

В.В. Коваленко<sup>1</sup>, Г.В. Гапіч<sup>1</sup>, В.Ю. Запорожченко<sup>1</sup>, І.Ю. Шинкаренко<sup>1</sup>, І.В. Чушкіна<sup>1</sup>,  
Д.О. Довганенко<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Дніпровський державний аграрно-економічний університет, Україна

<sup>2</sup>Дніпровський національний університет імені Олеся Гончара, Україна

## ОБҐРУНТУВАННЯ ГІДРОЕНЕРГЕТИЧНОГО ПОТЕНЦІАЛУ РІЧКИ ВОВЧА ДЛЯ ОБЛАШТУВАННЯ МАЛОЇ ГЕС У СТВОРІ ГАВРИЛІВСЬКОГО ВОДОСХОВИЩА

У статті представлено результати дослідження гідроенергетичного потенціалу річки Вовча у створі Гаврилівського водосховища. Виконано гідрологічні розрахунки витратних характеристик річки у різні періоди року. Визначена забезпеченість потужності ГЕС як для всього ряду спостережень, так і за характерними роками-моделями. Проведено техніко-економічне обґрунтування можливості облаштування міни (100–1000 кВт) та мікро (до 100 кВт) ГЕС в створі існуючої гідротехнічної споруди.

**Ключові слова:** гідроенергетичний потенціал, потужність, мала гідроелектростанція, водосховище.

### Постановка проблеми

Використання енергії відновлюваних джерел (ВДЕ) на поточний час є одним із пріоритетних напрямів розвитку світової енергетики. За останні роки в Україні частка ВДЕ в електроенергетиці сягає близько 7–9 % від загального обсягу споживання. Одним із перспективних напрямів розвитку є збільшення частки видобутку електроенергії за рахунок будівництва малих ГЕС [1–3]. Потенційні можливості малої гідроенергетики України на період до 2030 року оцінені в Енергетичній стратегії від 2006 року на рівні 1140 МВт потужності з річним обсягом виробництва електроенергії 3,34 млрд. кВт·год/рік. Станом на сьогодні в Україні діючими є близько 140 малих ГЕС загальною потужністю близько 118 МВт [4]. У зв'язку з тим, що Україна має значний невикористаний потенціал у цій сфері, актуальність даного питання є основою для проведення подальших досліджень у даному напрямі.

### Аналіз останніх досліджень і публікацій

Аналіз літературних джерел за обраною тематикою досліджень підкреслює актуальність питання розвитку гідроенергетичного потенціалу малих річок на всій території України [5]. Значний здобуток різних авторів та науковців щодо вивчення енергетичного потенціалу як рівнинних так і гірських річок нашої країни представлено у низці праць оглядового та науково-дослідного характеру [6–9]. Разом з тим актуальним залишаються питання екологічної складової та значної зарегульованості малих річок [10, 11] в контексті раціонального використання і відновлення водних ресурсів.

### Мета досліджень

Мета досліджень полягає у всебічному аналізі сучасного гідрологічного режиму річки Вовча в створі Гаврилівського водосховища та встановити теоретично можливий гідропотенціал річки (річний та посезонний) в роки різної забезпеченості, а також обґрунтувати значення встановленої (оптимальної) потужності гідроагрегатів малої (мікро) ГЕС. Під час проведення досліджень застосовувались статистичні методи аналізу однорідності багаторічних коливань стоку річки; оцінка параметрів аналітичних кривих розподілу (середнє багаторічне значення витрати  $Q$ , коефіцієнт варіації  $C_v$ , відношення коефіцієнту асиметрії до коефіцієнту варіації  $C_s/C_v$ ) виконана методом найбільшої правдоподібності. Визначення розрахункового внутрішньорічного розподілу стоку в створі проектування проведені методом реального року. Методи розрахунку гідроенергетичного потенціалу базуються на основі результатів гідрологічних вишукувань [12, 13].

Для досягнення поставленої мети вирішені такі завдання: 1) кількісно оцінено водні ресурси річки Вовча в створі Гаврилівського водосховища; 2) оцінено гідроенергетичний потенціал Гаврилівського водосховища за роками-моделями; 3) встановлено величину технічно досяжного, гарантованого та екологічно обґрунтованого гідроенергетичного потенціалу; 4) оцінено техніко-економічні показники доцільності проекту.

### Виклад основного матеріалу

Басейн річки Вовча розташований у південній частині України в степовій зоні на території

Дніпропетровської, Донецької і Запорізької областей. Довжина р. Вовча дорівнює 323 км з площею водозбору 13320 км<sup>2</sup>. Басейн р. Вовча до створу Гаврилівського водосховища разом з основною

гідрографічною сіткою показаний на рис. 1. Побудова здійснена в QGIS за результатами обробки цифрової моделі рельєфу (ЦМР) відкритих баз даних USGS [140].



Рис. 1. Оглядова схема водозбірного басейну річки Вовча (робочий інтерфейс QGIS) та світлини греблі Гаврилівського водосховища з порогами у нижньому б'єфі

Вибір створу греблі обумовлений сприятливими природними умовами і пропуском максимальних витрат води. Русло річки в створі греблі протікає в закруті петлі, приєднуючись до високого правого берега з широкою заплавою лівого берега. При виході води з берегів русла, вона широким фронтом протікає безпосередньо по заплаві не порушуючи природного режиму останньої. При цьому елементи вузла гідротехнічних споруд практично не здійснюють вплив на режим проходження паводку. За розрахунками Укргіпротводгоспу [15] максимальна розрахункова витрата води 1%-вої забезпеченості становить 1560 м<sup>3</sup>/с.

