

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ І  
ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ

Ю.Г.Сухенко, О.О.Серьогін,  
М.М.Муштрук, Н.В.Рябоконт

ІННОВАЦІЙНІ ТЕХНОЛОГІЇ АЛЬТЕРНАТИВНОГО  
ЕНЕРГОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ХАРЧОВИХ І ПЕРЕРОБНИХ ПІДПРИЄМСТВ В  
ПРИКЛАДАХ І ЗАДАЧАХ

Навчальний посібник

За редакцією доктор технічних наук,  
професора О.О.Серьогіна

Київ 2016

УДК 664.1-631:34  
ББК 6118.6Я7  
С91

Рекомендовано вченою радою НУБіП України як  
навчальний посібник для студентів вищих навчальних  
закладів  
(протокол № 11 від 20.04.2016 р.)

Рецензенти: доктор технічних наук, професор, член-кореспондент НААН  
України Л.М.Хомічак (Інститут продовольчих ресурсів  
України);  
доктор технічних наук, професор М.С.Стечишин  
(Хмельницький національний університет);  
доктор технічних наук, професор С.Г.Фришев  
(Національний університет біоресурсів і природокористування  
України)

**С 91 Сухенко Ю.Г., Серьогін О.О., Муштрук М.М., Рябокони Н.В.**  
Інноваційні технології альтернативного енергозабезпечення харчових і  
переробних підприємств в прикладах і задачах: Навчальний посібник. – К. ЦП  
«КОМПРИНТ», 2016. – 256 с.

**ISBN 978-966-929-194-3**

У посібнику викладено теоретичні основи і засади практичного  
використання енергозберігаючих інноваційних технологій альтернативного  
енергозабезпечення підприємств галузі. Описані технології та обладнання, що  
дають можливість застосувати на виробництві різновиди геотермальної,  
сонячної, вітрової енергій, гідроенергії, твердого біопалива та біогазу, наведені  
приклади конструювання і раціонального застосування обладнання.

Наведені приклади розв'язання задач альтернативного енергопостачання  
харчових в переробних підприємств та варіанти завдань для самостійного  
опрацювання студентами і самоперевірки знань.

Розрахований для підготовки студентів у вищих навчальних закладах за  
напрямами: харчові технології та інженерія; процеси, машини та обладнання  
агропромислового виробництва; біотехнологія; машинобудування і  
відповідними спеціальностями. Буде корисним для викладачів, аспірантів,  
фахівців промислових підприємств.

УДК 664.1-631:34  
ББК 30.12я723

**ISBN 978-966-929-194-3**

© Ю.Г.Сухенко, О.О.Серьогін,  
М.М.Муштрук, Н.В.Рябокони  
© НУБіП України, 2016

## Вступ

Використання відновлюваних джерел енергії, переоцінка світового енергетичного комплексу – це перспективний шлях вирішення зростаючих проблем енергозабезпечення.

Нетрадиційні та відновлювані джерела енергії стали одним із критеріїв сталого розвитку світової спільноти. Здійснюється пошук нових і вдосконалення існуючих технологій, виведення їх до економічно ефективного рівня та розширення сфер використання. Головними причинами такої уваги є очікуване вичерпання запасів органічних видів палива, різке зростання їх ціни, недосконалість та низька ефективність технологій їхнього впровадження, шкідливий вплив на довкілля, наслідки якого все більше і більше турбують світовому спільноту.

На сьогодні частка використання нетрадиційних джерел енергії у світі ще є незначною (близько 14 %), але їх потенціал на кілька порядків перевищує рівень світового споживання паливно-енергетичних ресурсів. У найближчі 10 років прогнозується щорічне зростання світових обсягів виробництва електроенергії з альтернативних видів палива на 9,2 %.

Але проблеми ефективності використання традиційних джерел енергії в Україні стоять гостріше, ніж у світі чи країнах ЄС. Причинами цього є застарілі технології, вичерпання ресурсу використання основних фондів генерації електроенергії і тепла, що разом з низькою ефективністю використання палива призводить до значних обсягів шкідливих викидів. Значні втрати при транспортуванні, розподілі та використанні електроенергії і тепла, а також монопольна залежність від імпорту енергоносіїв ще більш ускладнюють ситуацію на енергетичних ринках країни.

Таким чином, Україна має нагальну потребу у переході до новітніх енергетично ефективних та екологічно чистих технологій.

Змінити складну ситуацію можна шляхом проведення відповідної енергетичної політики, вдосконалення нормативно-правової бази, залучення до

конструкційних робіт та розробок висококваліфікованих працівників, залучення інвестицій.

Матеріал посібника призначений для освоєння та забезпечення практичних навичок у розрахунках енергоощадних технологій. Крім того, інформація цього навчального посібника дасть можливість майбутнім висококваліфікованим спеціалістам отримати теоретичні знання по оптимальному використанню паливних ресурсів, застосуванню відновлюваної енергії в Україні, що є актуальними питанням в умовах сьогодення.

# РОЗДІЛ 1

## ГЕОТЕРМАЛЬНА ЕНЕРГІЯ

### 1.1. Загальні поняття та характеристика

Геотермальна енергія – це енергія земних надр, яка знаходиться в твердих породах Землі і підземних водах. Температура земної кори вглиб підвищується на 2,5...3 °С через кожні 100 м. Так, на глибині 20 км вона складає близько 500 °С, на глибині 50 км - порядку 700...800 °С. У певних місцях, особливо по краях тектонічних плит материків, а також у так званих «гарячих точках», температурний градієнт вище майже в 10 разів, і тоді на глибині 500...1000 метрів температура порід сягає 300 °С.

Геотермальні запаси поділяються на гідротермічні та петротермічні. Під гідротермічними запасами мають на увазі воду, пари або паров-водяні суміші, які виступають через тріщини порід і мають температуру 200...300 °С, водяні потоки або водоносні шари температурою 80...95 °С. Спосіб використання геотермальних запасів залежить від температури теплоносія. При температурі більше 120...150 °С доцільним є використання у виробництві електроенергії. При нижчих температурах теплоносія геотермальні запаси використовують для систем опалення, кондиціонування, підігріву води міських та промислових систем гарячого водопостачання, для обігріву оранжерей, рибних господарств, для рекреаційних цілей.

Так як підвищення цін на органічне паливо (газ, мазут, дизельне паливо) і на його транспортування у віддалені райони і, відповідно, об'єктивне зростання відпускних цін на електричну і теплову енергію, принципово змінюють відношення сучасних споживачів до використання нетрадиційних джерел енергії (НДЕ), в тому числі геотермальної.

Для отримання теплоти, акумульованої в надрах землі, її спочатку треба підняти на поверхню. Для цього бурять свердловини і, якщо вода досить гаряча, вона піднімається на поверхню природним чином, за нижчої температури може знадобитися насос. Геотермальні води – екологічно чисте джерело енергії, що постійно відновлюється. Воно суттєво відрізняється від інших альтернативних

джерел енергії тим, що його можна використовувати незалежно від кліматичних умов і пори року.

Джерела геотермальної енергії поділяються за фізичним станом носія тепла, а також за значенням температури на наступні групи:

- ґрунти і породи до глибини 2500 м, з яких тепло для опалення з використанням теплових насосів одержується за допомогою спеціальних теплових зондів;

- ґрунтові води, що безпосередньо застосовуються як джерело тепла для теплових насосів;

- водяна пара, отримана за допомогою свердловин, які подають воду, що знаходить застосування в геотермальних електростанціях для виробництва електроенергії;

- соляні поклади, енергія з яких виводяться за допомогою розсолу або інертних по відношенню до солі рідин, наприкладі ізобутану;

- гарячі породи, з яких енергія отримується за допомогою води, що під високим тиском циркулює через систему штучних або природних тріщин у комплексах порід на значній глибині. Ця енергія використовується в геотермальних електростанціях для отримання електроенергії, а також для опалення.

Окрім вищезазначених джерел, існують штучні геологічні родовища тепла, які виникають у сухих, гарячих породах. Вони виникають внаслідок утворення тріщин під час вибухів речовин значної потужності.

Використання геотермальної енергії може внести істотний внесок у вирішення таких нагальних проблем:

- забезпечення сталого тепло- та електропостачання населення в тих зонах нашої планети, де централізоване енергопостачання відсутнє або обходиться занадто дорого (наприклад, у Росії на Камчатці, в районах Крайньої Півночі і т.п.);

- забезпечення гарантованого мінімуму енергопостачання населення в зонах нестійкого централізованого енергопостачання через дефіцит

електроенергії в енергосистемах, запобігання шкоди від аварійних і обмежувальних відключень і т.п.;

- зниження шкідливих викидів від енергоустановок в окремих регіонах зі складною екологічною обстановкою.

## 1.2. Світовий потенціал геотермальної енергії та перспективи його використання

Група експертів із Всесвітньої асоціації з питань геотермальної енергії, яка зробила оцінку запасів низько- і високотемпературної геотермальної енергії для кожного континенту, за потенціалом різних типів геотермальних джерел Землі отримала дані, що зазначені в табл. 1.1.

Таблиця 1.1

### Запаси геотермальної енергії Землі

Найменування континенту	Тип геотермального джерела		
	високотемпературний, використовуваний для виробництва електроенергії, ТДж / рік		низькотемпературний, використовуваний у вигляді теплоти, ТДж / рік (нижня межа)
	традиційні технології	традиційні та бінарні технології	
Європа	1830	3700	>370
Азія	2970	5900	>320
Африка	1220	2400	>240
Північна Америка	1330	2700	>120
Латинська Америка	2800	5600	>240
Океанія	1050	2100	>110
Світовий потенціал	11200	22400	>1400

Як видно з табл. 1.1., потенціал геотермальних джерел енергії колосальний. Проте використовується він в незначній мірі: потужність

геотермальних теплових електростанцій (ГеоТЕС) у всьому світі на початок 1990-х років становила близько 5000 МВт, а на початок 2000-х років – близько 6000 МВт, істотно поступаючись за цим показником більшості електростанцій, що працюють на інших відновних джерелах енергії. Та й вироблення електроенергії на ГеоТЕС в цей період часу була незначною.

У структурі світового виробництва електроенергії відновні джерела енергії (до яких згідно з класифікацією Міжнародного енергетичного агентства (МЕА) відносяться: спалювання поновлюваних джерел енергії і відходів біомаси, гідро-, геотермальна і сонячна енергія, енергія вітру, а також енергія припливів, морських хвиль океанів) в 2010-му році забезпечили 19 % загальносвітового виробництва електроенергії – відразу після вугілля (39 %), випередивши атомну енергетику (17 %), природний газ (17 %) і нафту (8 %). При цьому, незважаючи на значні темпи розвитку, геотермальна, сонячна і вітрова енергія становила в 2010-му році менше 3 % від загального обсягу використання енергії, одержуваної з відновних джерел.

Відомо, що геотермальні ресурси розвідані в 80 країнах світу і в 58 з них активно використовуються. Найпотужнішим виробником геотермальної електроенергії є США, де геотермальна електроенергетика, як один з альтернативних видів енергії, має особливу урядову підтримку. У США 2005 року на ГеоТЕС було вироблено близько 16 млрд. кВт · год електроенергії на таких основних промислових зонах, як зона Великих гейзерів, розташована в 100 км на північ від Сан-Франциско (1360 МВт встановленої потужності), північна частина Солоного моря в центральній Каліфорнії (570 МВт встановленої потужності), Невада (235 МВт встановленої потужності) та ін.

Геотермальна електроенергетика інтенсивно розвивається також в інших країн, у тому числі:

- Філіппінах, де на ГеоТЕС на початок 2003 року було встановлено 1930 МВт електричної потужності, що дозволило забезпечити близько 27% потреб країни в електроенергії;

- Італії, де у 2003 році діяли геотермальні енергоустановки загальною потужністю в 790 МВт;



- Ісландії, де діють п'ять теплофікаційних ГеоТЕС загальною електричною потужністю 420 МВт, що виробляють 26,5% всієї електроенергії в країні;

- Кенії, де в 2005 році діяли три ГеоТЕС загальною електричною потужністю в 160 МВт і були розроблені плани щодо доведення цих потужностей до 576 МВт.

Перелік держав, де прискореними темпами розвивається геотермальна електроенергетика можна продовжити, включивши також Росію.

В табл. 1.2. наведено порівняльна характеристика використання геотермальних ресурсів у різних країнах за 2000-2010 рр.

