

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

Вінницький національний аграрний університет

МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ

до практичних робіт з курсу

Малі електричні станції в АПК

для підготовки студентів напряму електроенергетика електротехніка та
електромеханіка всіх форм навчання

Вінниця 2024

Гайдамак О. Л. Методичні вказівки до практичних робіт з курсу «Малі
електричні станції в АПК». Методичні вказівки. Вінниця, 2012. - 65 с.

Укладачі: Гайдамак Олег Леонідович
кандидат технічних наук, доцент

Рецензент:
Відповідальний
за випуск

Методичні вказівки призначені для підготовки студентів напряму
електроенергетика електротехніка та електромеханіка всіх форм навчання

ВСТУП

У теперішній час в багатьох країнах світу концепції розвитку передбачають значне збільшення частки відновлюваних джерел енергії в енергетичному балансі. Широко використовуються такі альтернативні джерела енергії, як сонячні термічні та електричні системи, вітряні генератори, енергетичні системи для використання можливостей біомаси різного походження, вироблення біогазу зі звалищ побутових відходів, геотермальні установки та ін.

В методичних вказівках наведено розрахунки ефективності впровадження різного роду відновлюваних джерел енергії: геотермальної, сонячної, енергії вітру, хвиль, океанських течій, припливів та відпливів, біопалива.

Студенти денної форми навчання після розгляду методики розрахунків на заняттях отримують завдання для самостійної роботи за варіантами таблиць які подані в кінці кожної практичної роботи.

ЗМІСТ

Практична робота № 1 Оцінка енергетичного потенціалу нетрадиційних джерел енергії України	4
Практична робота № 2 Розрахунок параметрів сонячної електростанції баштового типу	25
Практична робота № 3 Розрахунок кінетичної енергії вітрового потоку	30
Практична робота № 4 Розрахунок експлуатаційних витрат вітро - дизельної установки	35
Практична робота № 5 Розрахунок біогазогенераторів	41
Практична робота № 6 Розрахунок енергетичного потенціалу приливної енергії океанічного басейну	45
Практична робота № 7 Розрахунок потужності геотермальної електростанції	48
Практична робота № 8 Ефективність застосування багатотарифного обліку електричної енергії....	54

ПРАКТИЧНА РОБОТА №1

ОЦІНКА ЕНЕРГЕТИЧНОГО ПОТЕНЦІАЛУ НЕТРАДИЦІЙНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ

МЕТА РОБОТИ: Оцінити енергетичний потенціалу нетрадиційних джерел енергії України. Охарактеризувати доцільність використання того чи іншого виду енергії у Тернопільській області.

ТЕОРЕТИЧНІ ВІДОМОСТІ

Характерною прикметою сучасної енергетики України є рух в напрямку розвитку екологічно чистої енергетики на основі нетрадиційних та відновлюваних джерел енергії.

Атлас енергетичного потенціалу відновлюваних джерел енергії України являє собою один із елементів візуалізації інформації, представленої в інформаційно-аналітичній системі оцінки енергетичного потенціалу відновлюваних джерел енергії.

Атлас створено на основі бази даних енергетичних показників відновлюваних джерел енергії та розподілу їх енергетичного потенціалу по території України для наступних напрямів освоєння:

- енергія вітру,
- сонячна енергія, 4 енергія малих рік,
- енергія біомаси,
- геотермальна енергія.

Інформаційно-аналітична система оцінки енергетичного потенціалу відновлюваних та нетрадиційних джерел енергії для кожної із областей України являє собою єдине Інформаційне середовище із взаємозв'язаною картографічною і цифровою інформацією, методичним та програмним забезпеченням для визначення потенціалу відновлюваних та нетрадиційних джерел енергії. Розробка забезпечує

оперативну обробку щорічної та додаткової інформації без знищення поточної інформації.

Засобом для описування та маніпулювання картографічною інформацією слугує геоінформаційна система (ГІС) з візуалізацією результатів розв'язання задач у вигляді дво- і тривимірних діаграм, графіків, залежностей. Атрибутивні бази даних атласу представлені у вигляді таблиць.

Програмне забезпечення реалізовано в середовищі Місгозой Уїзіаі Вазіс 6.0 з застосуванням компонентів УЗЕБЕХОКГО Pго Ver8Юп 6.0 та УЗУТЕС 6.0. База даних та графічне відображення цих даних у вигляді діаграм для побудови атласу потенціалу відновлюваних джерел енергії знаходиться в середовищі Місгозой Ехсе^.

Для оцінки енергетичного потенціалу енергії відновлюваних та нетрадиційних джерел і для встановлення можливих обсягів його практичного використання та обсягів заміщення традиційних паливно - енергетичних ресурсів проведено розподіл на три різновиди - загальний, технічний і доцільно-економічний. Загальний потенціал - це вся кількість енергії, якою характеризується кожне з розглянутих джерел енергії. Технічний потенціал - це частка енергії загального потенціалу, яку можна реалізувати за допомогою сучасних технічних засобів; доцільно-економічний потенціал - кількість енергії, яку доцільно використовувати, враховуючи при цьому наступні фактори: економічний, екологічний, технічно-технологічні, соціальні та політичні.

Атлас енергетичного потенціалу відновлюваних та нетрадиційних джерел енергії України призначено для використання в процесі проведення науково-дослідних, пошукових та проектувальних робіт при розробці, створенні та впровадженні обладнання нетрадиційної енергетики по основних напрямках їх освоєння, виконанні проектів та заходів програми державної підтримки розвитку нетрадиційних та відновлюваних джерел енергії та малої гідро- і теплоенергетики.

Атлас енергетичного потенціалу відновлюваних та нетрадиційних джерел енергії України видається в рамках виконання роботи "Створення інформаційно-аналітичної системи оцінки потенціалу відновлюваних джерел енергії України",

направленої на виконання заходів Програми державної підтримки розвитку нетрадиційних та відновлюваних джерел енергії та малої гідро- і теплоенергетики.

1.1. ПОТЕНЦІАЛ ВІТРОВОЇ ЕНЕРГІЇ В УКРАЇНІ

Україна має потужні ресурси вітрової енергії: річний технічний вітроенергетичний потенціал дорівнює 30 млрд. кВт ■ год.

В результаті обробки статистичних метеорологічних даних по швидкості та повторюваності швидкості вітру проведено районування території України по швидкостях вітру і визначено питомий енергетичний потенціал вітру на різній висоті відповідно до зон районування.

Приведені дані є базовими при впровадженні вітроенергетичного обладнання і призначені до використання проектувальниками об'єктів вітроенергетики для встановлення оптимальної потужності вітроагрегатів та тилу енергії (електрична або механічна) для ефективного її виробництва в конкретній місцевості.

В умовах України за допомогою вітроустановок можливим є використання 15 ^ 19% річного об'єму енергії вітру, що проходить крізь перетин поверхні вітроколеса. Очікувані обсяги виробництва електроенергії з 1 м² перетину площі вітроколеса в перспективних регіонах складають 800 ^ 1000 кВтхгод/м² за рік.