До складу гідровузла входять: глуха гребля, донний водовипуск, водозливна гребля, струмененапрявляючі дамби [15]. Гребля – глуха, земляна із суглинку, проїзна; загальною довжиною по гребню 100,8 м, шириною – 6,0 м, максимальною висотою – 11,0 м. Водозливна гребля розділяє глуху ґрунтову дамбу та знаходиться в русловій частині; гребля практичного профілю із збірно-монолітного залізобетону, довжина по гребню 65,0 м, максимальний напір – 4,0 м; в правій частині греблі влаштований шлюз, який слугує для спорожнення водосховища та змиву наносів; шлюз перекритий затворами, які

працюють в автоматичному режимі; затвор розміром 3×10 м. Шлюз на сьогодні знаходиться в незадовільному технічному стані і можливості проводити ним регулювання практично немає. Реконструкція може бути доцільною із установкою малої (мікро) ГЕС.

Спостереження за витратами води на річці Вовчій проводяться гідрометцентром України на водомірних постах біля смт. Васильківка, смт. Покровка та с. Андріївка (створ Гаврилівського водосховища). Ряди спостережень на двох останніх постах не тривалі і тому в роботі використана графічна модель (метод) приведення до багаторічного періоду [12], яким можуть бути побудовані за наявності не менш ніж шести відповідних значень річкового стоку в розрахунковому створі і створі аналогу. Дана залежність використана при рекомендованому коефіцієнту кореляції між стоком в приведеному пункті і пункті-аналогу не менше 0,7. Виділені класичні гідрологічні сезони для степової зони України: високих вод (лютий-квітень (3 місяці)); літня межінь (травень-вересень (5 місяців)); зимова межінь (жовтень-січень (4 місяці)). Результати лінійного моделювання ( $Y=a \cdot X+b$ ) представлені на рис. 2.

Розрахункові коефіцієнти кореляції більше 0,7 для всіх гідрологічних періодів.

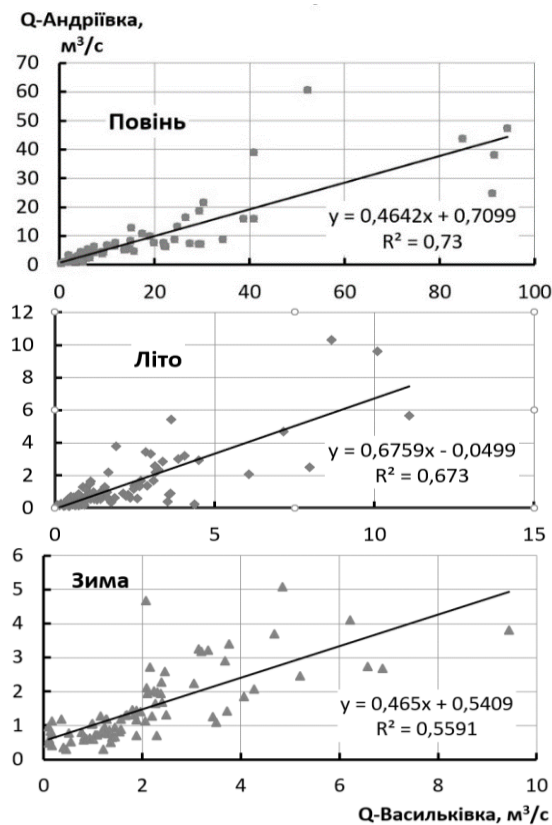


Рис. 2. Лінійна апроксимація зв'язку витрат річки Вовча на водомірному посту смт. Васильківка з витратами в розрахунковому створі за гідрологічними сезонам

За результатами лінійного моделювання відновлений ряд стоку у розрахунковому створі Гаврилівського водосховища за сучасний 40-річний період 1980–2020 рр., за яким визначено параметри розподілу витрат. Таким чином, розрахункова норма стоку р. Вовча в створі Гаврилівського водосховища складає  $Q_0 = 5,67 \text{ м}^3/\text{с}$ .

Для ефективної оцінки гідроенергетичного потенціалу р. Вовча в розрахунковому створі розраховано річний стік 50%, 75% та 90%-вої забезпеченості. Для цього побудована емпірична крива забезпеченості на сітчатці вірогідності; визначені параметри теоретичної кривої забезпеченості ( $Q_0$ ,  $C_V$  та  $C_S$ ); обчислені ординати теоретичної кривої забезпеченості; побудовані теоретичні криві та визначений річний стік за вказаними забезпеченостями. Розрахунок внутрішньорічного розподілу стоку проведено за водогосподарськими роками, тобто починаючи з багатоговодного сезону (періоду року). Обчислення виконані за групами років представлені в табл. 1.

Вказані в табл. 1 витрати за групами років заданих забезпеченостей використані для оцінки гідроенергетичного потенціалу річки. Вибір відмітки НПГ обумовлений конструкцією водозливної греблі і при перенаправленні стоку р. Вовча на гідроагрегати в межений період НПГ буде дорівнювати відмітці гребня водозливу, тобто НПГ=86,5 м.