Таблиця 1.2

**Пряме використання геотермальних ресурсів у різних країнах світу**

Країна	Потужність, МВт		Річне виробництво				Фактор потужності	
			ТДж/рік		ГВт·год/рік		(частка макс. потужності за рік)	
	2000	2010	2000	2010	2000	2010	2000	2010
Алжир	100,0	152,3	1586	2417	441	671,4	0,50	0,50
Аргентина	25,7	149,9	449	609,1	125	169,2	0,55	0,13
Австралія	10,4	109,5	294	2968	82	824,5	0,90	0,86
Австрія	255,3	352,0	1609	8027,64	447	2229,9	0,20	0,20
Бельгія	3,9	63,9	107	431,2	30	119,8	0,87	0,21
Болгарія	107,2	109,6	1637	1671,5	455	464,3	0,48	0,48
Великобританія	2,9	10,2	21	45,6	6	12,7	0,23	0,14
Венесуела	0,7	0,7	14	14	4	3,9	0,63	0,63
Гватемала	3,4	2,1	107	52,5	30	14,6	1,00	0,79
Гондурас	0,7	0,7	17	17	5	4,7	0,76	0,77
Греція	57,1	74,8	385	567,2	107	157,6	0,24	0,24
Грузія	250,0	250,0	6307	6307	1752	1752,1	0,80	0,80
Данія	7,4	821,2	75	4360	21	1211,2	0,32	0,17
Ізраїль	63,3	82,4	1713	2193	476	609,2	0,86	0,84
Індія	80,0	203,0	2517	1606,3	699	446,2	1,00	0,25
Індонезія	7,3	2,3	43	42,6	12	11,8	0,19	0,59
Ісландія	1469,0	1791,0	20170	23813	5603	6615,3	0,44	0,42
Італія	325,8	606,6	3774	7554	1048	2098,5	0,37	0,39
Йорданія	153,3	153,3	1540	1540	428	427,8	0,32	0,32
Канада	377,6	461,0	1023	2546	284	707,3	0,09	0,18
Карибські острови	0,1	0,1	1	2,8	0	0,8	0,62	0,89
Кенія	1,3	10,0	10	79,1	3	22	0,25	0,25
Китай	2814,0	3687,0	31403	45373	8724	12604,6	0,35	0,39
Колумбія	13,3	14,4	266	287	74	79,7	0,63	0,63

Корея (південна)	51,0	16,9	1077	75,2	299	48,7	0,67	0,33
Литва	21,0	21,3	599	458	166	127,2	0,90	0,68
Македонія	81,2	62,3	510	598,6	142	166,3		0,30
Мексика	164,2	164,7	3919	1931,8	1089	536,7	0,76	0,37
Непал	1,1	2,1	22	51,4	6	14,3	0,66	0,78
Нідерланди	10,8	253,5	57	685	16	190,3	0,17	0,09
Німеччина	397,0	504,6	1568	2909,8	436	808,3	0,13	0,18
Нова Зеландія	307,9	308,1	7081	7086	1967	1968,5	0,73	0,73
Норвегія	6,0	450,0	32	2314	9	642,8	0,17	0,16
Перу	2,4	2,4	49	49	14	13,6	0,65	0,65
Польща	68,5	170,9	275	838,3	76	232,9	0,13	0,16
Португалія	5,5	30,6	35	385,3	10	107	0,20	0,40
Росія	307,0	308,2	6132	6143,5	1703	1706,7	0,63	0,63
Румунія	152,4	145,1	2871	2841	797	789,2	0,60	0,62
Сербія	80,0	88,8	2375	2375	660	659,8	0,94	0,85
Словаччина	132,3	187,7	2118	3034	588	842,8	0,51	0,51
Словенія	42,0	48,6	705	712,5	196	197,9	0,53	0,46
США	5366,0	7817,4	20302	31239	5640	8678,2	0,12	0,13
Таїланд	0,7	1,7	15	28,7	4	8	0,68	0,54
Туніс	19,7	25,4	174	219,1	48	60,9	0,28	0,27
Туреччина	820,0	1177,0	15756	19623,1	4377	5451,3	0,61	0,53
Угорщина	328,3	694,2	2825	7939,8	785	2205,7	0,27	0,36
Україна	45,5	6,3	495,8	68,7		0,4		0,35
Філіппіни	1,0	3,3	25	39,5	7	11	0,79	0,38
Фінляндія	80,5	260,0	484	1950	134	541,7	0,19	0,24
Франція	326,0	308,0	4895	5195,7	1360	1443,4	0,48	0,53
Хорватія	113,9	114,0	555	681,7	154	189,4	0,15	0,19
Чехія	12,5	204,5	128	1220	36	338,9	0,33	0,19
Чилі	0,4	8,7	7	131,1	2	36,4	0,55	0,48
Швейцарія	547,3	581,6	2386	4229,3	663	1174,9	0,14	0,23
Швеція	377,0	3840,0	4128	36000	1147	10000,8	0,35	0,30
Японія	257,5	413,4	5836	5161,1	1621	1433,8	0,72	0,40
Всього	162563	273293	162504,8	258839,7	45008	71868,9	27,41	24,09

Характеризуючи розвиток світової геотермальної електроенергетики як невід'ємної складової частини відновлюваної енергетики на більш віддалену перспективу, зазначимо таке. Згідно з прогнозами у 2030 році очікується зниження частки поновлюваних джерел енергії в загальносвітовому обсязі виробництва енергії (до 12,5 % в порівнянні з 13,8 % у 2000 році). При цьому енергія сонця, вітру і геотермальних вод буде розвиватися прискореними темпами, щорічно збільшуючись в середньому на 4,1 %,

### 1.3 Потенціал геотермальної енергії України

Стосовно перспектив розвитку української геотермальної енергетики, слід сказати, що в Україні визначено шість пріоритетних напрямків розвитку геотермальної енергетики:

- створення геотермальних станцій для теплопостачання міст, населених пунктів і промислових об'єктів;
- створення геотермальних електростанцій;
- створення систем теплопостачання з підземними акумуляторами теплоти;
- створення сушильних установок;
- створення холодильних установок;
- створення схем геотермального теплопостачання теплиць.

Виходячи з наявних оцінок запасів геотермальної енергії, пріоритетними районами в Україні є Керченський півострів, Закарпаття, Прикарпаття (Львівська обл.), Донецька, Запорізька, Луганська, Полтавська, Харківська, Херсонська, Чернігівська області.

Загальний потенціал ресурсів геотермальної енергії, який в програмі державної підтримки розвитку нетрадиційних та відновлюваних джерел енергії, малої гідро- та теплоенергетики, оцінюється величиною 438109 кВт·год за рік, що еквівалентно запасам палива обсягом 50106 т у.п.

Геотермальні ресурси України – це передусім термальні води і тепло нагрітих сухих гірських порід. Крім цього, до перспективних для використання в промислових масштабах можна віднести ресурси нагрітих підземних вод, які виводяться з нафтою та газом діючими свердловинами нафто-газових родовищ (рис. 1.1., 1.2.)

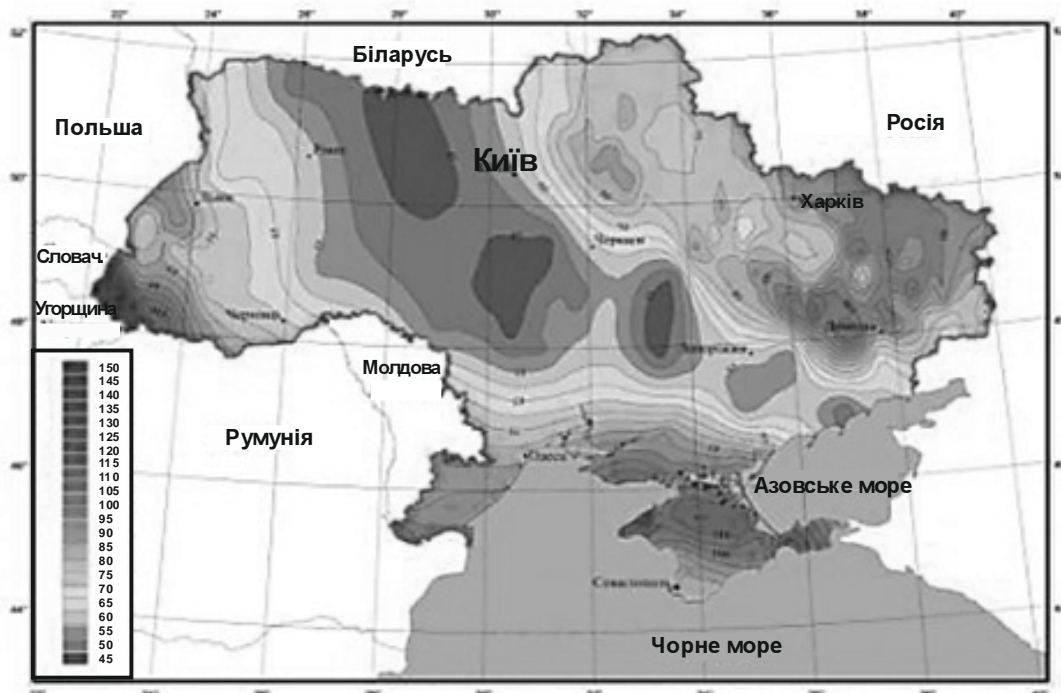


Рис. 1.1. Карта розподілу температур гірських порід в Україні на глибині 3000 м

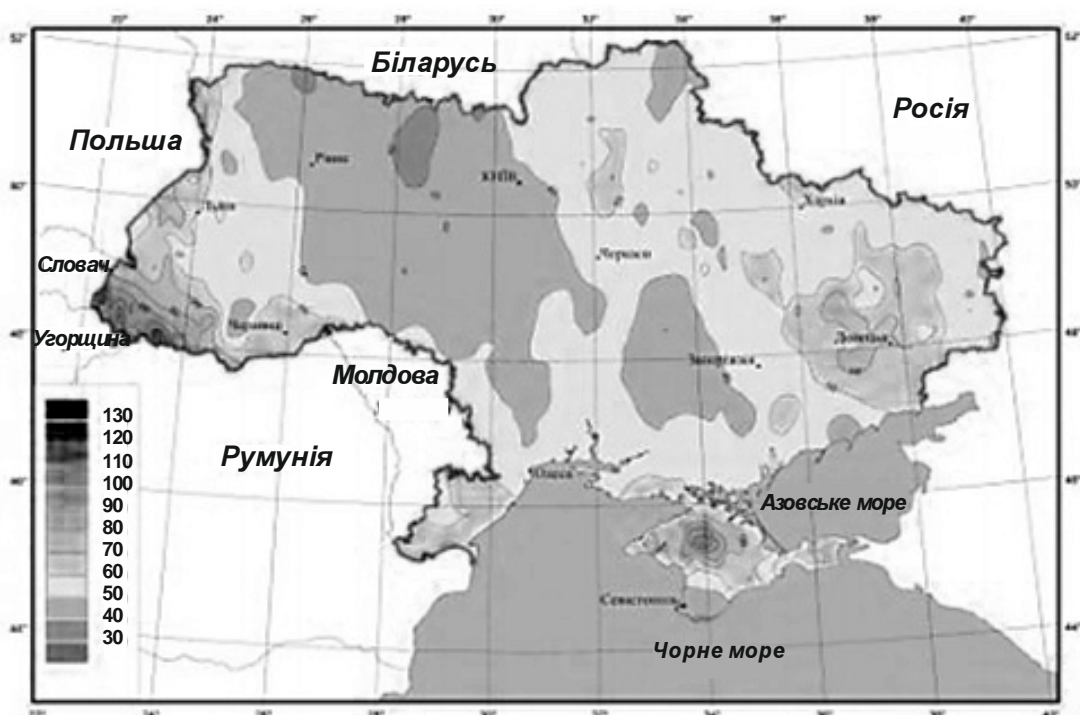


Рис. 1.2. Карта розподілу густини теплового потоку в Україні

Досить перспективним напрямком енергозберігаючої технологічної політики, що дозволяє забезпечити значну економію традиційного палива в

Україні, є використання геотермальної енергії для опалення, водопостачання і кондиціонування повітря в житлових та громадських будівлях і спорудах в містах і сільській місцевості, а також технологічне використання глибинного тепла Землі в різних галузях промисловості і сільського господарства.

Одним з перспективних напрямів розвитку геотермальної енергетики є створення комбінованих енерготехнологічних вузлів для отримання електроенергії, теплоти та цінних компонентів, що містяться в геотермальних теплоносіях.

Нижче в табл 1.3. наведено потенціал працюючих свердловин з видобутку геотермальної енергії в Україні.

*Таблиця 1.3*

**Потенціал геотермальних ресурсів існуючих свердловин в Україні**

Області	Теоретично можливий потенціал геотермальної енергії, тис. т. у. п.	Технічно досяжний потенціал термальних вод, тис. т. у.п.	Економічно доцільний потенціал термальних вод, тис. т. у. п.
АР Крим	804,0	67,0	53,6
Вінницька	–	–	–
Волинська	–	–	–
Дніпропетровська	–	–	–
Донецька	–	–	–
Житомирська	–	–	–
Закарпатська	236,0	19,8	17,82
Запорізька	–	–	–
Івано- Франківська	79,0	4,9	3,92
Київська	–	–	–
Кіровоградська	–	–	–
Луганська	–	–	–
Львівська	262,0	30,5	24,4
Миколаївська	–	–	–
Одеська	47,0	5,5	4,4
Полтавська	271,0	27,1	18,97
Рівненська	–	–	–
Сумська	674,0	67,4	47,18

*Закінчення табл. 1.3*

Тернопільська	–	–	–
Харківська	230,0	23,0	16,1
Херсонська	312,0	26,0	20,8

Хмельницька	–	–	–
Черкаська	–	–	–
Чернівецька	–	–	–
Чернігівська	864,0	86,4	60,48
<i>Усього</i>	<i>3779,0</i>	<i>357,6</i>	<i>267,67</i>

На прикладі геотермальної циркуляційної системи (ГЦС) у с. Ільїнка встановлено, що експлуатація ГЦС протягом трьох опалювальних періодів показала можливість здійснення способу видобування геотермального тепла із зворотним закачуванням відпрацьованого геотермального теплоносія для гідрологічних умов Криму. Таким чином реалізується практично замкнутий цикл фільтрації геотермального теплоносія, що забезпечує охорону навколишнього середовища від забруднень.