Застосування вітроустановок для виробництва електроенергії в промислових масштабах найбільш ефективно в регіонах України, де середньорічна швидкість вітру > 5 м/с: на Азово-Чорноморському узбережжі, в Одеській, Херсонській, Запорізькій, Донецькій, Луганській, Миколаївській областях, АР Крим та в районі Карпат.

Експлуатація тихохідних багатолопатеких вітроустановок з підвищеним обертаючим моментом для виконання механічної роботи (помолу зерна, підняття та перекачки води і т.п.) є ефективною практично на всій території України.

Вітроенергетика України має достатній досвід виробництва, проектування, будівництва, експлуатації та обслуговування як вітроенергетичних установок, так і вітроенергетичних станцій; в країні є достатньо високий науково-технічний

потенціал і розвинена виробнича база. В останній час розвитку вітроенергетичного сектора сприяє державна підтримка, що забезпечує реалізацію ініціатив по удосконаленню законодавства, структури керування, створенню вигідних умов для внутрішніх і зовнішніх інвесторів.

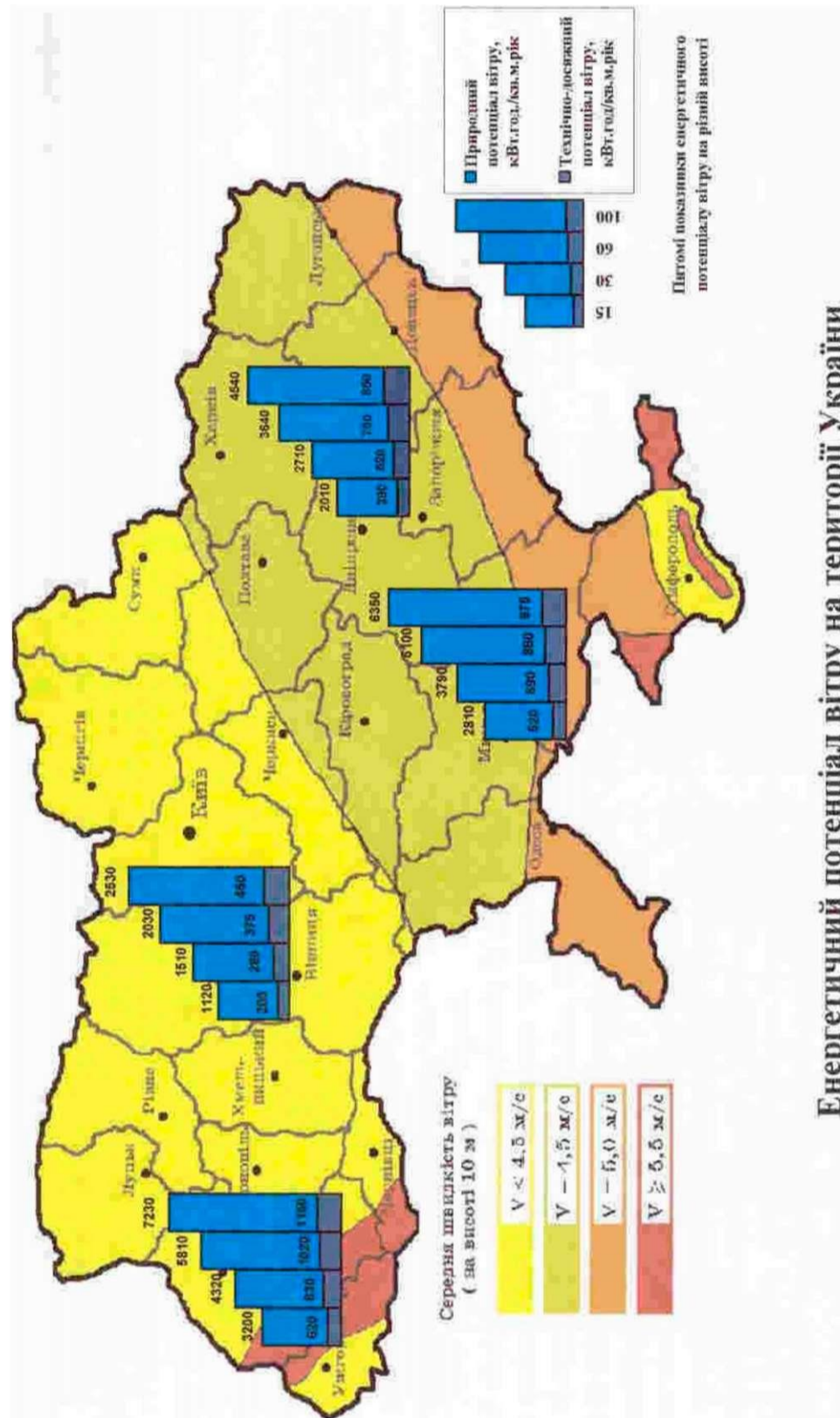
Реалізація державних національних програм в галузі вітроенергетики на 2010 рік передбачає загальне річне виробництво електроенергії на вітроелектростанціях та автономних вітроустановках близько 5,71 млн. МВтхгод; що дозволить забезпечити біля 2,5 відсотків від загального річного електроспоживання в Україні.

Таблиця 1.1

Питомий енергетичний потенціал вітрової енергії в Україні

№ району	Середньорічна швидкість вітру, V_p , м/с	Висота, м	Природний потенціал вітру, кВтгод/м рік	Технічно-досяжний потенціал вітру, кВтгод/м рік
1	<4,25	15	1120	200
		30	1510	280
		60	2030	375
		100	2530	460
2	4,5	15	2010	390
		30	2710	520
		60	3640	700
		100	4540	850
3	5,0	15	2810	520
		30	3790	690
		60	5100	860
		100	6350	975
4	5,5	15	3200	620
		30	4320	830
		60	5810	1020
		100	7230	1150

Використання представлених в атласі даних по потенціалу вітрової енергії значно спрощуватиме і здешевлюватиме роботи по вибору та проектуванню вітроенергетичного обладнання та об'єктів вітроенергетики.



- 9 -
1.2. ПОТЕНЦІАЛ СОНЯЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В УКРАЇНІ

В результаті обробки статистичних метеорологічних даних по надходженню сонячної радіації визначено питомі енергетичні показники з надходження сонячної енергії та розподіл енергетичного потенціалу сонячного випромінювання для кожної з областей України.

Середньорічна кількість сумарної сонячної радіації, що поступає на 1 м поверхні, на території України знаходиться в межах: від 1070 кВтгод/кв.м в північній частині України до 1400 кВтгод/м і вище в АР Крим.

Потенціал сонячної енергії в Україні є достатньо високим для широкого впровадження як теплоенергетичного, так і фотоенергетичного обладнання практично в усіх областях. Термін ефективної експлуатації теплоенергетичного обладнання в південних областях України - 7 місяців (з квітня по жовтень), в північних областях 5 місяців (з травня по вересень). Фотоенергетичне обладнання може достатньо ефективно експлуатуватися на протязі всього року.

В кліматометеорологічних умовах України для сонячного теплопостачання ефективним є застосування плоских сонячних колекторів, які використовують як пряму, так і розсіяну сонячну радіацію. Концентруючі сонячні колектори можуть бути достатньо ефективними тільки в південних регіонах України.