Таблиця 1

Середньомісячні витрати (м³/с) за роками-моделями для розрахункового створу р. Вовча

Забезпеченість групи років, %	Рік-модель	Місяць												Рік
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
50%	1996	7,79	9,19	14,85	12,44	7,05	7,05	2,01	0,88	1,17	2,43	3,48	3,67	6,00
	1987	2,07	5,10	5,21	19,86	6,27	6,04	4,38	1,11	1,02	1,58	3,51	3,39	4,96
	1994	7,10	6,13	15,41	9,42	10,16	10,70	5,45	1,27	0,56	1,25	2,04	2,46	6,00
75%	2007	4,18	5,65	6,27	3,36	4,64	5,74	4,71	1,86	0,79	1,55	1,90	2,24	3,57
	2012	3,02	4,13	4,31	5,26	4,68	6,06	3,42	0,80	0,98	1,45	1,94	2,67	3,23
	1990	6,26	7,15	6,73	3,47	2,22	2,16	0,95	0,21	0,66	1,35	2,82	3,40	3,12
90%	2013	2,58	4,75	3,84	3,47	3,40	4,72	1,49	0,46	0,82	1,45	1,71	2,63	2,61
	2014	1,90	3,45	2,87	2,12	4,65	8,60	2,61	1,09	0,47	1,01	1,38	1,79	2,66
	1983	4,62	5,34	4,34	2,35	0,67	0,17	0,06	0,80	0,94	1,27	2,64	2,44	2,14

Розрахунок повного гідроенергетичного потенціалу річкового стоку визначено для ретроспективного ряду за середньомісячними витратами води в розрахунковому створі. При цьому реально-можливі напори визначаються як за гідрологічним режимом, так і за конструктивними особливостями гідроенергетичної установки. Проектний напір прийнятий виходячи з конструкції греблі та можливості установки гідротурбін на місці плоского затвору.

Значення теоретичної потужності гідроелектростанції визначено за формулою:

$$N_{ГЕС} = 9,81 \cdot Q \cdot H \cdot K_G, \quad (1)$$

де  $Q$  – середньомісячне значення витрати в  $\text{м}^3/\text{с}$ ;

$H$  – величина напору, в метрах (м), що визначається як різниця відмітки НПГ водосховища та відмітки в нижньому б'єфі ГЕС;

$K_G$  – коефіцієнт корисної дії гідроенергетичного обладнання.

За середньомісячними витратами води всього ряду спостережень (40 років, 480 значень середньомісячної витрати) визначений гідроенергетичний

потенціал (ГЕП) по створу Гаврилівського водосховища та побудована його вірогіднісна крива (рис. 3).

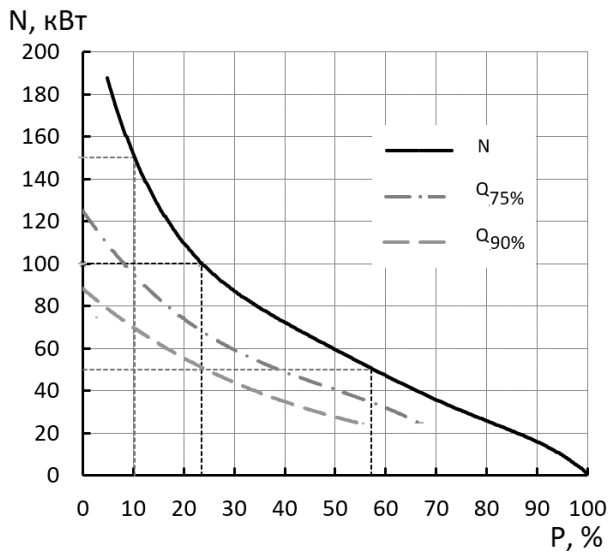


Рис. 3. Забезпеченість (P, %) гідроенергетичного потенціалу (N, кВт) в розрахунковому створі (розрахунковий напір H=2 м, ККД=0,71): N – за весь період спостережень, Q<sub>75%</sub> – за групою років середньо посушливих (P=75 %), Q<sub>90%</sub> – за групою років гостро посушливих (P=90 %)

Аналіз графіка показує: 1) забезпеченість потужності N=150 кВт складе 10%, тобто очікувано ГЕС з такою потужністю буде працювати в середньому за рік всього 36 діб; 2) забезпеченість потужності N=100 кВт складе 24% (88 діб за рік); 3) забезпеченість потужності N=50 кВт складе 57%, (208 діб за рік) і т.д.

Інтеграл за потужністю для всієї вірогіднісної кривої дає цифру середньорічної потужності 66 кВт. Це і є норма – повний гідроенергетичний потенціал річкового стоку в розрахунковому створі. При напорі на силовому гідроагрегаті відмінному від 2 м лінійно зміниться і гідроенергетичний потенціал річки в розрахунковому створі, як показано нижче на рис. 4.

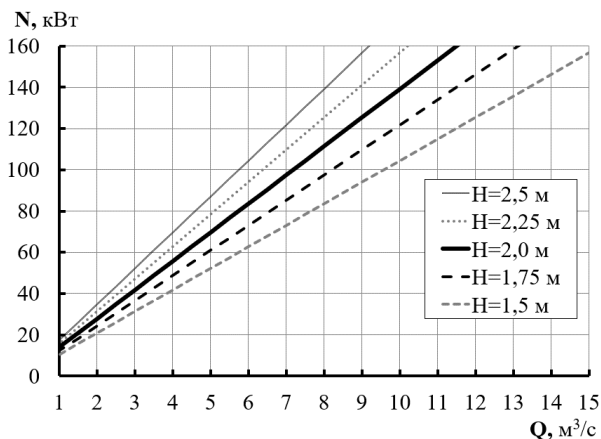


Рис. 4. Номограма потужності гідроустановки за визначеним напором 1,5÷2,5 м та витратою до 15 м³/с

Розрахунок технічно досяжного гідроенергетичного потенціалу річкового стоку виконується, як правило, для маловодних років 75% забезпеченості водними ресурсами (забезпеченість гідрологічної характеристики – це ймовірність того, що досліджуване (задане) значення гідрологічної характеристики може бути перевищено серед сукупності всіх можливих її значень). При проведенні розрахунків виходять з можливості вести регулювання стоку в залежності від корисного об'єму водосховища. При малій корисній ємності водосховища може бути здійснено лише добове регулювання. У цьому випадку ГЕС розраховується для роботи в режимі водотоку.