На підставі досвіду роботи ГЦС у с. Ільїнка було збудовано ще 11 ГЦС у Криму на базі дуплетів розвідувальних свердловин, пробурених державним підприємством "Кримгеологія".

Перелік геотермальних об'єктів, на яких у різні часи були проведені розвідувальні та дослідно-промислові роботи, наведено в таблиці 1.4.

*Таблиця 1.4*

#### **Геотермальні установки в Криму на базі ГЦС**

Назва населеного пункту	Потужність, МВт	Температура води, °С	Дебет свердловини, м <sup>3</sup> /год	Об'єкти теплопостачання	Річна економія палива, т. у. п.
с. Ільїнка	3,2	57	72	житлове селище	1574
с. Сизовка	3,5	61	72	житлове селище	1722
с. Ново-Олексіївка	8,4	53	205	молочна ферма, житлове селище	4133
с. Котельниково	3,5	65	67	житлове селище	1722
с. Трудове	4,5	59	96	теплиці, гаряче водопостачання	2214
с. Зернове	2,7	50	72	гаряче водопостачання	1328
с. Рівне	6,9	62	139	житлове селище	3395
с. Янтарне	4,8	85	65	агропромисловий комплекс	2361
с. П'ятихатки	6,5	51	167	гаряче водопостачання	3198
с. Медведівка	1,5	67	28	дитячий садок, житлове селище	738
<i>Усього...</i>	<i>45,5</i>				<i>22385</i>

Відомо, що геотермальні установки потребують зовсім невеликих ділянок землі, набагато менших, ніж необхідні під енергетичні установки інших типів. Вони можуть розміщуватися практично на будь-яких землях, включаючи сільськогосподарські угіддя. Якби можна було використовувати усього лише 1 % геотермальної енергії Земної кори (глибина 10 км), ми б мали у своєму розпорядженні кількість енергії, що у 500 разів перевищує всі світові запаси нафти і газу.

#### **1.4. Переваги і недоліки використання геотермальної енергії**

Сучасна потреба в геотермальній енергії як в одному з видів відновлюваної енергії обумовлена виснаженням запасів традиційних органічних палив і залежністю більшості розвинутих країн від його імпорту (нафти і газу), а також з врахуванням негативного впливу паливної та ядерної енергетики на навколишнє середовище. Але слід зазначити, що застосування геотермальної енергії в енергетичному комплексі України потребує повноцінного врахування переваг і недоліків її використання.

Головною перевагою геотермальної енергії є можливість її використання у вигляді геотермальної води або суміші води і пари (в залежності від їх температури) для потреб гарячого водо- і теплопостачання, для вироблення електроенергії або одночасно для всіх трьох цілей; її практична невичерпність; повна незалежність від умов навколишнього середовища, часу доби і року.

При цьому у вулканічних регіонах планети високотемпературне тепло, нагріваючи геотермальну воду до значень температур, що перевищують 140...150 °С, економічно вигідно використовувати для вироблення електроенергії. Підземні геотермальні води зі значеннями температур, що не перевищують 100 °С, як правило, економічно вигідно використовувати для потреб теплопостачання, гарячого водопостачання і для інших цілей у відповідності з рекомендаціями, наведеними нижче.

## Рекомендовані сфери застосування геотермальних вод в залежності від їх температури

Температури, °С	Область застосування
більше 140	Вироблення електроенергії
менше 100	Системи опалення будівель і споруд
близько 60	Системи гарячого водопостачання
	Системи геотермального теплопостачання
менше 60	теплиць, геотермальні холодильні установки і т.п.

Зауважимо, що ці рекомендації з врахуванням вдосконалення геотермальних технологій переглядаються у бік використання для виробництва електроенергії геотермальних вод з все більш низькими температурами. Так, розроблені сучасні комбіновані схеми застосування геотермальних джерел дозволяють використовувати для виробництва електроенергії теплоносії з початковими температурами 70...80 °С, що значно нижче рекомендованих (150 °С і вище). Зокрема, в Санкт-Петербурзькому політехнічному інституті створені гідропарові турбіни, використання яких на ГеоТЕС дозволяє збільшувати корисну потужність систем в середньому на 22 %.

Значно підвищується ефективність застосування термальних вод при їх комплексному використанні. При цьому в різних технологічних процесах можна досягти найбільш повної реалізації теплового потенціалу води, в тому числі і залишкового, а також отримати цінні компоненти, що містяться в термальній воді (йод, бром, літій, цезій, кухонна сіль, борна кислота і багато інших) для їх промислового використання.

Одним із найбільших недоліків геотермальної енергії є необхідність зворотного закачування відпрацьованої води у підземний водоносний горизонт. Інший недолік використання даного виду енергії полягає у високій мінералізації термальних вод більшості родовищ і наявності у воді токсичних сполук і металів, що в більшості випадків виключає можливість скидання цих вод в розташовані на поверхні природні водні системи. Зазначені вище недоліки застосування геотермальної енергії призводять до того, що для практичного використання теплоти геотермальних вод необхідні значні капіталовкладення на буріння свердловин, зворотне закачування відпрацьованої



геотермальної води, на створення корозійностійкого теплотехнічного обладнання.

## **1.5. Обладнання для перетворення геотермальної енергії**

### **1.5.1. Геотермальні станції**

Існує два види геотермальних станцій: перші для генерування струму використовують водяну пару, другі – перегріті геотермальні води. У перших суха пара зі свердловини надходить у турбіну або генератор для вироблення електроенергії. На станціях іншого типу використовуються геотермальні води температурою понад 190 °С. Вода природним чином підіймається вгору свердловиною, подається в сепаратор, де внаслідок зменшення тиску частина її кипить і перетворюється на пару. Пара спрямовується в генератор або турбіну і виробляє електрику. Це найбільш поширений тип геотермальної електростанції.

У зв'язку з впровадженням нових, менш витратних, інноваційних технологій буріння свердловин із застосуванням ефективних способів очищення води від токсичних сполук і металів, витрати на відбір тепла від геотермальних вод постійно знижуються. До того ж слід мати на увазі, що геотермальна енергетика останнім часом активно розвивається. Так, останні розробки показали можливість вироблення електроенергії при температурі пароводяної суміші нижче 80 °С, що дозволяє набагато ширше застосовувати ГеоТЕС (рис.1.3.) для вироблення електроенергії. У зв'язку з цим очікується, що в країнах зі значним геотермальним потенціалом потужність ГеоТЕС в найближчий час подвоїться.

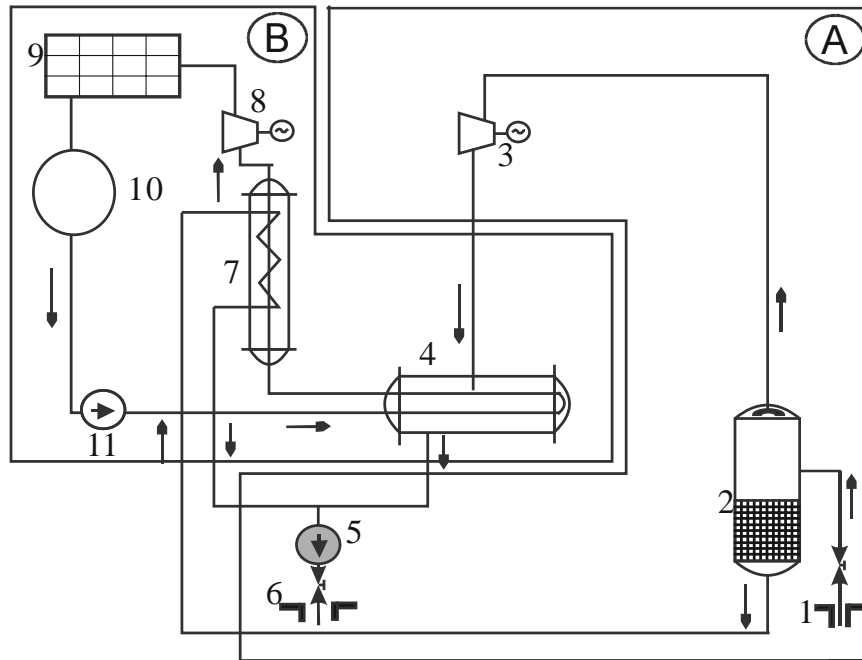


Рис. 1.3. Принципова схема роботи геотермальної електростанції:

(А) - перший (паровий) контур; (В) - другий контур (на ізобутані);

1- експлуатаційна свердловина, 2- сепаратор вода/пара, 3- парова турбіна, 4- теплообмінник, 5- насос закачки, 6- нагнітальна свердловина, 7- перегрівач, 8- турбіна на ізобутані, 9- повітряний/водяний конденсатор, 10- конденсатозбірник, 11- насос.

Ще більше вражає створена кілька років тому нова, розроблена австралійською компанією GeodynamicsLtd, революційна технологія будівництва ГеоТЕС – технологія Hot-Dry-Rock, яка істотно підвищує ефективність перетворення енергії геотермальних вод в електроенергію. Суть цієї технології полягає в наступному.

Спеціалісти австралійської компанії GeodynamicsLtd відступили від головного принципу роботи всіх геотермальних станцій, що полягає у використанні природного виходу пари з підземних резервуарів і джерел. Вони вирішили створити штучний "гейзер". Для створення такого гейзера геофізики відшукали в пустелі на південно-сході Австралії точку, де тектоніка та ізолюваність скельних порід створюють аномалію, яка цілий рік підтримує в окрузі дуже високу температуру. За оцінками австралійських геологів гранітні породи, що залягають на глибині 4,5 км розігріваються до 270 °С, і тому якщо на таку глибину через свердловину закачати під великим тиском воду, то вона,

повсюдно проникаючи в тріщини гарячого граніту, буде їх розширювати, одночасно нагріваючись, а потім по іншій пробуреній свердловині буде підніматися на поверхню. Після цього нагріту воду можна буде без особливих зусиль збирати в теплообміннику, а отриману від неї енергію використовувати для випаровування іншої рідини з більш низькою температурою кипіння, пар якої, у свою чергу, і приведе в дію парові турбіни. Вода, яка віддала геотермальне тепло, знову буде направлена через свердловину на глибину, і цикл таким чином повториться. Принципова схема отримання електроенергії за технологією, запропонованою австралійської компанією GeodynamicsLtd., наведена на рис.1.4.

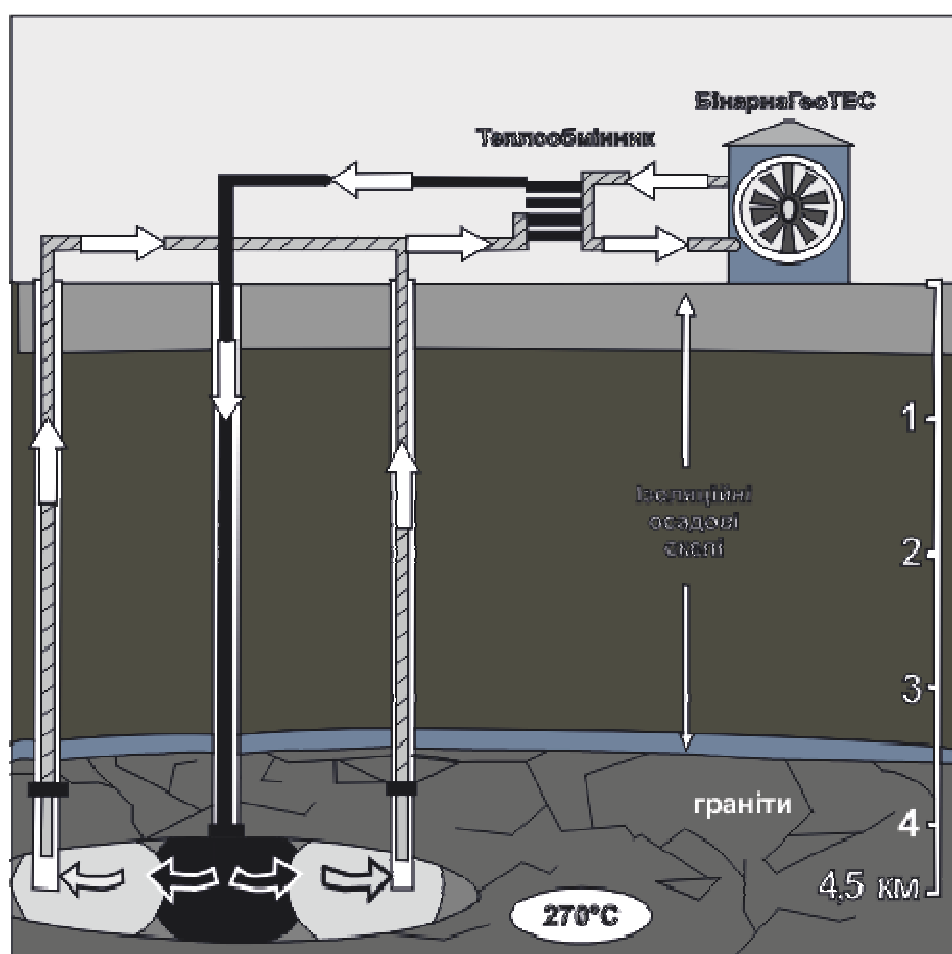


Рис. 1.4. Принципова схема отримання електроенергії за допомогою бінарної ГеоТЕЦ

Безумовно, реалізувати цю технологію можна не в будь-якому місці, а тільки там, де граніт, що залягає на глибині нагрівається до температури не менше 250...270 °С. При застосуванні такої технології ключову роль грає

температура, зниження якої на 50 °С за оцінками вчених вдвічі підвищить вартість електроенергії.