Достатньо високий рівень готового до серійного виробництва та широкий діапазон можливого застосування в Україні обладнання сонячної теплової енергетики показує, що для масштабного впровадження і отримання значної економії паливно-енергетичних ресурсів необхідно лише підвищення зацікавленості виробників до випуску великих партій такого обладнання.

Перетворення сонячної енергії в електричну енергію в умовах України слід орієнтувати в першу чергу на використання фотоелектричних пристроїв. Наявність значних запасів сировини, промислової та науково-технічної бази для виготовлення фотоелектричних пристроїв може забезпечити сповна не тільки потреби вітчизняного споживача, але й представляти для експортних поставок більше двох третин виробленої продукції.

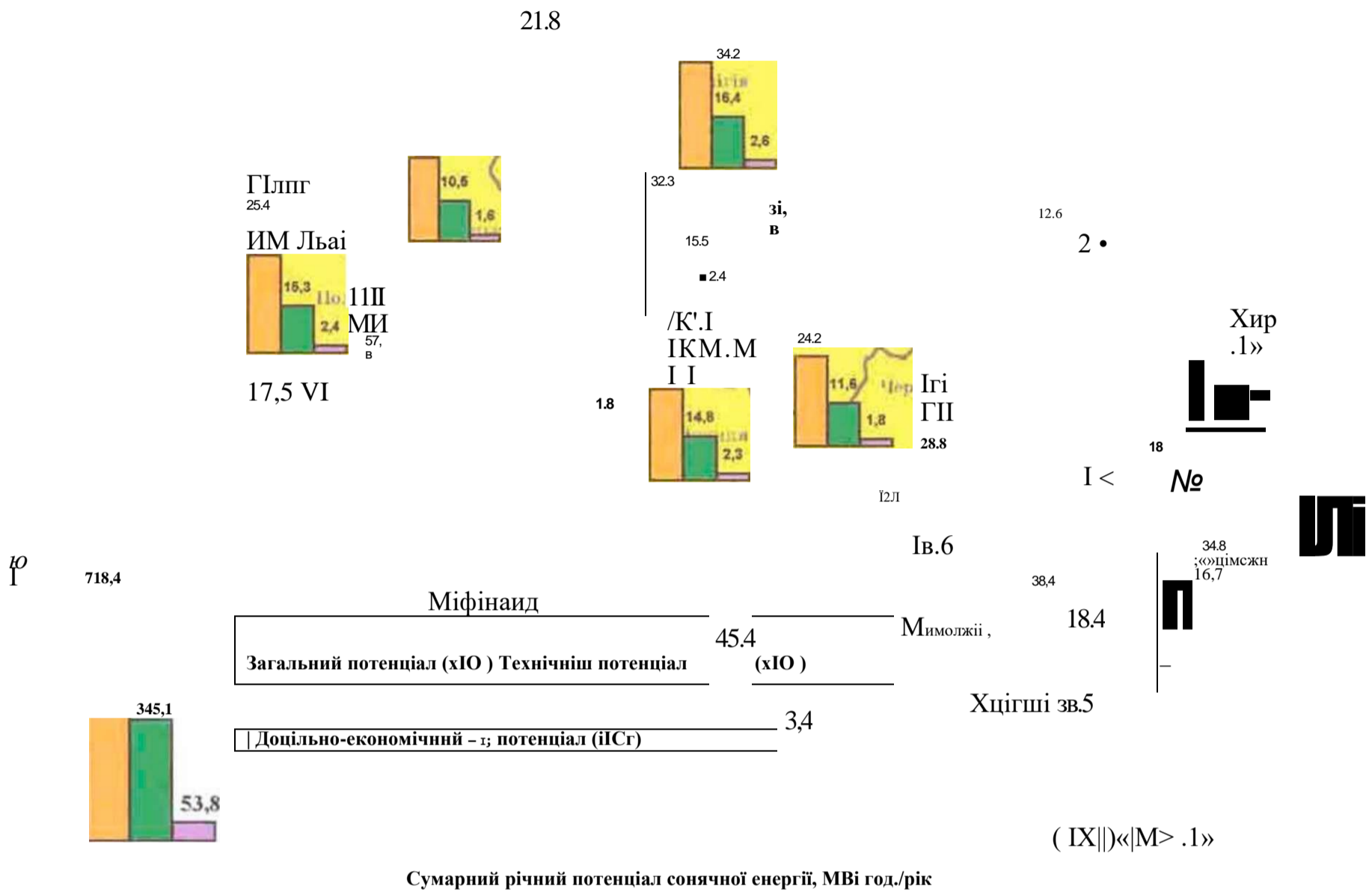
Приведені енергетичні показники з надходження сонячної радіації є базовими при впровадженні сонячного енергетичного обладнання і рекомендуються до використання в першу чергу проєктувальниками об'єктів сонячної енергетики для вибору типу обладнання (сонячні теплові, фотоелектричні установки) та для встановлення їх оптимальної потужності і терміну ефективної експлуатації обладнання в конкретній місцевості.

Таблиця 1.2

Сумарний річний потенціал сонячної енергії на території України

Потенціал сонячної енергії МВтгод/рік

№ з/п	Області	Загальний потенціал (x 10 ⁹)	Технічний потенціал (x10 ⁷)	Дорцільно-економічний потенціал (x10 ⁵)
1	Вінницька	30,8	14,8	2,3
2	Волинська	21,8	10,5	1,6
3	Дніпропетровська	37,6	18	2,8
4	Донецька	33	15,8	2,5
5	Житомирська	32,3	15,5	2,4
6	Закарпатська	15,5	7,5	1,2
7	Запорізька	34,8	16,7	2,6
8	Івано-Франківська	16,4	7,9	1,2
9	Київська	31,5	15,5	2,4
10	Кіровоградська	28,8	13,8	2,2
11	Луганська	34	16,3	2,5
12	Львівська	25,4	12,2	1,9
13	Миколаївська	32,5	15,6	2,4
14	Одеська	45,4	21,8	3,4
15	Полтавська	31,9	15,3	2,4
16	Рівненська	21,8	10,5	1,6
17	Сумська	26	12,5	2,0
18	Тернопільська	16,3	7,8	1,2
19	Харківська	35,4	17	2,7
20	Херсонська	38,4	18,4	2,9
21	Хмельницька	24,3	11,6	1,8
22	Черкаська	24,2	11,6	1,8
23	Чернівецька	9,6	4,6	0,7
24	Чернігівська	34,2	16,4	2,6
25	АР Крим	36,5	17,5	2,7
	Всього	718,4	345,1	53,8



Потенціал сонячної енергії на території України

1.3. ЕНЕРГЕТИЧНИЙ ПОТЕНЦІАЛ МАЛИХ РІК УКРАЇНИ

Україна має потужні ресурси гідроенергії малих рік - загальний гідроенергетичний потенціал малих рік України становить біля 12,5 млрд. кВтхгод., що складає біля 28% загального гідро потенціалу у всіх рік України.

Створено базу даних по розподілу енергетичного потенціалу малих рік по областях України. Коливання осереднених даних по загальному потенціалу в Україні досить незначні, тоді як дані по технічному та доцільно - економічному потенціалу малих рік потребують уточнення - в звичайних ситуаціях не менше одного разу в 5 років, а в виняткових випадках - щорічно.