Враховуючи, що корисний об'єм Гаврилівського водосховища складає 2,18 млн.м³, а для підтримки максимально можливого напору (обмеження за напором) в межах 1,8-2 м корисний об'єм складе лише 1–1,2 млн.м³, якого для постачання енергії в кількості 100 кВт буде вистачати всього на 2 доби, тому розрахунок доцільно проводити в режимі водотоку.

При визначенні ГЕП, обґрунтуванні компоновки і розмірів конструкцій споруд, необхідно мати на увазі, що при роботі в майбутньому, у складі каскаду ГЕС (якщо вище за течією буде розміщуватися водосховище з досить великим об'ємом, ємність якого дозволить проводити довготривале регулювання), розрахункові витрати через даний гідровузел можуть зрости.

Дійсно, вище за течією є два крупних водосховища (Курахівське та Карлівське) сумарним об'ємом 87 млн. м³, але використання їх зарегульованого стоку для підвищення розрахункових витрат в створі не є можливим на сьогодні. Для широкої інтерпретації гідропотенціалу водотоку необхідно провести дослідження як при зменшених, так і при підвищених рівнях (в порівнянні з прийнятими) води у верхньому б'єфі.

Середньомісячні значення відміток нижнього б'єфу залежать від топографічних характеристик, витрат води в нижньому б'єфі і сезонних особливостей водного режиму. В умовах розрахункового створу, з врахуванням наявних порогів, при розташуванні гідротурбіни нижче порогів можливе збільшення розрахункового напору на 0,5–1,5 м.

Порядок розрахунку приведений для випадку, коли у верхньому б'єфі греблі підтримується постійний рівень води. У загальному випадку встановлена потужність ГЕС складається з трьох складових:

$$N_{вст}^{ГЕС} = N_{гар} + N_{сез} + N_{рез}, \quad (2)$$

де  $N_{гар}$ ,  $N_{сез}$  і  $N_{рез}$ , – відповідно гарантована, сезонна і резервна потужності.

Гарантована потужність – це потужність, з якою ГЕС бере участь у покритті графіку навантаження енергосистеми. При малій питомій вазі ГЕС в енергосистемі, забезпеченість потужності рекомендують приймати в межах 74–85%.

При попередній оцінці величини гарантованої складової із теоретичної кривої трипараметричного гама-розподілу для стоку р. Вовча в розрахунковому створі визначимо середньорічну витрату 80%-ної забезпеченості. Вона буде становити

$$Q_{80\%} = Q_0 \cdot K_{80\%} = 5,67 \cdot 0,555 = 3,15 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Відповідна їй потужність дорівнюватиме  $N_{zap} = 9,81 \cdot 3,15 \cdot 2 \cdot 0,71 = 44 \text{ кВт}$ .

Сезонна потужність – це додаткова, по відношенню до гарантованої, потужність, що дозволяє збільшити вироблення електроенергії малої ГЕС і тим самим заощадити споживане тепловими електростанціями паливо в періоди, коли ресурс водотоку перевищує гарантовану потужність.

Резервна потужність – це потужність, яка може бути передбачена на малій (мікро) ГЕС і значення якої встановлюється, виходячи з потреби в резерві енергосистеми в цілому.

При наявності обмежень корисної ємності водосховища для проведення добового регулювання, при призначенні встановленої потужності малої ГЕС, її можна приймати такою, що дорівнює сумі гарантованої і сезонної потужностей ГЕС, рівній при цьому потужності за водотоком, забезпеченої на 10÷15%, тобто:

$$N_{вст}^{ГЭС} = N_{zap} + N_{сез} = N_{вод}(10-15)\%, \quad (3)$$

В нашому випадку встановлена потужність складе  $N_{вст}^{ГЭС} = 9,81 \cdot (5,67 \cdot 1,52) \cdot 2 \cdot 0,71 = 120 \text{ кВт}$ .

Проте, враховуючи сезонний характер режиму стоку та суттєво менші витрати в межні періоди, в порівнянні з середньорічною, величину сезонної складової в 120 кВт приймати недоцільно, оскільки енергетичне обладнання простоюватиме і капіталовкладення будуть нерентабельні.

Що стосується резервної потужності, то при значній сезонній потужності (понад 10% від гарантованої), спеціально резервна потужність може не проектуватися і встановлена потужність у такому випадку визначається за попередньою формулою 3.

Після визначення встановленої потужності ГЕС уточнюється можливе вироблення електроенергії (ЕГЕС), кВт год, тобто враховується обмеження в часі спорожнення водосховища для встановленої потужності за формулою:

$$E^{ГЭС} = N^{ГЭС} \cdot \Delta t \quad (4)$$

де  $N^{ГЭС}$  - потужність ГЕС, кВт, забезпечена витратою та напором, але вона не повинна перевищувати значення встановленої потужності, тобто  $N^{ГЭС} \leq N_{вст}^{ГЭС}$ ,  $\Delta t$  – інтервал часу, протягом якого ГЕС працює з потужністю  $N^{ГЭС}$ , год.

Далі, проводиться розподіл витрат річки, можливих до використання ( $Q$ ), при роботі ГЕС в наявному режимі водотоку на витрати ГЕС та скидні витрати. При цьому витрати ГЕС в періоди, коли  $N_{вод}^{ГЭС} \geq N_{вст}^{ГЭС}$ , будуть не більше пропускної здатності турбіни ГЕС (розрахункової витрати ГЕС)  $Q^{ГЭС}$ , м<sup>3</sup>/с, визначаються за формулою:

$$Q^{ГЭС} = \frac{N_{узм}^{ГЭС}}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_a}, \quad (5)$$

де  $H_p$  – розрахунковий напір ГЕС, м, значення якого рекомендується приймати рівним середньозваженому напору ( $H_{ср.звж}$ ).