Для підтвердження прогнозів пробурені свердловини глибиною по 4,5 км кожна показали, що на цій глибині температура досягає необхідних 270...300 °С. В даний час проводяться роботи по оцінці загальних запасів геотермальної енергії в цієї аномальної точці півдня Австралії, що за попередніми розрахунками має потужність більше 1 ГВт, причому вартість цієї енергії буде вдвічі дешевше вартості вітрової енергії та у 8...10 разів дешевше сонячної.

На сьогоднішній день стає зрозумілим, що значні масштаби розвитку геотермальної енергетики в майбутньому можливі лише в разі одержання теплової енергії безпосередньо з гірських порід. У цьому випадку в місцях, де знайдено сухі гарячі скельні породи, бурять паралельні свердловини між якими утворюють систему тріщин. Тобто фактично формується штучний геотермальний резервуар, в який подається холодна вода з наступним отриманням пари або пароводяної суміші.

### **1.5.2. Теплові насоси**

Теплові насоси – це екологічно чисті компактні та економічні установки для системи опалення, що виробляють тепло для подачі гарячої води для водопостачання та опалення будівель використовуючи природне і безкоштовне тепло ґрунту, артезіанських вод, тепло морів, озер, річок, тепло повітря, технологічних викидів і т. д. шляхом перенесення його до теплоносія з більш високою температурою.

У теплових насосах, так само як і в холодильних установках, здійснюється так званий зворотний цикл передачі теплоти від джерела з низькою температурою до джерела з більш високою температурою. При цьому необхідно затратити деяку кількість механічної енергії.

Теплові насоси можна класифікувати за такими ознаками: принципом дії; джерелами низькопотенційного тепла; поєднанням використовуваного

низькопотенційного тепла з нагрівачим в теплових насосах середовищем; видами затраченої енергії.

## **1.6. Технологічні аспекти освоєння геотермальних ресурсів**

Фізичні можливості генерації теплової енергії геологічним середовищем (ГС) в межах території України оцінюються з використанням інформації про розподіл теплофізичних параметрів ГС.

Густина теплового потоку – це кількість тепла, що виноситься з надр на поверхню за одиницю часу на одиницю площі. Вона вимірюється у  $\text{мВт}/\text{м}^2$  і визначається як результат множення геотермічного градієнта в певному інтервалі глибин на теплопровідність порід цього інтервалу. На території України густина теплового потоку змінюється від  $25\text{...}30 \text{ мВт}/\text{м}^2$  до  $100\text{...}110 \text{ мВт}/\text{м}^2$ . Температури на глибині 1 км змінюються від 20 до 70 °С, а на глибині 3 км – від 40 до 135 °С. Розподіл теплових потоків тісно пов'язаний з особливостями геологічного розвитку регіонів та їх тектонікою. Глибинний тепловий потік (ГТП) визначається як спостережений тепловий потік, відкоригований з урахуванням численних близьких до поверхні впливів: палеоклімату, руху підземних вод із вертикальною складовою, геологічних структур, що зумовлюють негоризонтальне залягання поверхонь розділу порід із різною теплопровідністю, молодих насувів, накопичення молодих осадових відкладів тощо. Карта ГТП показує розподіл його фонових ( $35\text{...}50 \text{ мВт}/\text{м}^2$ ) і аномальних ( $60\text{...}130 \text{ мВт}/\text{м}^2$ ) величин на території України.

Однак, виконані дослідження регіональних можливостей геотермальних зон з підвищеними температурними градієнтами генерувати теплову енергію, що базується на даних досвіду буріння свердловин глибиною більших 3000 м на нафту і газ, показують, що теплові потоки є більшими і тому питаннями освоєння геотермальних ресурсів в Україні слід займатися більш активно, ніж це робиться сьогодні.

Так, з досвіду буріння свердловин в регіонах з підвищеною геотермальною активністю (на Сході та Заході країни) відомо, що глинистий

буровий розчин (б/р) на водній основі густиною  $1500 \text{ кг/м}^3$  в процесі циркуляції обсягом  $0,02 \text{ м}^3/\text{с}$  під час промивання свердловини виходить нагрітим з свердловини до температури, яка коливається в межах  $T_{\text{вих}} = 30 \dots 60 \text{ }^\circ\text{C}$ , а на вибої  $L = 3500 \text{ м б/р}$ , рухаючись у бурильних трубах, нагрівається до температури  $T_{\text{виб}} = 100 \text{ }^\circ\text{C}$  при вхідній температурі  $T_{\text{вх}} = 18 \text{ }^\circ\text{C}$ . Цей факт дозволяє оцінити середню щільність теплового потоку від стінок бурильної колони (БК) до б/р масою  $30 \text{ кг}$ .

Аналіз залишеної у свердловині геотермальної енергії кількістю біля  $4 \text{ МВт}$ , що зосереджується в замкненому процесі теплообміну між тим б/р, що сходить вниз і тим б/р, який підіймається вгору крізь стінки бурильної колони під час промивання свердловини, дозволив розробити модель ГТЕУ і технологію спорудження геотермальних свердловин, яка дозволяє отримувати на земній поверхні енергоносії із заданою температурою.

Використання теплової енергії від ГТЕУ для генерації електричної енергії має теж реальну соціально-економічну перспективу, незважаючи на малий ККД теплоелектричних елементів ( $3 \dots 5 \%$  для температур до  $120 \text{ }^\circ\text{C}$  і  $6 \dots 8 \%$  для температур до  $250 \text{ }^\circ\text{C}$ ), оскільки в теплий сезон геотермальна енергія може переключатися на максимальну генерацію електричної енергії.

## **1.7. Формули для розрахунку систем геотермального теплопостачання**

### **1.7.1. Розрахунок коефіцієнта ефективності для різних систем геотермального теплопостачання**

**А.** Відкрита двотрубна геотермальна система теплопостачання з приєднанням систем ГВ до падаючого трубопроводу (тобто паралельна подача геотермального теплоносія на опалення та гаряче водопостачання).

1. Питома витрата геотермальної води, що приходить на  $1 \text{ МВт}$  розрахункового теплового навантаження, визначається за формулою:

$$G_{\text{Т}}^{\text{пит}} = \frac{10^3}{c} \cdot \left( \frac{Q'_{\text{оп}}}{\delta \cdot t'_{\text{оп}}} + \frac{Q'_{\text{Г.В}}}{\delta \cdot t'_{\text{Г.В}}} \right), \quad (1.1)$$

де:  $Q'_{оп}$ ,  $Q'_{г.в}$  – розрахункові навантаження опалення, вентиляції і гарячого водопостачання, Вт;

$c$  – питома теплоємність теплоносія, Дж/(кг·°С);

$\delta \cdot t'_{оп}$ ,  $\delta \cdot t'_{г.в}$  – розрахункові перепади температур теплоносія в системах опалення, вентиляції і гарячого водопостачання, °С ,

$G_T^{пит}$  – питома витрата геотермальної води, що припадає на одиницю розрахункової теплового навантаження об'єкта, кг/Дж.

2. Частка розрахункового дебіту геотермальної води, що витрачається на опалення, визначається за формулою:

$$\alpha = \frac{Q'_{оп}}{c \cdot G_T^{пит} \cdot \delta \cdot t'_{оп}}. \quad (1.2)$$

Те ж саме, на гаряче водопостачання отримаємо з формули:

$$\alpha + \beta + \gamma = 1, \quad (1.3)$$

де  $\gamma = 1 - \alpha$  .

3. Ступінь відносного використання максимуму навантаження - на опалення визначається за формулою:

$$Z_{оп} = \frac{T_{сез} \cdot \varphi_{ср.відп}}{8500}, \quad (1.4)$$

де:  $\varphi_{ср.відп}$  – середньоотоплюваний коефіцієнт відпуску теплоти

Середньоотоплюваний коефіцієнт відпуску теплоти визначається за формулою:

$$\varphi_{ср} = \frac{(t_n - t_{3,ср})}{(t_n - t'_3)}, \quad (1.5)$$

де:  $t_n$  – температура повітря в обслуговуваних приміщеннях, °С;

$t'_3$  – розрахункова температура зовнішнього повітря для проектування систем опалення або вентиляції, °С;

$t, t_{3,ср}$  – середня за період роботи систем опалення або вентиляції температура зовнішнього повітря, °С.

Ступінь відносного використання максимуму навантаження на гаряче водопостачання визначається за формулою:

$$Z_{г.в} = \frac{5500 \cdot 0,35 \cdot T_{сез}}{8500}. \quad (1.6)$$

4. Коефіцієнт використання свердловини визначається за наступними формулами:

- для опалення:

$$\tau_{сверд.оп} = z_{оп} \cdot \frac{(t'_T - t'_o)}{(t'_T - t_T - 5) - \varphi_{ср.оп} \cdot (t'_o - t_n - 5)}, \quad (1.7)$$

- для гарячого водопостачання:

$$\tau_{сверд.г.в} = z_{оп} \cdot \frac{6800 + 0,2 \cdot T_{сез}}{8500}, \quad (1.8)$$

5. Середньозважена величина коефіцієнта використання свердловини визначається наступним чином:

$$\tau_{сверд.об} = \alpha \cdot \tau_{сверд.оп} + \gamma \cdot \tau_{сверд.г.в}, \quad (1.9)$$

6. Ступінь відносного збільшення розрахункового дебіту свердловини в загальному для об'єкта визначається при відомому  $\tau_{сверд.об} = 0,23$  для напівобмеженого пласта з  $I_n = 4,9 - \xi_{об} = 1,6$ .

7. Ступінь відносного спрацьовування температурного перепаду визначається згідно умови  $t'_T = t'_T = 100^\circ\text{C}$  за формулами:

- на опалення:

$$I_{оп} = \frac{t'_T - t'_o}{t'_T - 5}, \quad (1.10)$$

- на гаряче водопостачання  $I_{г.в} = 1$  так як  $t'_{г.в} = t'_T$ .

8. Коефіцієнт ефективності геотермального теплопостачання для даної схеми визначається за формулою:

$$\eta_{геот}^{об} = (\alpha \cdot I_{оп} \cdot z_{оп} + \gamma \cdot I_{г.в} \cdot Z_{г.в}) \cdot \xi_{об}. \quad (1.11)$$

**Б.** Залежна система опалення з піковим догрівом геотермального теплоносія:



1. Питома витрата геотермальної води, що приходить на 1 МВт розрахункового теплового навантаження, визначається за формулою:

$$G_T^{\text{пит}} = \frac{10^3}{c} \cdot \left( \frac{Q'_{\text{оп}}}{\delta \cdot t'_{m,z}} + \frac{Q'_{\text{г.в}}}{\delta \cdot t'_{\text{г.в}}} \right). \quad (1.12)$$

2. Частка розрахункового дебіту геотермальної води становитиме:

$$\alpha = \frac{Q'_{\text{оп}} \cdot 10^2}{c \cdot G_T^{\text{пит}} \cdot \delta \cdot t'_{\text{г.г}}}. \quad (1.13)$$

Для гарячого водопостачання:

$$\gamma = 1 - \alpha.$$

3. Коефіцієнт відпуску теплоти, відповідний моменту відключення пікового догріву, визначається за формулою:

$$\varphi_{\text{п.відп}} = \frac{(t'_T - t_B - 5)}{(t'_{\text{г.г}} - t_B - 5)}. \quad (1.14)$$

4. Орієнтовна тривалість роботи пікового догріву  $T_{\text{п}}$  (доб.) визначаємо за формулою:

$$T_{\text{п}} = \frac{(1 - \varphi_{\text{п.відп}})^1 / B}{A}, \quad (1.15)$$

де: А і В – емпіричні коефіцієнти.

5. Відносний коефіцієнт відпуску теплоти визначається за формулою:

$$\varphi_{\text{відп}} = \frac{(\varphi_{\text{п.відп}} + \varphi_{\text{к}})}{2 \cdot \varphi_{\text{п.відп}}}. \quad (1.16)$$

6. Температура скидної води, відповідна моменту відключення пікового догріву, визначається за формулою:

$$t_{\text{сп}} = \varphi_{\text{п}} \cdot (t'_o - t_B - 5) + (t_B - 5), \quad (1.17)$$

Коефіцієнт використання свердловини при опаленні визначається за формулою:

$$\tau_{\text{сверд.оп}} = \frac{T_{\text{п}} \cdot 24}{8500} + \frac{(T_{\text{сез}} - T_{\text{п}}) \cdot 24}{8500} \cdot \frac{\varphi_{\text{відп}} \cdot (t'_T - t_{\text{сп}})}{(t'_T - t_B - 5) - \varphi_{\text{відп}} \cdot (t_{\text{сп}} - t_B - 5)}. \quad (1.18)$$

7. Частка пікового догріву на опалення визначається за графіками рис.