Головною перевагою малої гідроенергетики є дешевизна електроенергії, генерованої на гідроелектростанціях; відсутність паливної складової в процесі отримання електроенергії при впровадженні малих гідроелектростанцій дає позитивний економічний та екологічний ефект.

Первинним джерелом енергії для малої гідроенергетики є гідропотенціал малих річок; верхня межа потужності гідроенергетичного обладнання становить 30 МВт. Згідно міжнародної класифікації за нормативом ООН, до малих гідроелектростанцій (МГЕС) відносять гідроелектростанції потужністю від 1 до 30 МВт, до мініГЕС - від 100 до 1000 кВт, до мікроГЕС - не більше 100 кВт.

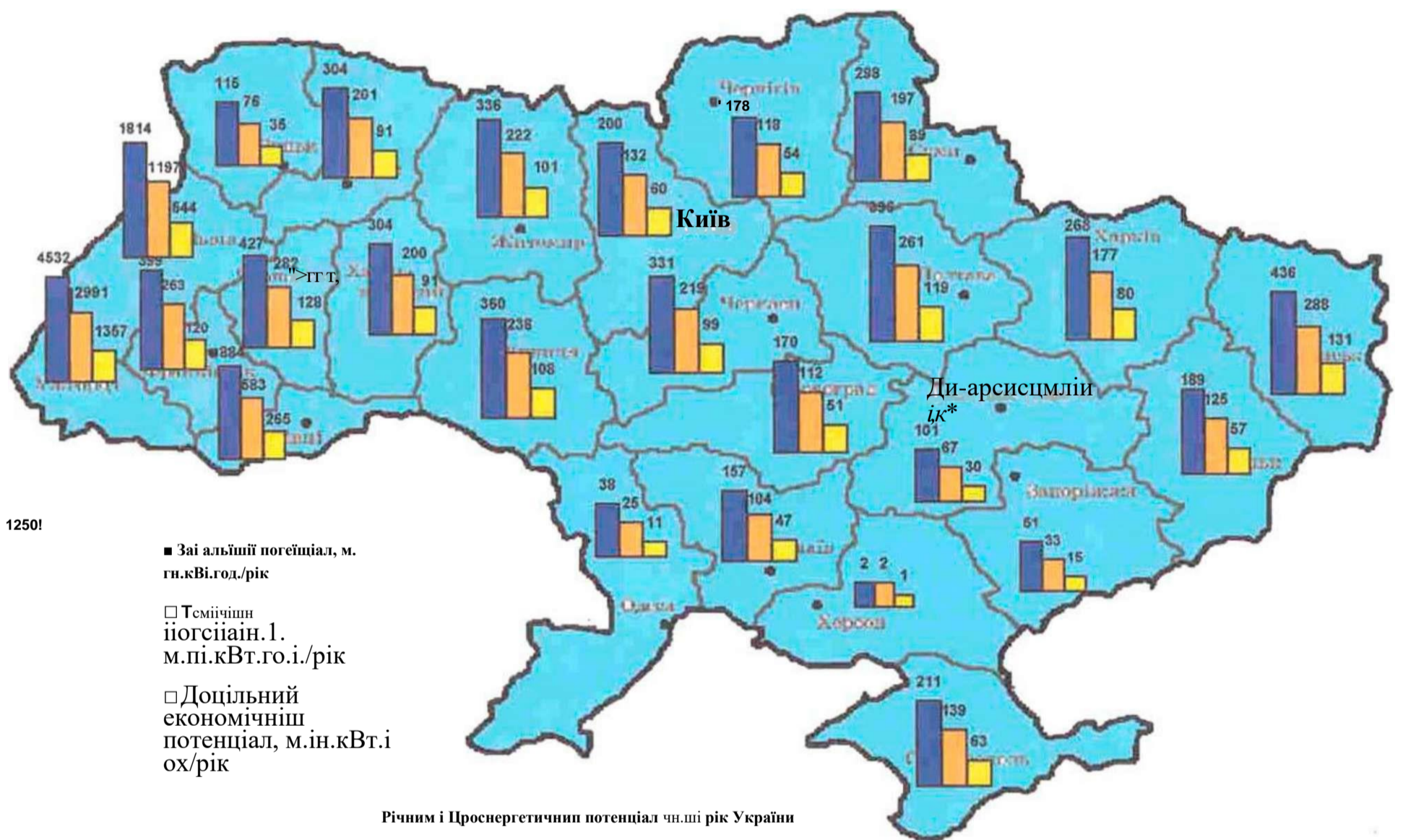
При використанні гідропотенціалу малих річок України можна досягти значної економії паливно-енергетичних ресурсів, причому розвиток малої гідроенергетики сприятиме децентралізації загальної енергетичної системи, чим зніме ряд проблем як в енергопостачанні віддалених і важкодоступних районів сільської місцевості, так і в керуванні гігантськими енергетичними системами; при цьому вирішуватиметься цілий комплекс проблем в економічній, екологічній та соціальній сферах життєдіяльності та господарювання в сільській місцевості, в тому числі і районних центрів.

Малі ГЕС, міні- та мікроГЕС можуть стати потужною основою енергозабезпечення для всіх регіонів Західної України, а для деяких районів Закарпатської та Чернівецької областей - джерелом повного самоенергозабезпечення.

Для вирішення проблем розвитку малої гідроенергетики Україна має достатній науково-технічний потенціал і значний досвід в галузі проектування і розробки конструкцій гідротурбінного обладнання, дослідження гідроенергетичного потенціалу малих річок, вирішення водогосподарських та екологічних проблем при будівництві гідроелектростанцій. Українські підприємства мають необхідний виробничий потенціал для створення вітчизняного обладнання малих ГЕС.

Таблиця 1.3
Гідроенергетичний потенціал малих рік України

№ п/п	Області	Гідроенергетичний потенціал		
		Загальний потенціал	Технічний потенціал	Дорцільно-економічний потенціал
1	Вінницька	360	238	108
2	Волинська	115	76	35
3	Дніпропетровська	101	67	30
4	Донецька	189	125	57
5	Житомирська	336	222	101
6	Закарпатська	4532	2991	1357
7	Запорізька	51	33	15
8	Івано-Франківська	399	263	120
9	Київська	200	132	60
10	Кіровоградська	170	112	51
11	Луганська	436	288	131
12	Львівська	1814	1197	544
13	Миколаївська	157	104	47
14	Одеська	38	25	11
15	Полтавська	396	261	119
16	Рівненська	304	201	91
17	Сумська	298	197	89
18	Тернопільська	427	282	128
19	Харківська	268	177	80
20	Херсонська	2	2	1
21	Хмельницька	304	200	91
22	Черкаська	331	219	99
23	Чернівецька	884	583	265
24	Чернігівська	178	118	54
25	АР Крим	211	139	63
	Всього	12501	8252	3747



Гідроенергетичний потенціал малих рік України

1.4. ЕНЕРГЕТИЧНИЙ ПОТЕНЦІАЛ БІОМАСИ В УКРАЇНІ

Енергетична ефективність біоенергетики достатньо висока для того, щоб виділити її в окремий напрям енергетичного господарства; в Україні існує достатній енергетичний потенціал практично всіх видів біомаси і необхідна науково-технічна та промислова база для розвитку даної галузі енергетики.