Скидна витрата річки  $Q_{ск}$ , м<sup>3</sup>/с, визначається за формулою:

$$Q_{ск} = Q - Q^{ГЭС} \quad (6)$$

Середньозважений напір ГЕС  $H_{ср.звж}$ , м, необхідний для встановлення розрахункового його значення ( $H_p$ ) і вибору параметрів енергетичного обладнання, визначається за формулою:

$$H_{ср.звж} = \frac{\sum (E_{вод}^{ГЭС} \cdot H)}{\sum E_{вод}^{ГЭС}}, \quad (7)$$

або

$$H_{ср.звж} = \frac{\sum (H \cdot N_{вод}^{ГЭС} \cdot \Delta t)}{\sum (N_{вод}^{ГЭС} \cdot \Delta t)}, \quad (8)$$

де  $E_{вод}^{ГЭС}$  - вироблення електроенергії, кВт год;

$N_{вод}^{ГЭС}$  - потужність ГЕС за водотоком, кВт;

$H$  - корисний напір, м;

$\Delta t$  - тривалість розрахункового інтервалу часу, год.

Умове число годин використання встановленої потужності ГЕС визначається за залежністю:

$$T_{вст} = E^{ГЭС} / N_{вст}, \text{ год.} \quad (9)$$

Розрахунок проведений за середньомісячними значеннями витрат води в розрахунковому створі. При визначенні гідропотенціалу в цілому для 40-річного ряду (1980–2020 рр.) використаний весь ряд середньомісячних витрат. При розрахунку

гідропотенціалу для року заданої забезпеченості використані роки-моделі.

Задані параметри розрахунку, а саме: значення розрахункових потужностей гідроустановки прийняті 25, 50, 75, 100 та 150 кВт; вартість кВт·год електроенергії та приведені значення капіталовкла-

день в будівництво міні-ГЕС, наведені в табл. 2.

В табл. 2 представлені розраховані значення середньомісячної потужності (кВт), а графічна інтерпретація річного режиму потужності гідроустановки за характерними групами років-моделей попередньо наведені на рис. 5.

Таблиця 2

Значення середньомісячної потужності гідроустановки (кВт) за характерними роками-моделями

Забезпеченість групи років, %	Рік-модель	Місяць											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
50%	1996	109	128	207	173	98	98	28	12	16	34	49	51
	1987	29	71	73	277	87	84	61	16	14	22	49	47
	1994	99	85	215	131	141	149	76	18	8	17	28	34
75%	2007	58	79	87	47	65	80	66	26	11	22	26	31
	2012	42	58	60	73	65	84	48	11	14	20	27	37
	1990	87	100	94	48	31	30	13	3	9	19	39	47
90%	2013	36	66	53	48	47	66	21	6	11	20	24	37
	2014	26	48	40	29	65	120	36	15	7	14	19	25
	1983	64	74	60	33	9	2	1	11	13	18	37	34

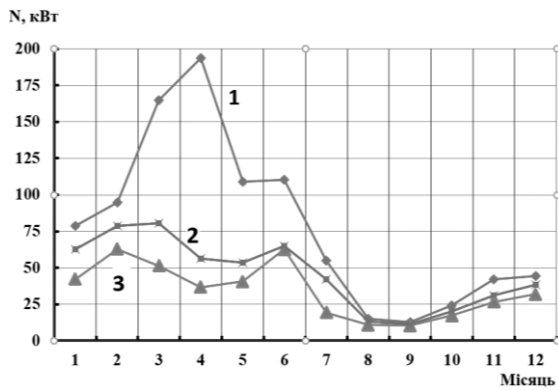


Рис. 5. Річний режим потужності гідроустановки за характерними групами років-моделей: 1 – 50%-вої забезпеченості; 2 – 75%-вої забезпеченості; 3 – 90%-вої забезпеченості (напір 2 м, ККД=0,71)

З рис. 5 видно, що при суттєво різних значеннях гідропотенціалу в характерні роки, в меженний період (серпень–грудень) фактично розрахунковий гідроенергетичний потенціал практично однаковий і незначний – 12–35 кВт. В той же час забезпеченість розрахункової потужності, наприклад, в 50 кВт становить для вказаних характерних років відповідно 53, 39 та 25% (табл. 3).

З розрахунків визначено, що встановлена (гарантована) потужність гідроустановки буде забезпечена в першій половині року (січень–червень). В другій частині року гідроенергетичне обладнання працюватиме не на повну потужність.

Збільшення (зменшення) напору прямо пропорційно змінить криві забезпеченості потужності. Так, для забезпечення гарантованої потужності (44 кВт) у

80% часу роботи гідроустановки необхідно збільшити напір до 3,32 м. Це впливає з кривої (N) рисунка 3. Для P=80% встановлена потужність складала 26,5 кВт при напорі 2 м. Тоді для збільшення потужності до 44 кВт необхідно збільшити напір в  $44/26,5=1,66$  рази, тобто збільшити до  $2 \cdot 1,66=3,32$  м. Забезпеченість потужності за сезонами показана на рис. 6.