1.5.

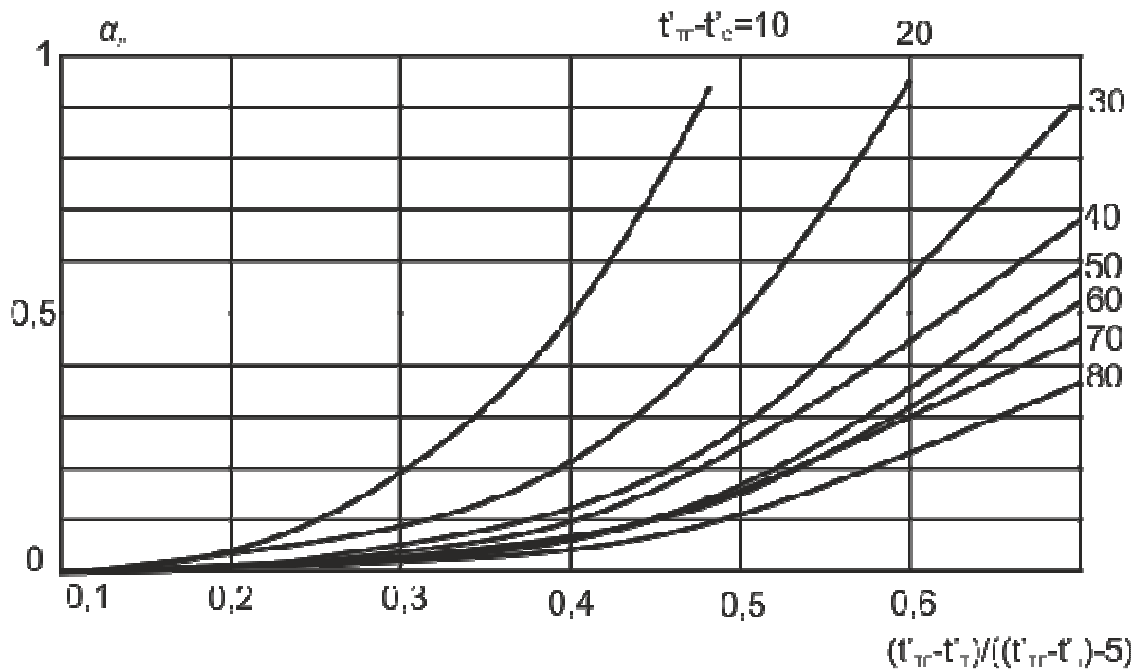


Рис. 1.5. Графіки для визначення долі пікового догріву при опаленні

$$\frac{t'_{T.G} - t'_T}{t'_{T.G} - t'_T - 5}, \quad (1.19)$$

$$t'_{T.G} - t'_T, \text{ } ^\circ\text{C},$$

$$d_H = 0,05.$$

8. Ступінь відносного спрацьовування температурного перепаду визначається за формулою:

- для систем опалення:

$$\frac{t'_{T.G} - t'_O}{t'_T - 5} \quad (1.20)$$

- для систем гарячого водопостачання  $I_{Г.В} = 1$ .

9. Середньозважена величина коефіцієнта використання свердловини визначається наступним чином:

$$\tau_{\text{сверд.об}} = \alpha \cdot \tau_{\text{сверд.оп}} + \gamma \cdot \tau_{\text{сверд.г.в}}, \quad (1.21)$$

10. За графіком з рис. 1.6. визначаємо значення показника  $\xi_{\text{об}} \cdot \tau$

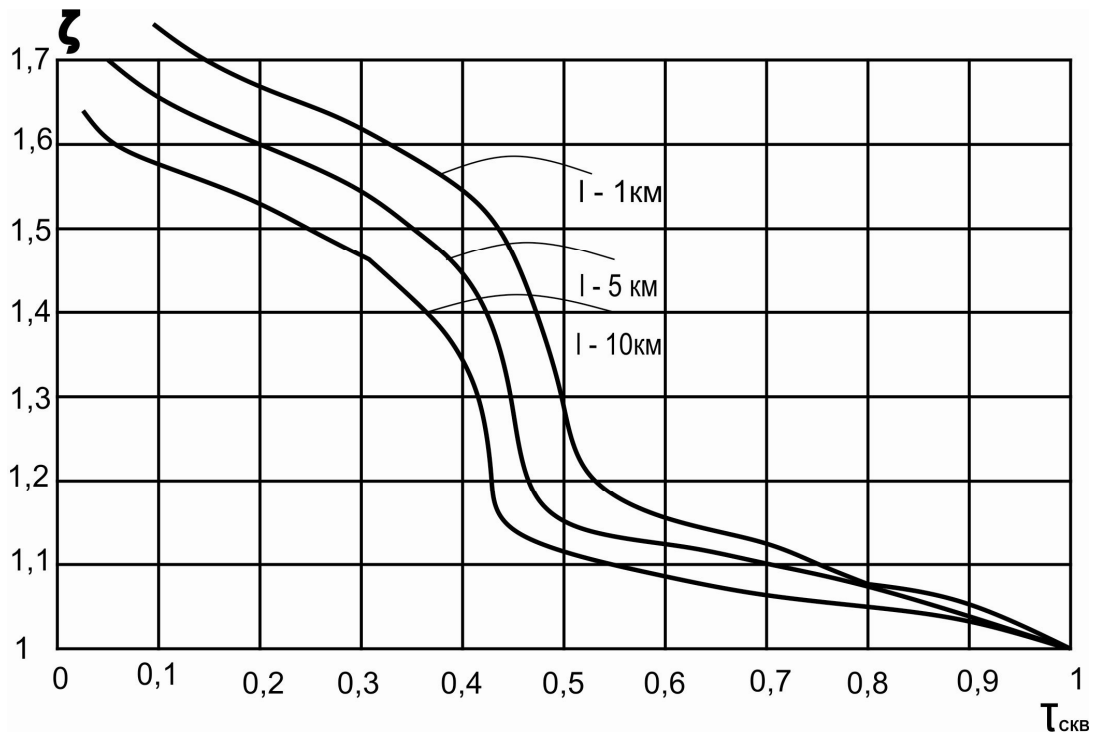


Рис. 1.6. Графік для визначення ступеня відносного збільшення розрахункового дебіту термоводовідбору

11. Коефіцієнт ефективності геотермального теплопостачання об'єкта за формулою дорівнює:

$$\mu_{\text{геот}}^{\text{об}} = (\alpha \cdot I_{\text{оп}} \cdot z_{\text{оп}} \cdot (1 - d_{\text{н}}) + \gamma \cdot I_{\text{г.в}} \cdot z_{\text{г.в}}) \cdot \xi_{\text{об}}. \quad (22)$$

### 1.7.2. Підбір опалювальних приладів і побудова графіків регулювання геотермальних систем опалення

Нижче наведено приклад розрахунку необхідного номінального теплового потоку опалювального приладу геотермальної системи опалення, встановленого в приміщенні.

1. Розрахунковий ступінь спрацювання теплового потенціалу теплоносія визначається за формулою:

$$\tau' = \frac{\tau_{\text{Г}}'' - \tau_{\text{О}}''}{\tau_{\text{Г}}'' - \tau_{\text{П}}''}. \quad (1.23)$$

Якщо  $\tau > 0,4$ , розрахунок слід вести за наступною формулою:

$$\varepsilon = \frac{\tau_{\text{Г}}'' - \tau_{\text{О}}''}{\tau_{\text{О}}'' - \tau_{\text{П}}''}. \quad (1.24)$$

2. Визначимо розрахункову витрату теплоносія через опалювальний прилад:

$$G_B = \frac{Q}{c \cdot (\tau_T'' - \tau_o'')}.$$

3. З урахуванням отриманих розрахункових значень обираємо тип опалювального приладу і за формулою (1.24) розрахункові навантаження:

$$\varphi_{\text{відп}} = \frac{t_{\text{п}} - t_{\text{н.ср}}}{t_{\text{п}} - t_{\text{н}}}. \quad (1.25)$$

4. Обчислення розрахункового середньостепеневого температурного напору здійснюється за формулою:

$$\Delta t_{\text{ср}} = \left\{ \frac{n \cdot [(t_2'' - t_B) - (t_o'' - t_B)]}{(t_o'' - t_B)^{-n} - (t_T'' - t_B)^{-n}} \right\}^{\frac{1}{1,35}}; \text{ } ^\circ\text{C}. \quad (1.26)$$

5. Визначимо значення  $\overline{G_n}$  і  $\overline{\Delta t_{\text{ст}}}$  за формулами:

$$\overline{G_n} = \frac{G_B}{0,1}, \quad (1.27)$$

$$\overline{\Delta t_{\text{ст}}} = \frac{\Delta t_{\text{ст}}}{70}. \quad (1.28)$$

Номінальний тепловий потік опалювального приладу, який необхідно встановити в приміщенні визначаємо за формулою:

$$Q_H = \frac{Q}{\overline{\Delta t_{\text{ст}}}^{1,35} \cdot \overline{G_n}}, \text{ Вт}. \quad (1.29)$$

Для побудови графіка кількісного регулювання опалювального навантаження спочатку визначимо величину  $\chi$ .

На наступному етапі визначаємо показник, що характеризує регулювання опалювального навантаження:

$$\overline{G} = \frac{G}{G'} = \varphi \cdot \frac{t_T'' - t_B''}{(t_T'' - t_B) - (t_o'' - t_B) \cdot \varphi}, \quad (1.30)$$

де:  $\varphi$  - коефіцієнт відпуску теплоти на опалення;  $G$  і  $G'$  - поточні і розрахункові витрати теплоносія.

Поточну температуру зворотної води визначаємо за формулою:

$$t_o = t_b + (t_o'' - t_b) \cdot \varphi, \quad (1.31)$$

де:  $t_t''$ ,  $t_o''$  – розрахункові температури гарячої та зворотної води в теплової мережі, °C.

### 1.7.3. Розрахунок комплексної системи геотермального теплопостачання

Визначимо основні технічні показники комплексної системи геотермального теплопостачання, що забезпечує опалення теплиці і гаряче водопостачання будівель, які необхідні для техніко-економічних розрахунків.

1. Задамося розрахунковою температурою водопровідної води після теплообмінного апарату:

$$t_{г.в}^p = t_o' - 5, °C. \quad (1.32)$$

2. Необхідний коефіцієнт ефективності теплообмінного апарату визначимо за формулою:

$$\varepsilon = \frac{t_{г.в}^p - t_{вод}}{t_o' - t_{вод}}. \quad (1.33)$$

3. Робота КФ, що характеризує конструкцію і розміри теплообмінного апарату визначається за формулою:

$$KF = \frac{c \cdot 10^3 \cdot G_{г.в}}{\frac{G_{г.в}}{G_t'} - 1} \cdot \ln \frac{1 - \varepsilon}{1 - \varepsilon \cdot \frac{G_{г.в}}{G_t'}}. \quad (1.34)$$

4. Встановлена теплова потужність пікового джерела теплоти:

$$Q_{п}' = c \cdot 10^3 \cdot G_{г.в} \cdot [t_{г.в}' - t_{вод} - \varepsilon \cdot (t_o' - t_{вод})], \text{ МВт}. \quad (1.35)$$

Значення коефіцієнта відпуску теплоти, відповідно включенню (відключення) пікового догріву, визначається згідно формули:

$$\varphi_{п} = 1 - \frac{Q_{п}'}{\varepsilon \cdot c \cdot 10^3 \cdot G_{г.в} \cdot (t_t' - t_o')}. \quad (1.36)$$

5. Температура зовнішнього повітря  $t_{з.п}$  визначається за формулою:

$$t_{3,II} = t'_H + \frac{Q'_{II} \cdot [t'_B - t'_H]}{\varepsilon \cdot c \cdot 10^3 \cdot G_{Г.В} \cdot (t'_T - t'_O)}, \text{ } ^\circ\text{C}. \quad (1.37)$$

У відповідності з даними кліматології (табл. 1.5.) визначається тривалість роботи пікового догріву.

Таблиця 1.5

**Кліматологічні дані річного споживання тепла**

Повторюваність температур зовнішнього повітря, °С	Кількість годин	Сумарна кількість спожитого тепла за рік
- 50 і нижче	—	—
- 49,9 – 45	—	—
- 44,9 – 40	—	—
- 39,9 – 35	—	—
- 34,9 – 30	—	—
- 29,0 – 25	5	—
- 24,9: –20	36	41
-19,9: –15	135	176
-14,9: –10	310	486
-9,9: – 5	630	1116
-4,9: – 0	1156	2272
+0,1: +5	1186	3458
+5,1: +8	694	4132
<i>Усього годин...</i>	<i>4152</i>	—

Річне вироблення теплоти для пікового догріву можна встановити, визначивши площу, яка в даному випадку дорівнює 13320 ГДж/рік. При середньому ККД пікової котельні 0,7 для вироблення цієї кількості теплоти потрібно 2337 т. у.п. В системі з теплонасосної установкою (ТНУ) витрата електроенергії в ТНУ при середньому коефіцієнті перетворення 3,5 складе  $E = 13320/3,5 = 3806$  ГДж / рік.