Показники енергетичного потенціалу біомаси відрізняються від потенціалу інших відновлюваних джерел енергії тим, що, окрім кліматометеорологічних умов, енергетичний потенціал біомаси в країні в значній мірі залежить від багатьох інших факторів, в першу чергу від рівня господарської діяльності.

Енергетичний потенціал біомаси представлено такими її складовими - енергетичним потенціалом тваринницької сільськогосподарської і рослинної сільськогосподарської біомаси та енергетичним потенціалом відходів лісу.

Приведені середньорічні показники енергетичного потенціалу основних видів біомаси для енергетичних потреб можуть бути використані для встановлення потенціалу при врахуванні відповідних коефіцієнтів по збільшенню або зменшенню обсягів отриманої біомаси в розрахунковому році. Тому дані про наявність кожного з видів біомаси для енергетичних потреб в областях України потребують щорічного обліку, дані про розподіл її енергетичного потенціалу відповідно потребують щорічного перерахунку.

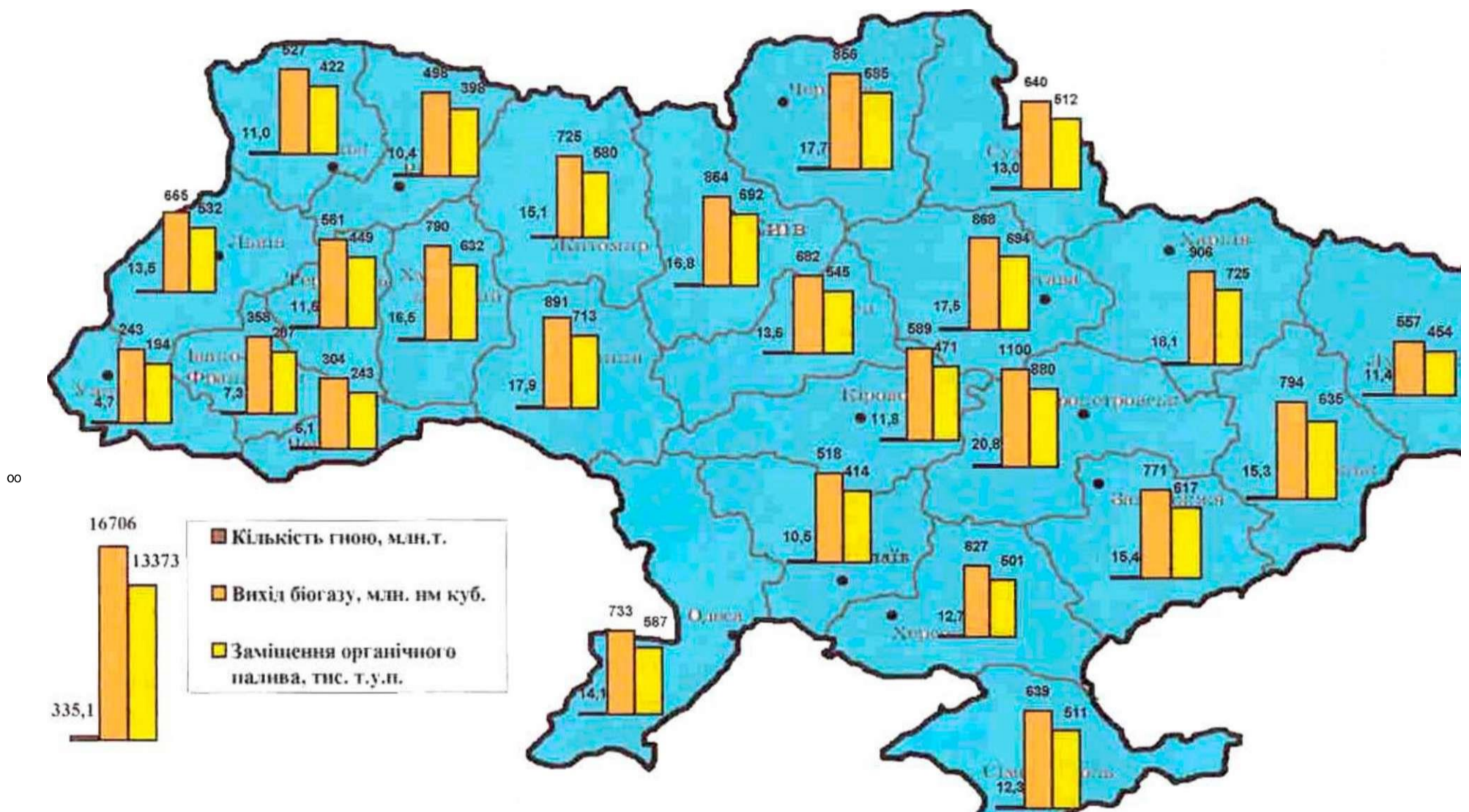
Основними технологіями переробки біомаси, які можна рекомендувати до широкого впровадження в даний час є: пряме спалювання, піроліз, газифікація, анаеробна ферментація з утворенням бігазу, виробництво спиртів та масел для одержання моторного палива.

При обґрунтуванні впровадження біоенергетичних технологій забезпечення охорони оточуючого середовища знезараженням відходів біомаси часто посідає перше місце; в процесі переробки тваринницьких відходів та міських стічних вод, окрім знешкодження небезпечної мікрофлори, гельмінтів та насіння бур'янів, які попадають в ґрунт, в поверхневі та підземні води, усувається забруднення повітря в зонах їх накопичення.

Вирішення агротехнічних проблем є не менш важливим фактором на
- 16 - користь біоенергетики; причому в даному випадку слід враховувати не тільки підвищення врожайності за рахунок

високоякісних добрив, але й зменшення на полях шкідливої мікрофлори та небажаної рослинності.

Економічна ефективність біоенергетичного обладнання в більшості випадків забезпечується правильним вибором технології переробки біомаси та розташуванням обладнання в місцях постійного її накопичення; важливим є також ефективне і, по можливості, комплексне використання всіх отриманих в процесі переробки продуктів.