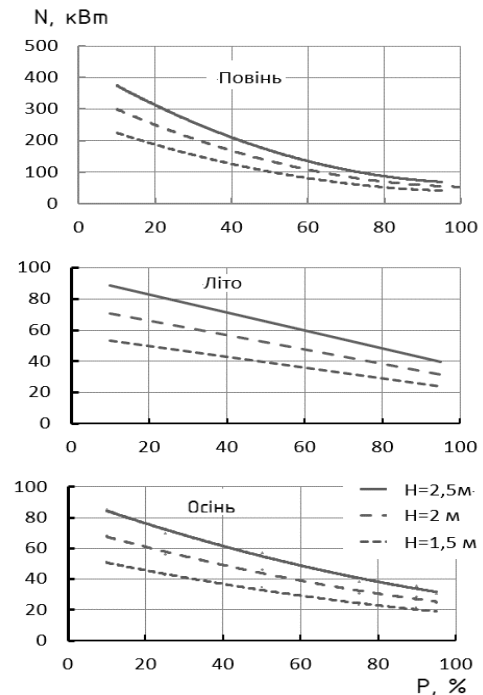


Рис. 6. Забезпеченість (P, %) гідроенергетичного потенціалу (N, кВт) в розрахунковому створі за гідрологічними сезонами (розрахунковий напір H=1,5-2,5 м, ККД=0,71)

З графіків випливає, що при напорі  $H=2$  м  $P=100\%$ ; літньої межні –  $P=66\%$ ; осінньо-зимової забезпеченість гарантованої складової потужності межені –  $P=48\%$  (44 кВт) в період високих вод буде дорівнювати

Таблиця 3

Забезпеченість (P, %) проектної потужності (напір 2 м, ККД=0,71)

Характеристика ряду даних витрат (середньомісячні значення)	Проектна потужність, кВт				
	150	100	50	25	10
Весь ряд, 1980-2014 рр.	10	24	57	80	94
Літня межня, весь ряд	5	20	45	67	86
Осінньо-зимова межня, весь ряд	0	12	35	78	94
Норма стоку (класична)	19	28	62	84	96
Модель середнього року, $P=50\%$ (класична)	14	28	53	76	90
Модель сухого року, $P=75\%$	0	8	39	66	80
Модель гостропосушливого року, $P=90\%$	0	0	25	55	90
Календарний 2014 р. ( $P=92\%$ за стоком води)	0	10	21	56	88
Календарний 1983 р. ( $P=95\%$ за стоком води)	0	0	26	48	70

Необхідно відмітити, що в багатоводний період при скиді надлишкової води в нижній б'єф через водозливну греблю горизонти води в верхньому б'єфі будуть вищі за НІПГ, а це значить, що потенційна потужність і відповідно вироблення електроенергії збільшиться пропорційно збільшенню

робочого напору по відношенню до проектного (2 м).

Узагальнений розрахунок показників роботи малої ГЕС представлений в табл. 4. При цьому в розрахунок закладені відрахування на амортизацію та капітальний ремонт.

Таблиця 4

Ймовірні показники роботи гідроенергетичної установки різної потужності за роками моделями

Потужність, кВт	Забезпеченість заданої потужності			Вироблення електроенергії, тис кВт·год/рік			Окупність, рік			% повного завантаження потужностей		
	Рік-модель											
	50%	75%	90%	50%	75%	90%	50%	75%	90%	50%	75%	90%
150	11	0		431	279	208	12,80	19,50	26,20	47	31	23
100	25	0	0	370	279	205	9,80	13,00	17,70	61	46	34
75	44	19	3	315	264	201	8,60	10,30	13,60	70	58	44
50	56	39	22	239	219	180	7,6	8,3	10,2	79	72	59
25	78	67	56	138	134	120	6,50	6,80	7,60	91	89	80

Аналіз отриманих результатів розрахунків наступний: 1) відсоток повного завантаження обладнання оптимальний для потужності 50–75 кВт; 2) вироблення електроенергії підвищується при збільшенні потужності, але для гостро посушливого року ( $P=90\%$ ) практично не змінюється для значень розрахункової потужності 50–150 кВт.

Для визначення приведеної окупності за 10-річний період прийняті дані щодо водності річки, які відповідають нормальному закону розподілу статистичного ряду режиму водотоку, а саме: за 1 роком 10% та 90%-вої забезпеченості, за 2 роками 25% та 75%-вої забезпеченості та 4 роками 50%-вої забезпеченості. Результати наведені в табл. 5.

Таблиця 5

Ймовірні техніко-економічні показники роботи гідроенергетичної установки в середньому за 10 років

Техніко-економічні показники	Проектна потужність гідроенергетичної установки, кВт				
	150	100	75	50	25
Окупність, разів за 10 років	0,79	1,03	1,18	1,35	1,55
Строк окупності, років	12,60	9,70	8,50	7,40	6,5
Середньорічне вироблення електроенергії, тис. кВт·год	429	371	319	244	139
Відсоток проектного завантаження потужностей, %	47	61	70	81	92
Відносне вироблення електроенергії приведена до потужності 50 кВт	0,586	0,76	0,872	1	1,139

## Висновки

В результаті проведених досліджень визначена забезпеченість потужності ГЕС як для всього ряду спостережень, так і за характерними роками-моделями. Зокрема встановлено, що забезпеченість потужності  $N=50$  кВт в середньому складе 57% (208 діб за рік), а для гарантованої складової  $N=44$  кВт складе 62% (226 діб за рік). Ймовірність проектної потужності буде суттєво менше в маловодні роки (забезпеченість  $P \geq 75\%$ ). Для порівняння: забезпеченість потужності  $N=50$  кВт для всього ряду складе 57%, для року 90%-вої забезпеченості – 24%. Збільшення (зменшення) напору на гідротурбіну прямо пропорційно значенню забезпеченості потужності. Зокрема для досягнення забезпечення гарантованої потужності (44 кВт) в 80% часу роботи гідроенергетичної установки необхідно збільшити напір до 3,32 м, що практично неможливо для існуючої конструкції гідровузла.

Таким чином оцінка гідроенергетичного потенціалу р. Вовча в створі Гаврилівського водосховища показала, що оптимальна потужність гідроенергетичної установки складає  $50 \div 75$  кВт при проектному завантаженні потужностей на  $80 \div 70\%$  відповідно. Орієнтовний строк окупності складе 7–9 років при 10% ставці на амортизацію, а відповідно можливий заміні обладнання через 10 років.