Річну витрату геотермального теплоносія можна визначити, встановивши площу, яка побудована на підставі графіка регулювання  $G_T(\varphi)$  за формулою (1.25).

**1.7.4. Кількість видобувних та поглинальних свердловин**

Кількість видобувних та поглинальних свердловин визначається за величиною необхідного об'єму геотермальної води та продуктивністю одної свердловини:

$$n = \frac{Q}{Q_c}, \quad (1.38)$$

де  $n$  – число видобувних або поглинальних свердловин;  $Q$  – об'єм необхідного добутку геотермальних вод;  $Q_c$  – розрахункова продуктивність видобувної свердловини.

$$Q_c = \frac{4\pi kmS}{\ln \frac{2.25at}{r_c^2}}, \quad (1.39)$$

де  $S$  – зниження в свердловині (визначається як різниця між тиском на виході з свердловини та тиском на її заборі);  $k$  – коефіцієнт фільтрації;  $m$  – потужність пласта;  $a$  – коефіцієнт п'єзопровідності;  $t$  – час експлуатації геотерма;  $r_c$  – радіус свердловини.

Під час проведення розрахунків, обов'язково потрібно враховувати, що видобувні свердловини повинні розташовуватися якомога ближче до споживача, а поглинальні – на відстані, щоб не впливати на температурний режим перших.

#### 1.7.5. Розрахунок потужності насоса для закачування теплоносія в поглинаючу свердловину

Потужність насоса складає:

$$N = \frac{\gamma Q P}{102\eta} \quad (1.40)$$

де  $\gamma$  – густина термальної води;  $Q$  – витрати геотермальної води;  $\eta$  – ККД насосу;  $P$  – тиск на вході в поглинаючу свердловину.

$$P = \frac{Q_{\text{доб}}}{2\pi km} \ln \frac{1.5\sqrt{at}}{r_c}, \quad (1.41)$$

де  $Q_{\text{доб}}$  – добові витрати вод, що закачуються в пласт;  $k$  – коефіцієнт фільтрації;  $m$  – потужність пласта;  $a$  – коефіцієнт п'єзопровідності колектора;  $t$  – час роботи свердловини;  $r_c$  – радіус свердловини.



## РОЗДІЛ 2

### ГІДРОЕНЕРГЕТИКА

#### 2.1. Загальна характеристика

**Гідроенергія** – енергія, зосереджена в потоках водних мас в руслових водотоках і приливних рухах.

У різних зонах України, віддалених від ліній електропередач, де в даний час електропостачання здійснюють дизель-електростанції, мала гідроенергетика може забезпечити гарантоване і порівняно дешеве енергопостачання підприємств, фермерських господарств, ліспромгоспів та інших споживачів.

Енергія води, що обертає водяне колесо, з давніх часів застосовувалися на млинах і лісопилках. З 1882 року вона використовується для виробництва електроенергії на ГЕС. Принцип роботи гідроенергетичної установки дуже простий. Кінетична енергія падаючої води використовується для обертання турбіни, на валу якій встановлено електрогенератор (рис. 2.1).

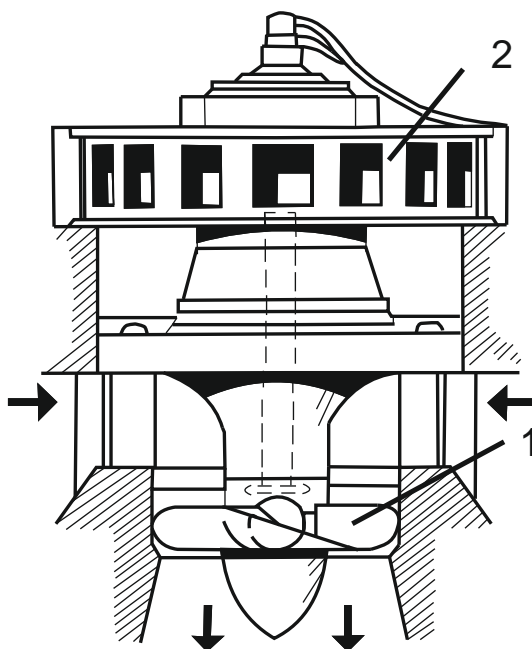


Рис. 2.1. Гідроагрегат:

*1 – гідротурбіна, 2 – гідрогенератор*

Гідроелектростанція працює на «безкоштовному паливі»: сонячна енергія випаровує воду (головним чином з поверхні океанів), повітряні потоки переносять водяну пару на материки, де вона конденсується і випадає у вигляді дощу і снігу. Випадаючи на поверхню землі волога частково знову випаровується, частково збирається в річки і стікає назад в океани. Річковий стік України складає  $46 \text{ км}^3$  води в рік (близько  $20 \text{ тис. м}^3$  на душу населення).

Для річок України характерні повені – швидкий весняний підйом води, пов'язаний з таненням снігу, змінюваний швидким спадом. На рівнинних річках снігового живлення в періоди весняної повені (1,5...2,5 місяці) проходить до 60...70 % річного стоку. У багатоводні роки стік перевищує середні значення на 10...15 %, в маловодні він менше на 15...20 %.

Гідроелектростанції, головним чином, працюють у змінній пікової частини графіка навантаження, і тільки в паводок – у базисному режимі.

При будівництві ГЕС створюються водосховища, гідровузли. Енергетико-господарський комплекс вирішує спільно проблеми гідроенергетики, водопостачання населених пунктів, водного транспорту. Зазвичай до малих ГЕС умовно відносять станції потужністю до 5 МВт. Вони відносяться до традиційних енергетичних установок і в 60-і роки малих ГЕС будувалося багато, але на початку XXI століття до проблеми їх розвитку доводиться повертатися в зв'язку з вичерпністю не відновлювальних енергоджерел.

## **2.2. Види пристроїв гідроелектростанції і гідротурбін**

Розрізняють дериваційні ГЕС, будівлі яких встановлені на каналі, відведеному від водосховища (верхнього б'єфу гідровузла), і греблі, в яких гідротурбіни і генератори розміщені безпосередньо в греблі. Низьконапірні ГЕС, характерні на північному заході, відносяться до гребельного типу. Їх споруди зазвичай включають ґрунтову греблю, що перегороджує русло, та невелику бетонну дамбу і суміщену з нею будівлю ГЕС (рис. 2.2).

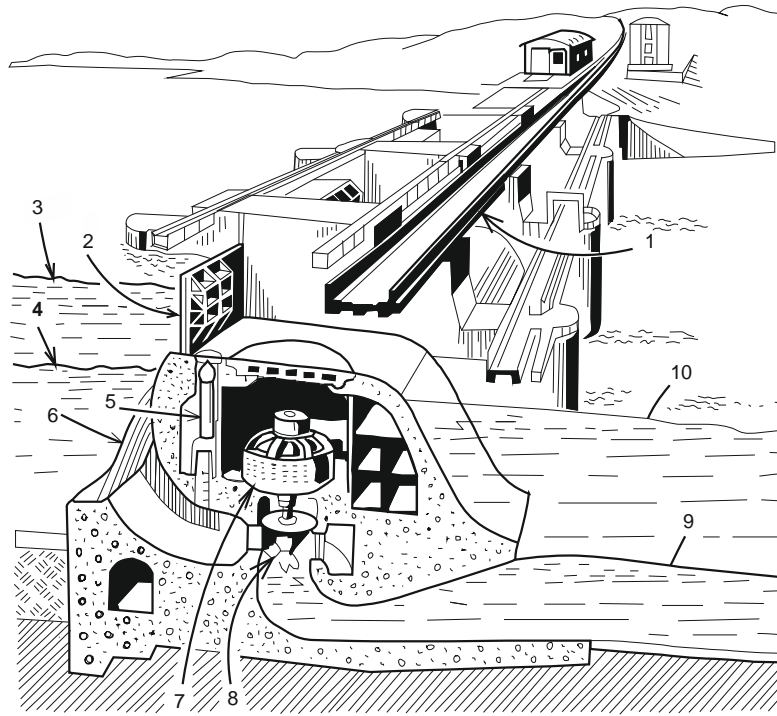


Рис. 2.2. Схема площинної ГЕС:

1 – гребля; 2 – засуви; 3 – максимальний рівень верхнього б'єфу; 4 – мінімальний рівень верхнього б'єфу; 5 – гідравлічний під'ємник; 6 – сміттеуловлювач; 7 – гідрогенератор; 8 – гідравлічна турбіна; 9 – мінімальний рівень нижнього б'єфу; 10 – максимальний наводковий рівень.

Потужність гідроенергетичної установки зростає зі збільшенням витрати води і швидкості обтікання лопатей турбіни. Вона визначається за формулою:

$$N = \eta_m \cdot \eta_{eg} \cdot \rho \cdot g \cdot Q \cdot H_{nid} . \quad (2.1)$$

де  $\rho$  – щільність води,  $\text{кг/м}^3$

$g$  – прискорення сили тяжіння,  $\text{м/с}^2$

$Q$  – витрата води через гідротурбін,  $\text{м}^3 / \text{с}$ ,

$H_{nid}$  – напір води, підведений до гідротурбін, м,

$\eta_m$  – ККД гідротурбіни,

$\eta_{eg}$  – ККД електрогенератора.

Підведений до турбіні напір  $H_{nid}$  дорівнює різниці рівнів у верхньому і нижньому водосховищі (б'єфі) за вирахуванням гідравлічних втрат.

Проект ГЕС розробляється на основі топографо-геодезичних та інженерно-геологічних досліджень. Використовуються багаторічні спостереження за гідрологічним режимом річки: витратами, рівнями, льодовим режимом. Напір на гідровузлі  $H_{ГЕС}$  дорівнює різниці рівнів води верхнього і нижнього б'єфів. При  $H_{ГЕС} < 25$  м станцію відносять до низьконапірних. Напір блоку (гідроагрегату) являє собою різницю питомих потенційних енергій на вході і виході з гідротурбіни і визначається з формули:

$$H_{\text{бл}} = H_{ГЕС} - \Delta h_{\text{кін}}, \quad (2.2)$$

де  $\Delta h_{\text{кін}}$  – втрати кінетичної енергії у водопідводних і водовідвідних спорудах греблі. Згідно гідравліки ці втрати пропорційні квадрату швидкості води (і, отже, квадрату витрати). На низьконапірних греблях з  $H_{ГЕС} = 6...8$  м напір блоку може зменшуватися на 10...15 % тільки за рахунок ґрат, що утримують сміття.

Витрати води у водосховищі (верхньому б'єфі) залежать не тільки від витрати через греблю, але і від водозабору на потреби водопостачання, опадів, випаровування, фільтрації, льодоутворення. Витрата в нижньому б'єфі залежить від витрати через турбіни, холостих скидів, фільтрації.

### 2.2.1. Гідротурбіни

Перетворення потенційної енергії води гідровузла в механічну енергію, передану на електрогенератори, відбувається в гідротурбінах. При роботі гідротурбіни відбуваються втрати енергії. Гідравлічні втрати пов'язані з в'язким тертям і вихроутворенням при переміщенні води через турбіну. Об'ємні втрати обумовлені перетіканням деякого об'єму рідини через проміжки між лопатями турбіни і стінками статора агрегату. Механічні втрати пов'язані з тертям в підшипниках. Сумарні втрати потужності враховуються коефіцієнтом корисної дії гідротурбіни  $\eta_m$ . Для сучасних турбін характерні значення  $\eta_m = 0,85...0,9$ .

Для низьконапірних, в тому числі малих, ГЕС оптимальними є гідротурбіни пропелерного типу з горизонтальним валом. На рис. 2.3.

представлений схематично гідроагрегат для мікроГЕС потужністю від 7 до 50 кВт, напором – від 3 до 10 м, витратами води – від 0,3 до 0,9 м<sup>3</sup>/с. Гідроагрегати такого типу розміщуються в тілі греблі без заглиблення, що знижує вартість будівництва ГЕС. Габарити горизонтальних турбін менше, ніж вертикальних.

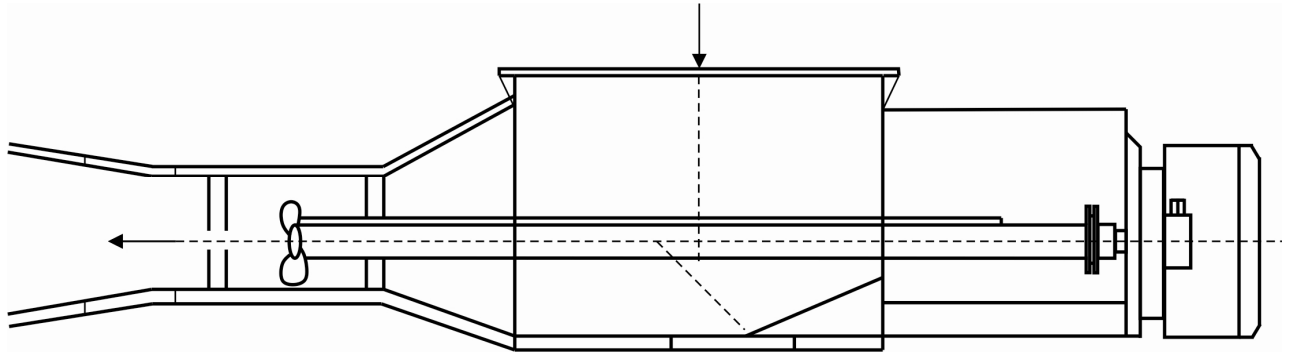


Рис. 2.3. Схема горизонтального гідроагрегата

У витратах на будівництво малих і мікроГЕС близько 50 % йде на механічне та електротехнічне обладнання, близько 40 % на гідротехнічні роботи і близько 10 % на технічний нагляд. У період гігантоманії у вітчизняній гідроенергетиці були закриті і зруйновані сотні малих ГЕС. Аналіз показує, що відновлення цих станцій на сучасному рівні цілком можливо технічно і вигідно економічно.