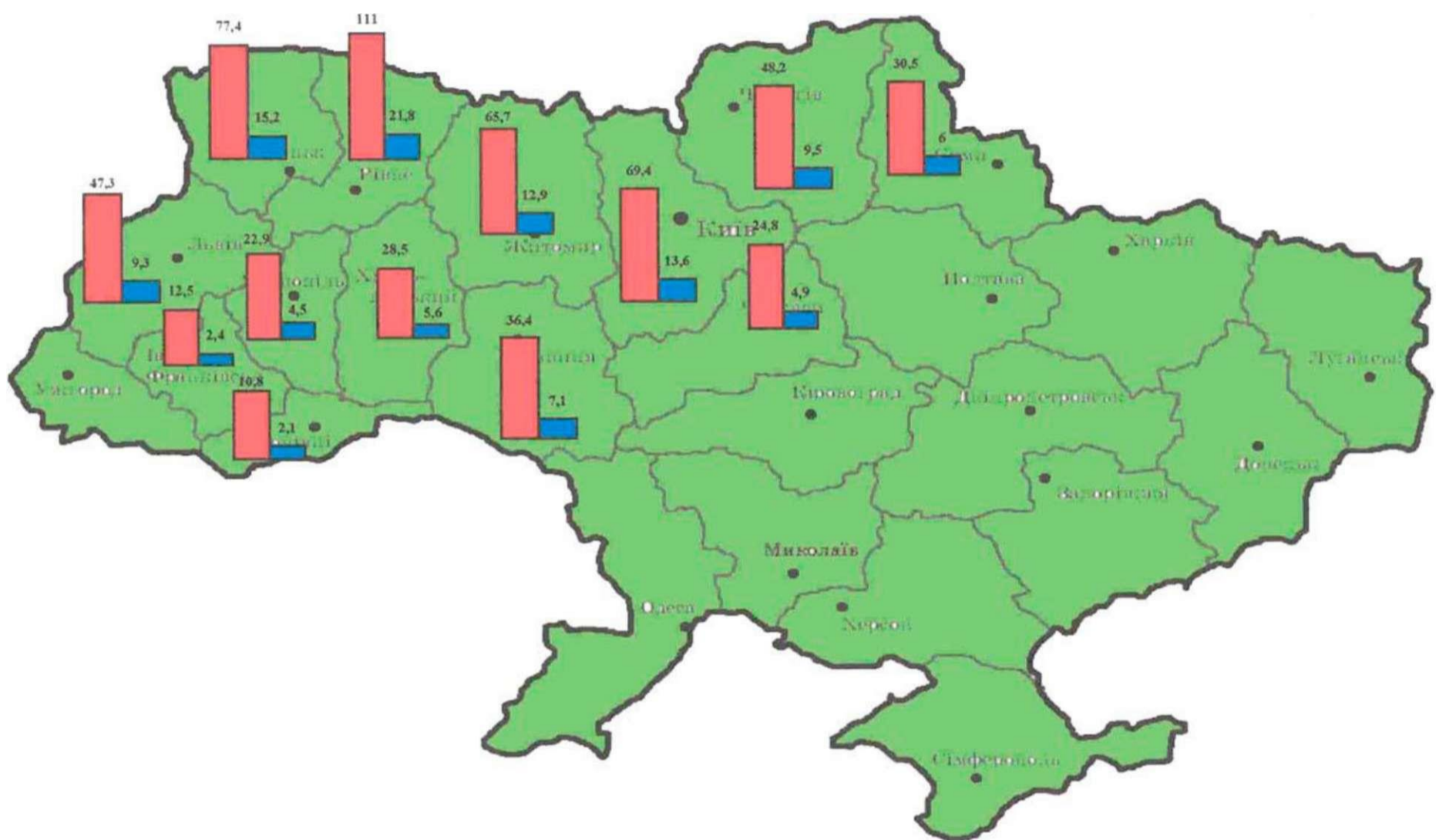
18	Чернівецька	11,0	301	447
19	Харківська	18,1	906	725
20	Херсонська	12,7	627	501
21	Хмельницька	16,5	790	632
22	Черкаська	13,6	682	545
23	Чернівецька	6,1	304	243
24	Чернігівська	17,7	856	685
25	АР Крим	12,3	639	511
	Всього	335,1	16706	13373

Потенціал тваринницької сільськогосподарської біомаси в Україні

Таблиця 1.5

№ з/п	Області Енергетичний потенціал відходів лісу в Україні	Осереднений об'єм відходів для використання у вигляді палива, тис. м /рік	Енергозбереження відходів для використання у вигляді палива, тис. т у.п./рік
1	Вінницька	36,4	7,1
2	Волинська	7,4	15,2
3	Дніпропетровська	0	0
4	Донецька	0	0
5	Житомирська	65,7	12,9
6	Закарпатська	0	0
7	Запорізька	0	0
8	Івано-Франківська	12,5	2,4
9	Київська	69,4	13,6
10	Кіровоградська	0	0
11	Луганська	0	0
12	Львівська	47,3	9,3
13	Миколаївська	0	0
14	Одеська	0	0
15	Полтавська	0	0
16	Рівненська	111	21,8
17	Сумська	30,5	6
18	Тернопільська	22,9	4,5
19	Харківська	0	0
20	Херсонська	0	0
21	Хмельницька	28,5	5,6
22	Черкаська	24,8	4,9
23	Чернівецька	20,8	2,1
24	Чернігівська	48,2	9,5
25	АР Крим	0	0
	ВСЬОГО	585,4	114,9

І
М
О



вик-присіаия у вніяді
налина

Потенціал відходів лісу в Україні

1.5. ПОТЕНЦІАЛ ГЕОТЕРМАЛЬНОЇ ЕНЕРГІЇ В УКРАЇНІ

Україна має значні ресурси геотермальної енергії, загальний потенціал яких в програмі державної підтримки розвитку нетрадиційних та відновлюваних джерел енергії та малої гідро- та теплоенергетики оцінюється величиною 438 10 кВтхгод на рік, що еквівалентно запасам палива в обсязі 50 10⁶ т у.п.

Геотермальні ресурси України представляють собою перш за все 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.

Досить перспективним напрямком енергозберігаючої технологічної політики, що дозволяє забезпечити значну економію традиційного палива, є використання геотермальної енергії для опалення, водопостачання і кондиціонування повітря в житлових та громадських будинках і спорудах в містах і сільській місцевості, а також технологічне використання глибинного тепла Землі в різних галузях промисловості і сільського господарства.

Найбільш поширеним і придатним в даний час до технічного використання джерелом геотермальної енергії в Україні є геотермальні води, прогнозний енергетичний потенціал яких представлено в атласі.