Отримання наукової оцінки гідроенергетичного потенціалу Гаврилівського водосховища надає можливість щодо подальшого обґрунтування інвестицій для використання місцевих водних ресурсів річки Вовча.

## Література

1. Енергетична стратегія України на період до 2035 р. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/605-2017-%D1%80>
2. Васюк П.Ф. Сучасний стан та перспективи розвитку малої гідроенергетики України [Електронний ресурс]. – Режим доступу: [https://niss.gov.ua/sites/default/files/2014-06/0620\\_pres2.pdf](https://niss.gov.ua/sites/default/files/2014-06/0620_pres2.pdf)
3. Власюк Ю.С. Про проблеми та перспективи малої гідроенергетики в Україні / Власюк Ю.С., Стефанишин Д.В. // Математичне моделювання в економіці. – 2018. – № 1(10). – С. 126–138.
4. Малі ГЕС України [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%9C%D0%B0%D0%BB%D1%96%D0%93%D0%95%D0%A1%D0%A3%D0%BA%D1%80%D0%B0%D1%97%D0%BD%D0%B8>
5. Стефанишин Д.В. До питання порівняльного аналізу водноенергетичних характеристик малих і великих гідроелектростанцій України у складі гідровузлів з водосховищами / Стефанишин Д.В., Власюк Ю.С. // Математичне моделювання в економіці. – 2018. – № 2(11). – С. 71–83.
6. Манюк О.Р. Щодо оцінки енергетичного потенціалу відновлювальних джерел енергії Івано-Франківської області // Екологічна безпека та збалансоване ресурсовикористання. – 2016. – № 1 (13). – С. 141–149.
7. Обухов С.В. Гідроенергопотенціал малих річок Вінниччини / Обухов С.В., Гут Ю.Ю. // Український гідрометеорологічний журнал. – 2014. – №15. – С. 170–182.
8. Поп С.С. Гідроенергетичний потенціал Закарпаття: стан та перспективи його раціонального використання // Науковий вісник Ужгородського університету. – 2013. – Вип. 2. – С. 98–111.
9. Дубровська В.В. Обґрунтування доцільності встановлення малих ГЕС на річці Гнилоп'ять басейну Дніпра / Дубровська В.В., Шкляр В.І., Пелєвін А.С. // Відновлювана енергетика. – 2018. – 3 (54), 54–66.
10. Andreev V. Impact of economic activity on geocological transformation of the basin of the Zhovtenka River (Ukraine) / Andreev V., Napich H., Kovalenko V. // Journal of Geology, Geography and Geocology. – 2021. – 30 (1). – 3–12. DOI: <https://doi.org/https://doi.org/10.15421/112101>
11. Андреев В.Г. (2020). Вплив будівництва ставків і водосховищ на екологічну безпеку басейнів малих річок степової зони України (на прикладі Дніпропетровської області) / Андреев В.Г., Гапич Г.В. // Меліорація і водне господарство. – 2020. – №1. – С. 158–166. DOI: <https://doi.org/10.31073/mivg202001-228>
12. ДБН В.2.4-8:2014. Визначення розрахункових гідрологічних характеристик. К.: Мінрегіонбуд України, 2012. – 102 с.
13. Методические рекомендации по составлению технико-экономических обоснований для энергосберегающих мероприятий (дополнение) [Електронний ресурс]. – Режим доступу: [http://energoeffekt.gov.by/supervision/framework/20201118\\_tepem2](http://energoeffekt.gov.by/supervision/framework/20201118_tepem2)
14. Цифровая модель рельефа [U.S. Geological Survey] [Роздільна здатність: 30 м]. – Режим доступу: <https://earthexplorer.usgs.gov/>
15. Водохозяйственный паспорт Гавриловского водохранилища. К.: Укрспроводхоз, 1982. – 18 с.

## References

1. Energy strategy of Ukraine for the period up to 2035. URL: <http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/605-2017-%D1%80> [in Ukrainian]
2. Vasko, P.F. Current state and prospects of small hydropower development in Ukraine. URL: [https://niss.gov.ua/sites/default/files/2014-06/0620\\_pres2.pdf](https://niss.gov.ua/sites/default/files/2014-06/0620_pres2.pdf) [in Ukrainian]
3. Vlasjuk, Yu.S., Stefanishin, D.V. (2018). On the problems and prospects of small hydropower in Ukraine. *Mathematical modeling in economics*, 1(10), 126–138. [in Ukrainian]
4. Small hydropower plants of Ukraine. URL: Retrieved from: <https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%9C%D0%B0%D0%BB%D1%96%D0%93%D0%95%D0%A1%D0%A3%D0%BA%D1%80%D0%B0%D1%97%D0%BD%D0%B8> [in Ukrainian]
5. Stefanishin, D.V., Vlasjuk, Yu.S. (2018). On the question of comparative analysis of hydropower characteristics of small and large hydropower plants of Ukraine as part of hydro units with reservoirs. *Mathematical modeling in economics*, 2(11), 71–83. [in Ukrainian]
6. Manyuk, O.R. (2016). Regarding the assessment of the energy potential of renewable energy sources in Ivano-Frankivsk region. *Environmental safety and balanced resource use*, 1(13), 141–149. [in Ukrainian]
7. Obukhov, E.V., Gut, Yu.Yu. (2014). Hydropower potential of small rivers of Vinnytsia region. *Ukrainian Hydrometeorological Journal*, 15, 170–182. [in Ukrainian]
8. Pop, S.S. (2013). Hydropower potential of Transcarpathia: state and prospects of its rational use. *Scientific Bulletin of Uzhhorod University*, 2, 98–111. [in Ukrainian]



