх територіях потужність ГАЕС буде збільшена з 18,7 ГВт в 2005 році до 34,8 ГВт в 2020 році. Розподіл потужності ГАЕС за основними країнами показано на (Рис. 7), а для всіх країн-членів ЄС наведено в Табл. 3 [26].

Так, зокрема, Федеральною комісією з регулювання енергетики США (FERC) видано за останні роки попередніх дозволів на будівництво 45 нових ГАЕС сумарною потужністю близько 35 ГВт, а портфель пропозицій перевищує 40 ГВт [8].

Плани розвитку ВДЕ разом з гідроелектростанціями (ГЕС) та ГАЕС для світової спільноти на період до 2050 року узагальнено в [27] і наведено в Табл. 4, де представлено два сценарії розвитку подій, а кількісні результати надано у відсотках до загального обсягу виробництва електроенергії.

В Україні, станом на 2016 рік, знаходяться в експлуатації Київська ГАЕС потужністю 235 МВт, три агрегати Дністровської ГАЕС загальною потужністю 972 МВт та два агрегати Ташлицької ГАЕС загальною потужністю 302 МВт. Виконуються проектні роботи на будівництво Канівської ГАЕС потужністю 1000 МВт. В Програмі розвитку гідроенергетики на період до 2026 року, схваленої розпорядженням Кабінету Міністрів України від 13 липня 2016 р. N 552-р, передбачено досягти загальної потужності ГАЕС на рівні 4,4 ГВт.

Висновок. Перспектива масштабної інтеграції вітроелектричних та фотоелектричних станцій до складу електроенергетичної системи України полягає в застосуванні гідроакумулювальних електростанцій. Взаємодоповнення випадкового переривчастого виробництва електроенергії станціями ВДЕ і можливості ГАЕС функціонувати в режимах навантаження-генерація дозволяє отримати необхідний графік потужності енергосистеми при зміні потенціалу енергії відновлюваних джерел та навантаження системи без використання викопного органічного палива.

Проекти ГАЕС повинні відповіда-

Таблиця 4. **Плани розвитку ВДЕ з ГЕС та ГАЕС на період до 2050 року**

Оцінка		Китай	США	Європа	Японія	Інший світ	Всього	Китай
Низька оцінка	ВДЕ	21%	24%	43%	18%			ВДЕ
	ГЕС	18%	6%	13%	12%			ГЕС
	ГАЕС	4%	4%	6%	11%	2%		ГАЕС
	ГВт	**119**	**58**	**91**	**35**	**109**	**412**	**ГВт**
Висока оцінка	ВДЕ	34%	37%	48%	33%			ВДЕ
	ГЕС	15%	6%	11%	13%			ГЕС
	ГАЕС	5%	8%	10%	12%	3%		ГАЕС
	ГВт	**179**	**139**	**188**	**39**	**164**	**700**	**ГВт**

ти вимогам чинної нормативно-технічної та правової бази України в енергетичній, будівельній, природоохоронній та соціальній сферах.

ЛІТЕРАТУРА

1. *System* requirements for wind power plants (https://-www.sintef.no/globalassets/-upload/energi/pdf/vind/tr-a6586.pdf)

2. *A Review* of Grid Requirements for Wind Farm in Denmark and China (http://www.chinawind.org.cn/cwp2012/-paper2012/072.pdf)

3. *Hawkins D.* Utility Wind Integration Group: Fall Technical Workshop, Sacramento, CA, 2005.

4. *http*://www.svek.fi/events/finnish-energy-day-in-kiev--14-9-2016/presentations/

5. *The future* role and challenges of Energy Storage. Working Paper [Електронний ресурс] // European Commission, Directorate-General for Energy. - Режим доступу: (https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/energy_storage.pdf)

6. *Speicher-* und Pumpspeicherkraftwerke in ?sterreich [Електронний ресурс] // Universit?t Innsbruck. 2011. - Режим доступу: (https://www.uni-due.de/imperia/md/content/wasserbau/30-11-aufleger.pdf)

7. *Steward D., Saur G., Penev M., Ramsden T.* Lifecycle Cost Analysis of Hydrogen Versus Other Technologies for Electrical Energy Storage // Technical Report NREL/TP-560-46719, November 2009.