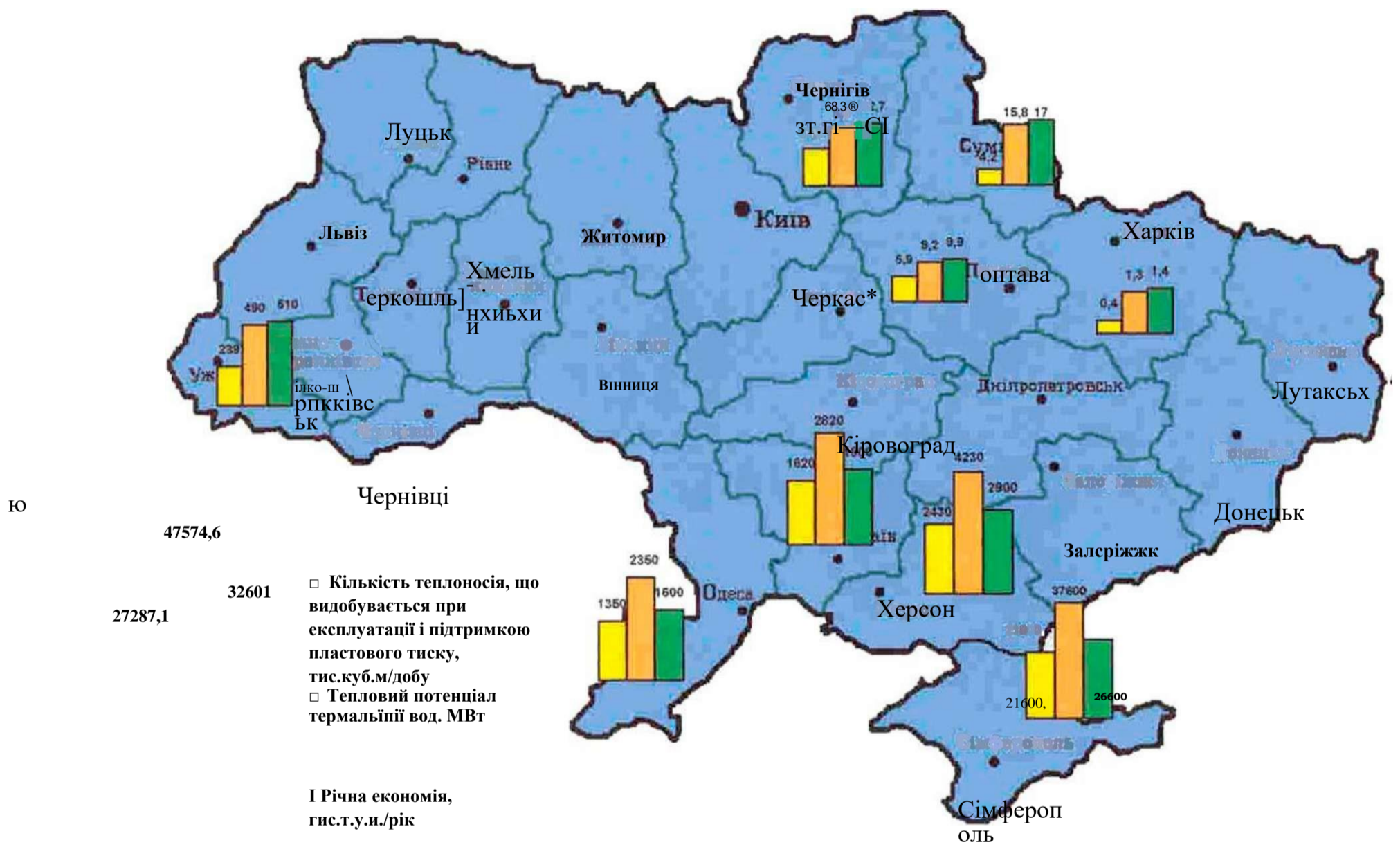
Подальша стратегія розвитку геотермальної енергетики в Україні полягає в першочерговому розвитку найбільш підготовлених до практичної реалізації технологій геотермального теплопостачання населених пунктів і сільськогосподарських об'єктів та в частковому переорієнтуванні науково-технічної бази існуючих геологорозвідувальних та нафтодобувних організацій, завантаження яких знижено внаслідок виснаження в Україні запасів нафти та газу. Одним із перспективних напрямів розвитку геотермальної енергетики є створення комбінованих енерготехнологічних вузлів для отримання електроенергії, теплоти та цінних компонентів, що містяться в геотермальних теплоносіях.

З точки зору екології негативний вплив на оточуюче середовище при експлуатації геотермальних родовищ значно менший, ніж при застосуванні традиційних енергосистем. Новітні технології дозволяють звести негативний вплив, що виникає при експлуатації геотермальних джерел енергії, до мінімуму. Оцінки, зроблені рядом організацій, показали, що розвиток систем геотермального теплопостачання дозволить не тільки економити органічне паливо, але й спрощувати вирішення екологічних проблем для створення сприятливих санітарних та житлових умов життя і праці населення.

Таблиця 1.6

Потенціал геотермальної енергії в Україні ^{ж7}

№ п/п	Області	Кількість теплоносія, що видобувається при експлуатації з підтримкою пластового тиску, тис. м /добу	Тепловий потенціал термальних вод, МВт	Річна економія, тис. т у.п.
1	Вінницька	0	0	0
2	Волинська	0	0	0
3	Дніпропетровська	0	0	0
4	Донецька	0	0	0
5	Житомирська	0	0	0
6	Закарпатська	239,4	490	510
7	Запорізька	0	0	0
8	Івано-Франківська	0	0	0
9	Київська	0	0	0
10	Кіровоградська	0	0	0
11	Луганська	0	0	0
12	Львівська	0	0	0
13	Миколаївська	1620	2820	1900
14	Одеська	1350	2350	1600
15	Полтавська	5,9	9,2	9,9
16	Рівненська	0	0	0
17	Сумська	4,2	15,8	17
18	Тернопільська	0	0	0
19	Харківська	0,4	1,3	1,4
20	Херсонська	2430	4230	2900
21	Хмельницька	0	0	0
22	Черкаська	0	0	0
23	Чернівецька	0	0	0
24	Чернігівська	37,2	58,3	62,7
25	АР Крим	21600	37600	25600
	ВСЬОГО	585,4	47574,6	32601



Потенціал геотермальної енергії України

Потенціал геотермальної енергії

ЗАВДАННЯ ДО ПРАКТИЧНОЇ РОБОТИ № 1

Оцінка потенціалу вітрової енергії у Тернопільській області:

- алгоритм оцінки вітрового потенціалу;
- методи оцінки вітрового потенціалу;
- охарактеризувати доцільність використання вітрової енергії у

Тернопільській області.

Оцінка потенціалу сонячної енергії у Тернопільській області:

- алгоритм оцінки вітрового потенціалу;
- методи оцінки вітрового потенціалу;
- охарактеризувати доцільність використання вітрової енергії у

Тернопільській області.

Оцінка енергетичного потенціалу малих рік у Тернопільській області:

- алгоритм оцінки вітрового потенціалу;
- методи оцінки вітрового потенціалу;
- охарактеризувати доцільність використання вітрової енергії у

Тернопільській області.

Оцінка енергетичного потенціалу біомаси у Тернопільській області:

- алгоритм оцінки вітрового потенціалу;
- методи оцінки вітрового потенціалу;
- охарактеризувати доцільність використання вітрової енергії у

Тернопільській області.

Оцінка потенціалу геотермальної енергії у Тернопільській області:

- алгоритм оцінки вітрового потенціалу;
- методи оцінки вітрового потенціалу;
- охарактеризувати доцільність використання вітрової енергії у

Тернопільській області.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Атлас енергетичного потенціалу відновлювальних та нетрадиційних джерел енергії України, 2001.
2. Медиковський М.О. Поновлювальні джерела енергії. НУ „Львівська політехніка”. - 2001.
3. Мхитарян Н.М. Енергетика нетрадиційних і відновлювальних джерел. Київ, видавництво «Наукова думка». - 1999. - 320 с.
4. Титко Р., Калініченко В. Відновлювальні джерела енергії: досвід Польщі для України., 2010.

РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ БАШТОВОГО ТИПУ

МЕТА РОБОТИ: Розрахувати площу поверхні і теплові втрати приймача сонячної електростанції баштового типу.

ТЕОРЕТИЧНІ ВІДОМОСТІ

У баштових сонячних електростанціях використовується центральний приймач з полем геліостатів, що забезпечує ступінь концентрації в кілька тисяч. Система спостереження за Сонцем досить складна, тому що потрібно обертання навколо двох осей. Управління системою здійснюється за допомогою ЕОМ. Як робоче тіло в тепловому двигуні зазвичай використовується водяний пар з температурою до 550 ° С, повітря та інші гази - до 1000 ° С, низькокиплячі органічні рідини (у тому числі фреони) - до 100 ° С, рідкометалічні теплоносії - до 800 ° С.