9. Dubrovska, V., Shklyar, V., Pielievin, A. (2018). Substantiation of expediency of installation of small hydroelectric power stations on the river Gnilopyat of the Dnieper basin. *Renewable Energy*, 3 (54), 54–66. [in Ukrainian]
10. Andreev, V., Napich, H., Kovalenko, V. (2021). Impact of economic activity on geocological transformation of the basin of the Zhovtenka River (Ukraine). *Journal of Geology, Geography and Geoecology*, 30 (1), 3–12. DOI: <https://doi.org/https://doi.org/10.15421/112101>
11. Andrieiev, V., Napich, H. (2020). Impact of ponds and reservoirs construction on the environmental safety of small river basins of the steppe zone of Ukraine (the case of Dnipropetrovsk region). *Land Reclamation and Water Management*, (1), 158–166. DOI: <https://doi.org/10.31073/mivg202001-228> [in Ukrainian]
12. DBN В.2.4-8:2014. (2012). Determination of calculated hydrological characteristics. Kyiv, Ministry of Regional Development of Ukraine, 102 p. (State building norms of Ukraine) [in Ukrainian]
13. Methodical recommendations for the preparation of feasibility studies for energy saving measures (addition). URL: [http://energoeffekt.gov.by/supervision/framework/20201118\\_tepem2](http://energoeffekt.gov.by/supervision/framework/20201118_tepem2) [in Russian]
14. Digital terrain model [U.S. Geological Survey] [Resolution: 30 m]. URL: <https://earthexplorer.usgs.gov/> [in Russian]
15. Water management passport of the Gavrilov reservoir. (1982). Kyiv, Ukrpiprovdkhov, 18 p. [in Russian]

**Рецензент:** доктор геологічних наук, професор О.В. Орлінська, Дніпровський державний аграрно-економічний університет, Україна.

**Автор:** КОВАЛЕНКО Володимир Васильович  
кандидат сільськогосподарських наук, доцент  
Дніпровський державний аграрно-економічний університет  
E-mail – [kovalenko.v.v@dsau.dp.ua](mailto:kovalenko.v.v@dsau.dp.ua)  
ID ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-3865-597X>

**Автор:** ГАПЧ Геннадій Васильович  
кандидат технічних наук, доцент  
Дніпровський державний аграрно-економічний університет  
E-mail – [hapich.h.v@dsau.dp.ua](mailto:hapich.h.v@dsau.dp.ua)  
ID ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5617-3566>

**Автор:** ЗАПОРОЖЧЕНКО Вікторія Юрїївна  
кандидат сільськогосподарських наук  
Дніпровський державний аграрно-економічний університет  
E-mail – [zaporozhchenko.v.yu@dsau.dp.ua](mailto:zaporozhchenko.v.yu@dsau.dp.ua)  
ID ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-4642-2917>

**Автор:** ШИНКАРЕНКО Ірина Юрїївна  
Дніпровський державний аграрно-економічний університет  
E-mail – [buhaiova.i.ya@dsau.dp.ua](mailto:buhaiova.i.ya@dsau.dp.ua)  
ID ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-5336-601X>

**Автор:** ЧУШКІНА Ірина Вікторівна  
кандидат технічних наук  
Дніпровський державний аграрно-економічний університет  
E-mail – [chushkina.i.v@dsau.dp.ua](mailto:chushkina.i.v@dsau.dp.ua)  
ID ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-1251-6664>

**Автор:** ДОВГАНЕНКО Денис Олександрович  
кандидат географічних наук, доцент  
Дніпровський національний університет імені Олеся Гончара  
E-mail – [dendovgy@ch.dnu.edu.ua](mailto:dendovgy@ch.dnu.edu.ua)  
ID ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-1440-9344>

## JUSTIFICATION OF HYDROPOWER POTENTIAL OF THE VOVCHA RIVER FOR CONSTRUCTION OF SMALL HPP IN THE SITE OF GAVRYLIVKA RESERVOIR

V. Kovalenko<sup>1</sup>, H. Napich<sup>1</sup>, V. Zaporozhchenko<sup>1</sup>, I. Shynkarenko<sup>1</sup>, I. Chushkina<sup>1</sup>, D. Dovhanenko<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Dnipro State Agrarian and Economic University, Ukraine

<sup>2</sup>Oles Honchar Dnipro National University, Ukraine

*The article presents the research results of the hydropower potential of the Vovcha River in the site of Gavrilivka Reservoir for construction of a small hydropower plant. During the research, statistical methods were used to analyze the homogeneity of long-term fluctuations of river flow. Estimation of parameters of analytical distribution curves (average long-term value  $Q$ , coefficient of variation  $C_v$ , ratio of asymmetry coefficient to variation coefficient  $C_s/C_v$ ) was performed by the maximum likelihood method. Determination of the estimated annual distribution of the flow in the site is carried out by the real year method. Methods for calculating the hydropower potential are based on the results of hydrological investigation. To achieve stated objective, the following tasks are solved: 1) the water resources of the Vovcha River in the Gavrilivka Reservoir were quantified; 2) the hydropower potential of the Gavrilivka Reservoir is estimated according to model years; 3) the value of technically achievable, guaranteed and ecologically justified hydropower potential is established; 4) technical and economic indicators of project practicability are assessed. The provision of HPP capacity has been determined both for the whole series of observations and for the distinctive model years. In particular, the provision capacity of  $N = 50$  kW will amount on average 57% (208 days per year), and for the guaranteed component of  $N = 44$  kW it will amount 62% (226 days per year). According to the research results, it is established that the optimal capacity of the hydropower plant is 50÷75 kW with a designed capacity utilization of 80÷70%, respectively. The approximate payback period will be 7-9 years with a 10% amortization rate, and accordingly a possible replacement of equipment in 10 years.*

**Keywords:** hydropower potential, capacity, small hydropower plant, reservoir.