Зі збільшенням напору на греблі переваги отримують гідроагрегати з вертикальною віссю: поворотньо-лопатеві осьові, діагональні, радіально осьові. При дуже великих напорах (сотні метрів) застосовують ковшові турбіни з горизонтальною віссю.

Новим словом в енергомашинобудуванні є гідроагрегати двосторонньої дії, застосовувані в приливних електростанціях. На рис. 2.4. показаний гідроагрегат французької припливної електростанції «Ле Ранс». В таких машинах електроенергія може вироблятися при обох напрямках обертання вала агрегату. Повний ККД оборотних машин знижується на 2...3 % в порівнянні з односторонніми, але при цьому капітальні витрати на будівництво та обладнання станції значно скорочуються.

Отримують поширення капсульні оборотні гідроагрегати для гідроакумулюючих і приливних електростанцій. У цих агрегатах робоче колесо гідромашини розташоване зовні капсули (гондоли), а електрична машина всередині неї. При обтіканні гондоли водним потоком агрегат працює в режимі турбіни, електромашини виробляє струм в режимі генератора. При необхідності перекачувати воду струм подається до агрегату з енергосистеми, електромашини працює в режимі електродвигунів та обертає вал в протилежному напрямку. У цьому випадку робоче колесо виконує функції насоса. Для турбінного режиму роботи таких агрегатів характерні значення ККД на рівні 85 %, для насосного режиму – на рівні 75 %.

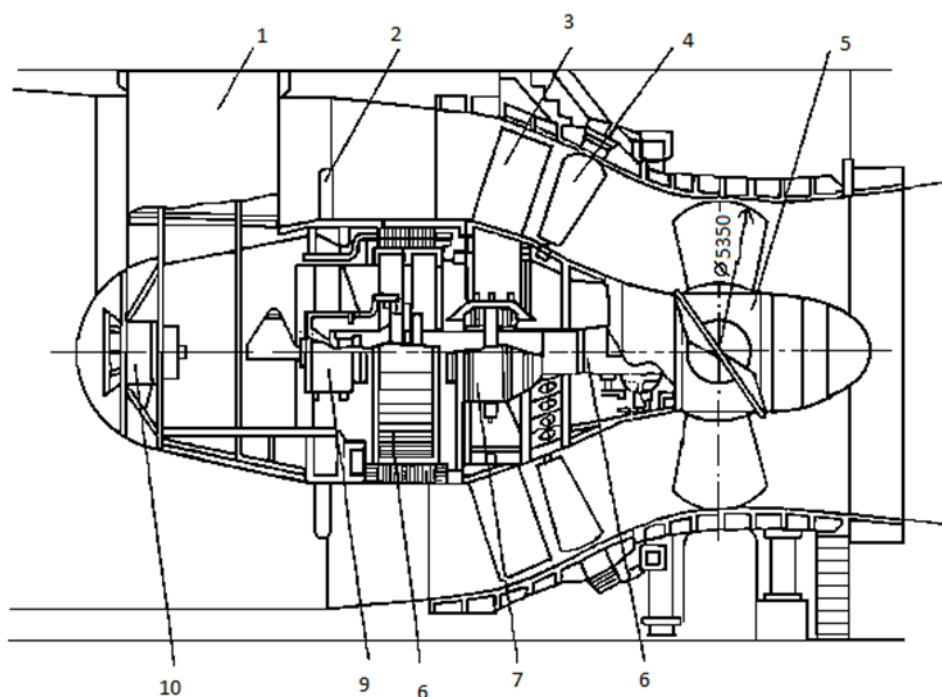


Рис. 2.4. Гідроагрегат «Ле Ранс»:

1 – прохідна колона; 2 – кріплення гондоли; 3 – канали статора; 4 – лопатка направляючого апарату; 5 – робоче колесо; 6 – вал; 7 – підшипник; 8 – електромашини (двигун-генератор); 9 – підшипник; 10 – вентилятор.

### 2.2.2. Вплив роботи гідроелектростанції на енергосистему

Сучасні ГЕС високо автоматизовані. Пуск і зупинка агрегату здійснюються від імпульсу з диспетчерського пункту енергосистеми. Автоматично здійснюються групове регулювання частоти в енергосистемі,

регулювання навантаження ГЕС за необхідним графіком. Поштовхи навантаження сприймаються ГЕС без особливих труднощів. Багато гідроелектричних станцій управляються дистанційно з використанням засобів телемеханіки. Собівартість електроенергії на ГЕС приблизно в 5 разів нижче, ніж на теплових станціях.

Важливою перевагою гідроенергетики є висока маневреність гідроагрегатів – їх можна запустити на повну потужність за дуже короткий час (40...50 секунд). Теплові та атомні енергоустановки такої можливості не мають. Згідно з законом термодинаміки, ефективність термодинамічних циклів підвищується з підвищенням параметрів теплоносія – тиску і температури. В українських конденсаційних паротурбінних установках досягнуті тиски до 24,5 МПа, відповідно, з цим і труби, арматура, інше обладнання мають товсті стінки. Досягнута температура 565 °С. При пуску енергоблоку з холодного стану доводиться дуже повільно підвищувати параметри, інакше термічні напруження в металі приведуть до утворення тріщин і аварії.

Перехідні режими (нарощування і зниження потужності) також проходять з малою швидкістю та змінюються в невеликих діапазонах. Разом з тим споживання енергії може змінюватися в широких межах (рис 2.5).

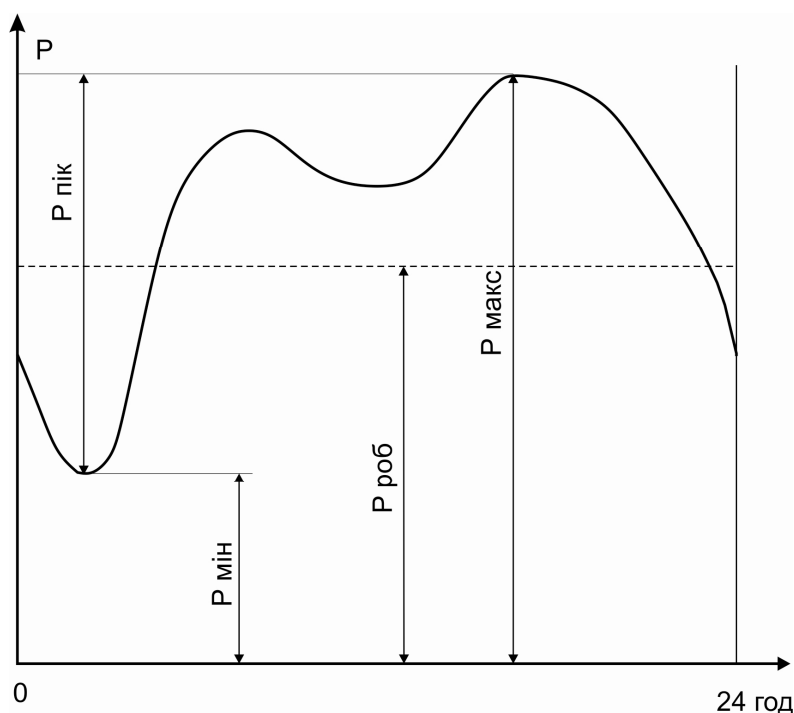


Рис. 2.5. Графік навантаження міста за зимову добу

У нічний час доби є «провал» навантаження, в денний і вечірній час – «піки». Якщо забезпечувати енергопостачання тільки тепловими і атомними станціями, під час провалу навантаження вони б марно витрачали паливо.

Нерівномірний графік змушує зупиняти агрегати теплових електростанцій в нічний час. Процес пуску котлів і турбін ТЕС – найбільш складний в їх експлуатації. Найбільшу небезпеку викликають пуски агрегатів з не остиглого стану, так як окремі елементи обладнання, остигаючи з різними швидкостями, мають різну температуру. З'являються термічні напруження, зміна зазорів в сполучених вузлах і деталях. Тому пуски і зупинки агрегатів паротурбінних станцій характеризуються найбільшою аварійністю та підвищеним зносом обладнання. Збільшується час простою котлів і турбін в аварійному ремонті, витрати на капітальні і поточні ремонти. У підсумку зростає вартість енергії на ТЕС.

У Західній Європі проблема піків навантаження вирішується головним чином за допомогою газотурбінних установок, що працюють на газовому паливі чи на солярному мастилі. Їх можна запустити і підключити до енергосистеми за 6...10 хвилин. Однак газотурбінні установки мають низький ККД (близько 25 %) і споживають більш дороге паливо, ніж паротурбінні установки, тому застосування газотурбінних пікових установок призводить до зростання собівартості електроенергії.

Ідеально підходять для зняття піків гідравлічні енергоустановки. З цієї причини ГЕС проектують і будують на потужність, що перевищує середню потужність водостоку. Вони працюють в основному в змінній частині графіка навантаження, накопичуючи воду у верхньому б'єфі в періоди провалу навантаження і спрацьовуючи її під час піку.

### **2.2.3. Гідроакумулюючі електростанції**

У світовій енергетиці все ширше застосовуються гідроакумулюючі станції (ГАЕС), які працюють в змінному режимі: накопичення енергії (заряд) змінюється віддачею енергії (розрядом). На рис. 2.6. представлені типові схеми ГАЕС: а) коли у верхній басейн немає природного припливу води; б) коли до



води, що перекачується насосами в верхнє водосховище, додається річковий стік (такі суміщені установки називаються «ГЕС-ГАЕС»).

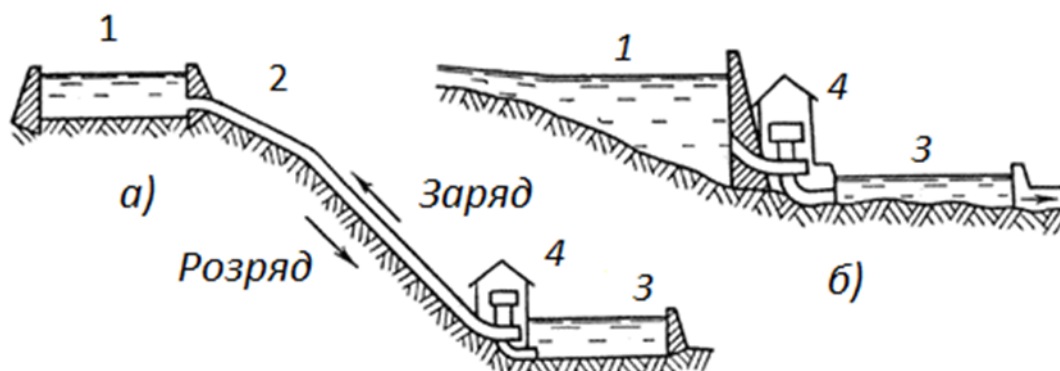


Рис. 2.6. Схеми гідроакумулюючих станцій:  
 а – ГАЕС; б – ГЕС-ГАЕС.

Заряд – це підйом води гідромашинами з нижнього у верхнє водосховище (вночі, у вихідні та святкові дні, коли в енергосистемі має місце провал навантаження). При цьому спрацьовується надлишкова потужність теплових і атомних електростанцій. Розряд – в години максимуму навантаження або при аваріях на інших електростанціях; при цьому потенційна енергія піднятої води перетворюється в електричну в гідротурбіні та генераторі. Таким чином, при заряді ГАЕС працює як насосна станція, а при розряді – як звичайна ГЕС. Затративши на заряд чотири одиниці електроенергії, при розряді повертаємо три одиниці. Потужність, що витрачається при заряді, коли ГАЕС працює у насосному режимі, визначається за формулою:

$$N_n = \eta_n \cdot \rho \cdot g \cdot Q \cdot h_n / 1000, \text{кВт}, \quad (2.3)$$

де  $h_n$  – підведена напір (сума статичного напору і втрата),  
 $\eta_n$  – ККД насосного режиму.

На рівнинній частині України напори можливих ГАЕС не перевищують 120 м, в Карпатах можливе будівництво ГАЕС з напором 400 м.