8. *Paul W.* Parfomak. Energy Storage for Power Grids and Electric Transportation: A Technology Assessment // Report for Congress, March 27, 2012 / Congressional Research Service, 7-5700. www.crs.gov, R42455.

9. http://www.renewableenergyworld.com/rea/blog/-post/2013/11/pumped-storage-in-the-spotlight

10. *Charles A. S.* Hall. Energy Return on Investment. - Режим доступу: (http://energy-reality.org/wp-content/-uploads/2013/05/09_Energy-Return-on-Investment_-R1_012913.pdf)

11. *The energetic* implications of curtailing versus storing solar- and wind-generated electricity† Charles J. Barnhart,*a Michael Dale,a Adam R. Brandtb and Sally M. Bensonab/ Energy Environ. Sci., 2013, 6, 2804-2810

12. *Energy* Storage Technology Roadmap. Technology Annex [Електронний ресурс] // International Energy Agency -IEA. 2014. - Режим доступу: (https://www.iea.org/media/-freepublications/technologyroadmaps/AnnexA_Technology-Annexforweb.pdf)

13. *Pumped-hydro* energy storage: potential for transformation from single dams / EUR 25239 EN - 2012.

14. *Assessment* of the European potential for pumped hydropower energy storage / EUR 25940 EN - 2013.).

15. *Tetsuo Fujihara, Haruo Imano, Katsuhiro Oshima,* Development of Pump Turbine for Seawater Pumped-Storage Power Plant // Hitachi Review Vol. 47 (1998), No. 5 199-202

16. *El Hierro* Hydro-Wind Plant (http://-www.energystorageexchange.org/projects/907)

17. *Turning* Ireland's water and wind into energy exports (http://arstechnica.com/science/2012/02/turning-irelands-water-and-wind-into-energy-exports/)

18. *Project* Espejo de Tarapac? (http://valhalla.cl/espejo--de-tarapaca/)

19. *Loch* a' choire ghlais: Pumped storage proposal (http://alansloman.blogspot.com/2012/02/loch-choire-ghlais-pumped-storage.html)

20. *Обухов Е.В., Холодов Д.В.* Экономико-экологические оценки показателей гидроаккумулирования на побережье Украинского Причерноморья. / Одес. гос. экол. ун-т. - О. : Астропринт, 2002. - 254 с.

21. *Васько П.Ф., Ибрагимова М.Р., Пазыч С.Т.* Гидроаккумулирующие электростанции на морской воде - технологическая основа крупномасштабного использования ветровой и солнечной энергии в электроэнергетической системе Крыма // Альтернативная энергетика и экология (ISJAEE). - 2014. -№15. - С.38-49.

22. *Васько П.Ф., Пазыч С.Т.* Технические предпосылки создания морских гидроаккумулирующих электростанций для энергии возобновляемых источников // Альтернативная энергетика и экология (ISJAEE).- 2015. -№ 15-16.- С. 40-46.

23. *Кароль Л.А.* Гидравлическое аккумулирование энергии. - М.: Энергия, 1975. - 168 с.

24. *Шейнман Л.Б.* Гидроаккумулирующие электростанции. - М.: Энергия, 1978. - 184 с.

25. *Синюгин В.Ю., Магрук В.И., Родионов В.Г.* Гидроаккумулирующие электростанции в современной электроэнергетике. - М. : ЭНАС, 2008. - 352 с.

26. *Hydro* in Europe: Powering Renewables. Full Report [Електронний ресурс] // Union of the Electricity Industry. 2011. - Режим доступу: (http://www.eurelectric.org/media/-26690/hydro_report_final-2011-160-0011-01-e.pdf)

27. *Technology* Roadmap. Hydropower [Електронний ресурс] // International Energy Agency - IEA. 2012. - Режим доступу: (https://www.iea.org/publications/freepublications/-publication/2012_Hydropower_Roadmap.pdf)

© Васько П.Ф., Вербовий А.П., Ібрагімова М.Р., Пазич С.Т., 2017