Розробляються також напівпікові гідроакумулюючі станції, розраховані на роботу в 10...12 годинній зоні. Напівпікові ГАЕС потребують спорудження більш ємких акумулюючих басейнів та більшої насосної потужності в

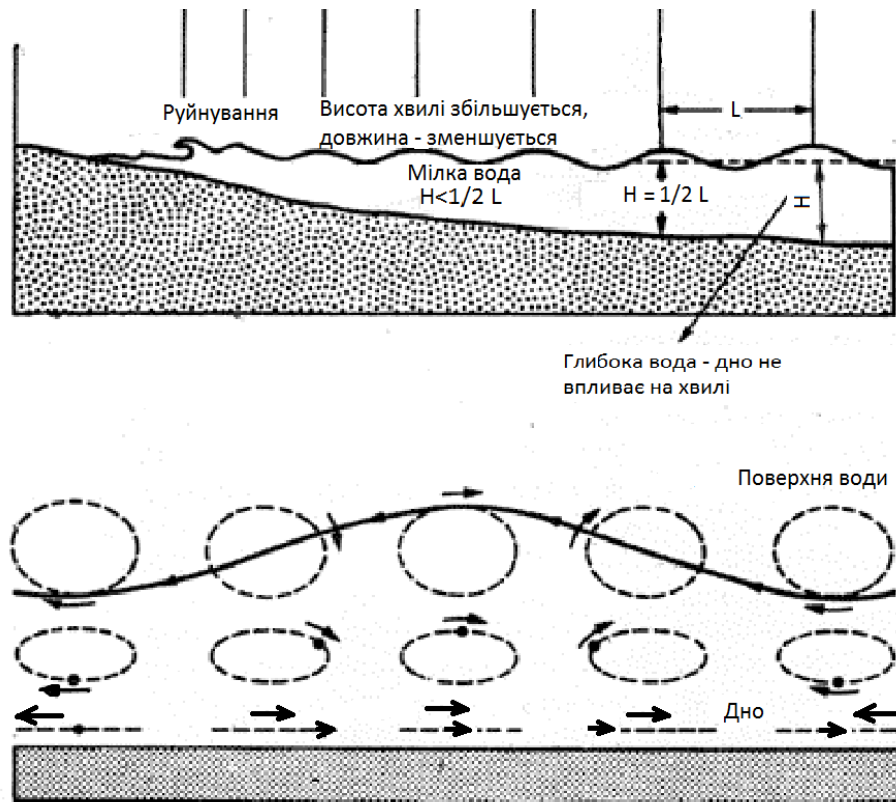
порівнянні з турбінними. На них доводиться встановлювати крім оборотних гідроагрегатів ще й потужні насоси.

#### **2.2.4. Припливні електростанції**

Притягання Місяця і Сонця породжують у Світовому океані приливну хвилю. Висота цієї хвилі максимальна, коли Земля, Місяць і Сонце знаходиться на одній лінії, і мінімальна, коли напрямки на Місяць і Сонце складають прямий кут. Внаслідок добового обертання Землі хвиля накопчується на береги материків. Амплітуда припливно-відпливних коливань рівня на берегах залежить від рельєфу дна і від форми берегової лінії. Наприклад, максимальна висота припливно-відпливних коливань в затоці Фандіна (атлантичне узбережжя Канади) складає 19,6 м.

#### **2.2.5. Енергія хвиль**

З точки зору енергетики морські хвилі являють собою концентровану форму вітрової енергії. Вітри, що дмуть над океаном, розводять хвилювання, сила якого залежить від швидкості вітру і довжини пробігу. У хвилях частинки води здійснюють кругові рухи. Висота хвилі дорівнює діаметру кругової орбіти частинки на поверхні (рис. 2.7).



**Рис. 2.7. Профіль морської хвилі**

З глибиною діаметри орбіт швидко зменшуються. Накочуючись на мілководді, хвиля росте по висоті і зменшується по довжині (відстані між гребнями). Біля дна частинки рухаються зворотно-поступально. Хвилі в морі мають різну довжину і швидкість, висоти окремих хвиль при накладанні підсумовуються.

Механічна енергія хвилі пропорційна довжині і квадрату висоти. Енергія хвилі шестиметрової висоти перевищує 100 кВт на 1 погонний метр фронту хвилі. Середня для океанських хвиль енергія оцінюється в 50 кВт/м. Фахівці підраховали, що з урахуванням неминучих втрат використання хвильової енергії на узбережжі Англії дало б 120 ГВт – це більше, ніж сумарна потужність електростанцій країни. Сумарна хвильова потужність Світового океану оцінюється в 2700 ГВт.

### **2.3. Основні показники гідрологічних розрахунків**

Норма стоку – відношення середнього багаторічного значення витрат ріки (за 40...50 років) до площі водозбирання.

Модуль стоку – виражає норму стоку в питомих одиницях, тобто відношення кількості води (в л/с), що стікає з одного квадратного кілометра водозбору:

$$M_0 = \frac{1000 \cdot Q_0}{F}, \text{ л / с з } 1\text{км}^2, \quad (2.4)$$

де  $Q_0$  – середні багаторічні витрати, м<sup>3</sup>/с;  $F$  – площа водозабору в км<sup>2</sup>.

Об'єм стоку:

$$W = Q_0 \cdot T, \quad (2.5)$$

де  $T$  – число секунд в періоді, за який вимірюється стік.

Річна висота води (шару стоку):

$$h_0 = \frac{W_0 \cdot 10^3}{F \cdot 10^{12}} = M_0 T. \quad (2.6)$$

Модульний коефіцієнт – відношення величини стоку до середнього багаторічному значенню стоку за однакові періоди:

$$k_i = M_i / M_0 = W_i / W_0. \quad (2.7)$$

Він може бути річним, сезонним, місячним, максимальним і мінімальним.

Коефіцієнт стоку – відношення висоти шару стоку ( $h$ ) до кількості опадів ( $\chi$ ), що випали в басейні стоку:

$$\eta = h / \chi. \quad (2.8)$$

Підрахунок відсотку забезпеченості річного стоку за кожний рік спостережень розраховується за формулою:

$$P = \frac{m - 0,5}{n} \cdot 100, \%, \quad (2.9)$$

де  $P$  – відсоток забезпеченості річного стоку за кожний рік спостережень;

$m$  – порядковий номер члена ряду при розташуванні їх в бік зменшення;

$n$  – число всіх членів ряду.

В практичних розрахунках користуються не самою кривою, а таблицею, що складена за нею (додаток 1). Для визначення ординат кривої забезпечення потрібно знати три числові параметри: норму стоку ( $Y_0$ ); коефіцієнт варіації ( $c_v$ ) – відношення середньоквадратичного відхилення до середньоарифметичного

значення ряду  $Y$ ;  $c_s$  – коефіцієнт асиметрії – характеризує амплітуду коливань значень стоку в ряді спостережень:

$$c_v = \sqrt{\frac{\sum (k-1)^2}{n-1}}, \quad (2.10)$$

де  $k = Y_i / Y_0$  – модульний коефіцієнт;

$$c_s = \frac{\sum (k-1)^3}{(n-1)c_v^3}. \quad (2.11)$$

При короткотермінових спостереженнях приймається наступне значення:

$$c_s = 2c_v.$$

Для переходу від табличних значень до інших, користуються співвідношенням:

$$k = \Phi \cdot c_v + 1, \quad (2.12)$$

де  $\Phi$  – відхилення ординат кривої забезпеченості (додаток 1);  $c_v$  – обчислений коефіцієнт варіації для даного ряду.

У випадку відсутності даних спостережень за стоком або їх нетривалістю (менше 10 років), значення коефіцієнта варіації визначають за наближеним виразом:

$$c_v = 0.723 - 0.213 \lg M_0 - 0.063 \lg (F + 1), \quad (2.13)$$

де  $M_0$  – норма стоку;  $F$  – площа водозбирання.

Внутрішньорічний розподіл стоку залежить від кліматичних умов і наведений в дод. 2 для макрорегіонів країни. Він служить при розрахунках, коли відсутня інформація для конкретного об'єкта. В дод. 3 наводиться наближена величина питомих максимальних витрат весняних паводків. Для отримання розрахункової величини, необхідно табличні дані помножити на площу водозбору. Максимальні літньо-осінні дощові паводки значно нижчі весняних.

#### 2.4. Розрахунок гідроелектростанції малої потужності

Для проведення розрахунків задаємо наступні умовні позначення: задані відмітками природні рівні води –  $V$  (м); довжина потоку –  $L_j$  (км); витрати води

–  $Q_j$  ( $\text{м}^3/\text{с}$ );  $j$  – номер створу ( $j=1, \dots, 10$ ), де нумерація створів йде згори-вниз за течією; обмеження по максимальному підняттю рівня води –  $Z_{\text{max}}$ ;  $D_1(\text{м})$  – діаметр робочого колеса;  $h_{\text{доп}}(\text{м})$  – мінімально допустима глибина потоку для установки вільно-потокових агрегатів для заданих значень  $D_1$  та  $V_p$  ( $\text{м}/\text{с}$ ) – швидкості потоку;  $L_{\text{min}}(\text{м})$  – мінімально-допустима відстань між вільно-потоковими агрегатами, розташованими один за одним уздовж річки.

Розрахунок основних категорій потенціалу незамерзаючого зимою потоку робиться для гідрологічних умов, що відповідають забезпеченості рівної 50%. Витрати потоку в кожному створі вважаються постійними впродовж року,  $Q_i = \text{const}$ .

Розглядаються тільки ГЕС, які не змінюють природний гідрологічний режим потоку. Для цих ГЕС приймається постійний за часом рівень води у водосховищі або верхньому б'єфі (ВБ) будь-який ГЕС ( $Z_{\text{ВБ}}$ ) і рівним НПП(м) – нормальному підпірному рівню, тобто

$$Z_{\text{ВБ}}(t) = \text{НПП} = \text{const} \quad (2.14)$$

Відповідно уся природна витрата потоку пропускається без перерозподілу в часі в нижній б'єф (НБ) ГЕС:

$$Q_{\text{НБ}}(t) = Q(t). \quad (2.15)$$

Встановлена потужність гребель ГЕС  $N_{\text{есм1}}^{\text{ГЕС}}$  (кВт) визначається в кожному 1-му розрахунковому створі ГЕС за формулою:

$$N_{\text{есм1}}^{\text{ГЕС}} = 9,81 \cdot \eta_{\text{ГЕС}} \cdot Q_{\text{розр}} \cdot Ha_i = K_n \cdot Q_{\text{розр}} \cdot Ha_i \quad (2.16)$$

де  $\eta_{\text{ГЕС}}$  (0.е.) - ККД ГЕС, а  $K_n = 9.81 \cdot \eta_{\text{ГЕС}}$  – коефіцієнт потужності;

Прийнято, що

$$Q_{\text{розр}} = 0,6 \cdot Q_i, \quad (2.17)$$

де  $Q_i$  ( $\text{м}^3/\text{с}$ ) - витрата потоку в  $i$ -му розрахунковому створі;  $Ha_i$  (м) - напір агрегату ГЕС, визначуваний по формулі:

$$Ha_i = \text{НПП}_i - Z_{\text{НБ}i}, \quad (2.18)$$

де  $HPP_i$  (м) – нормальний підпирний рівень верхнього б'єфу(ВБ) ГЕС в 1-му створі.

$Z_{НБi}$  (м) – розрахунковий рівень нижнього б'єфу(НБ) ГЕС в 1-му створі, який залежно від типу каскаду і обмежень по рівню НБ визначається по різному.

Для самої нижньої за течією потоку (ГЕС1):

$$Z_{НБi} = Z^{\min \partial on} = 102m = const. \quad (2.19)$$

Для замкнутого каскаду гребель ГЕС "по потоку" (окрім ГЕС в гирлі потоку) :

$$Z_{НБi} = HПУ_{i+1}. \quad (2.20)$$

Для розімкненого каскаду гребель ГЕС «по потоку»:

$$Z_{НБi} = V_i + \Delta Z_{НБi} = V_i + 0.256 \cdot Q_{роз}, \quad (2.21)$$

де  $V_i$  (м) – відмітка рівня води в і-му створі

Кількість годин використання встановленої потужності ГЕС «по потоку» –  $h$  (годин) прийнято рівним 3000 год.

Енергопостачання 1-го споживання від ГЕС вважається ефективним (доцільним), якщо відстань від споживача до потоку або місця розташування ГЕС ( $L_1$ ) буде менше економічного радіусу ( $R_1$ ), тобто  $L_1 < R_1$

Розрахунок водноенергетичного кадастру потоку проводиться за допомогою методу «лінійного обліку».

Довжина потоку між створами  $j$  та  $j-1$ , тобто  $l_{1,j-1}$  визначається за формулою:

$$l_{1,j-1} = L_j - l_{j-1}, м. \quad (2.22)$$

Напір тієї ж ділянки:

$$H_{j,j-1} = V_{j-1} - V_j, м. \quad (2.23)$$

Середні витрати на ділянці:

$$Q_{j,j-1} = 0.5 \cdot (Q_j + Q_{j-1}), м^3 / с. \quad (2.24)$$

Потенційна потужність потоку на тій же ділянці:

$$N_{j,j-1} = 9.81 \cdot H_{j,j-1} \cdot Q_{j,j-1}, кВт. \quad (2.25)$$

Питома потужність потоку:

$$iN_{j,j-1} = N_{j,j-1} / I_{j,j-1}, \text{кВт} / \text{км}. \quad (2.26)$$

Валовий потенціал потоку

$$N_{вал} = \sum_{j=2}^{10} N_{j,j-1}. \quad (2.27)$$