Енергія, отримана приймачем від сонця через геліостати (Вт) може бути визначена за рівняння:

$$B = A_{np} P_z H_r P \cdot$$

де H_z - опромінення дзеркала геліостата, $Вт / м^2$ (для типових умов $i_{нов} = 1160К$, що дозволяє нагріти теплоносії до 700° С. Втрати тепла за рахунок випромінювання в теплоприймачі можна обчислити за законом Стефана-Больцмана:

ПРАКТИЧНА РОБОТА №2

теплоносія, К; e_{np} - ступінь чорноти сірого тіла приймача; C_0 - коефіцієнт випромінювання абсолютно чорного тіла, $Вт / (м^2 K^4)$.

ПРИКЛАД РОЗВ'ЯЗКУ ЗАДАЧІ

На сонячній електростанції баштового типу встановлено $n = 256$ геліостатів кожний з них має поверхню $P_z = 25 м^2$. Геліостати відбивають сонячне проміння на приймач, на поверхні якого зареєстроване максимальне енергетичне освітлення $H_{np} = 2,5 МВт / м^2$. Коефіцієнт відображення геліостата $K_z = 0,8$, коефіцієнт поглинання приймача $A_{np} = 0,95$. Максимальне опромінення дзеркала геліостата $H_z = 600 Вт / м^2$.

Визначити площу поверхні приймача P_{np} і теплові втрати в ньому, які викликані випромінюванням і конвекцією, якщо робоча температура теплоносія складає $t = 660^\circ$

С. Ступінь чорноти приймача $e_{np} = 0,95$.

Конвективні втрати вдвічі менші втрат для випромінювання.

Дано:

$n = 256$; $P_z = 25 м^2$; $H_{np} = 2,5 МВт / м^2$; $K_z = 0,8$; $A_{np} = 0,95$; $H_z = 600 Вт / м^2$; $t = 660^\circ$ С;

$e_{np} = 0,95$.

Знайти: $P, a - ?$
..... пр '1 пром

Розв'язання:

Енергія, отримана приймачем від сонця через геліостати ($Вт$) визначається за рівнянням:

$$Q_2 = \kappa_{\Gamma} I_{np} P_z H_z n = 0,8 \cdot 0,95 \cdot 25 \cdot 600 \cdot 256 = 2918400 Вт .$$

Площа поверхні приймача може бути визначена, якщо відома енергетична освітленість на ньому $H_{np}, \text{Вт} / \text{м}^2$

$$p = o / H = 2918400 / 2500000 = 1,167 \text{ м}^2.$$

npnp

У загальному випадку температура поверхні приймача може досягати $t_{нов} = 1160 \text{ К}$, що дозволяє нагріти теплоносії до 700° C . Втрати тепла за рахунок випромінювання в теплоприймачі можна обчислити за законом Стефана-

Больцмана: $= 4,08 \cdot 10^4, \text{Вт} / \text{м}^2$
 $660 + 273^4$
 $\text{Чпром} = \epsilon_p C (T / 100)^4 = 0,95 \cdot 5,67$

100

$$\frac{Q_{\text{вип}}}{F_{\text{вип}}} = 4,08 \cdot 10^4 \text{ Вт} / \text{м}^2, \text{ } Q_{\text{вип}} = \epsilon_p C (T / 100)^4 \text{ Вт} / \text{м}^2 = 6,12 \cdot 10^4 \text{ Вт} / \text{м}^2$$

$$Q_{\text{вип}} = \epsilon_p C (T / 100)^4 = 6,12 \cdot 10^4 \cdot 1,167 = 7,142 \cdot 10^4 \text{ Вт}.$$

Відповідь: площа поверхні приймача $P_{np} = 1,167 \text{ м}^2$ теплові втрати приймача, які викликані випромінюванням і конвекцією $Q_{\text{пол}} = 7,142 \cdot 10^4 \text{ Вт}.$

ВИХІДНІ ДАНІ ДО ПРАКТИЧНОЇ РОБОТИ № 2

Варіанти	n	P_z	np $MВm/m^2$	K_z	A np	H_z 2 $Вm/m$	i , $^{\circ}C$	np
1	263	58	2,5	0,8	0,95	600	660	0,95
2	262	40	2,4	0,8	0,95	600	650	0,95
3	264	25	2,3	0,8	0,95	600	640	0,95
4	256	45	2,2	0,8	0,95	600	600	0,95
5	263	62	2,1	0,8	0,95	600	620	0,95
6	265	87	2,6	0,8	0,95	600	630	0,95
7	258	65	2,5	0,8	0,95	600	650	0,95
8	294	45	2,4	0,8	0,95	600	660	0,95
9	254	85	2,3	0,8	0,95	600	650	0,95
10	278	25	2,2	0,8	0,95	600	640	0,95
11	245	30	2,1	0,8	0,95	600	600	0,95
12	287	50	2,5	0,8	0,95	600	620	0,95
13	262	58	2,4	0,8	0,95	600	630	0,95
14	264	40	2,3	0,8	0,95	600	650	0,95
15	256	25	2,5	0,8	0,95	600	660	0,95
16	263	45	2,4	0,8	0,95	600	650	0,95
17	265	62	2,3	0,8	0,95	600	640	0,95
18	258	87	2,2	0,8	0,95	600	600	0,95
19	294	65	2,1	0,8	0,95	600	660	0,95
20	254	45	2,6	0,8	0,95	600	650	0,95
21	278	85	2,5	0,8	0,95	600	640	0,95
22	245	25	2,4	0,8	0,95	600	600	0,95
23	287	30	2,3	0,8	0,95	600	620	0,95
24	298	50	2,2	0,8	0,95	600	630	0,95
25	291	70	2,1	0,8	0,95	600	650	0,95

1. Виссарионов В.И. Экологические аспекты возобновляемых источников энергии / В.И. Виссарионов, Л.А. Золотов. - М.: МЗИ, 1996. - 156 с.
2. Ресурсы и эффективность использования возобновляемых источников энергии в России / П.П. Безруких, Ю.Д. Арбузов, Г.А. Борисов и др. - СПб.: Наука, 2002. - 314 с.
3. Твайделл Д. Возобновляемые источники энергии / Д.Твайделл, А.Узйр. - М.: Энергоатомиздат, 1990. - 390 с.

РОЗРАХУНОК КІНЕТИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ ВІТРОВОГО ПОТОКУ ПРАКТИЧНА РОБОТА №3

МЕТА РОБОТИ: Розрахувати швидкість та потужність вітрового потоку у різні пори року.

ТЕОРЕТИЧНІ ВІДОМОСТІ

Кінетична енергія вітрового потоку зі швидкістю вітру $J_0, м / с$:

$$E = mJ_0^2,$$

де m - масова витрата повітря, її можна визначити з рівняння нерозривності потоку (за відсутності турбулентності):

$$m = pPK,$$

де p - густини повітря ($кг / м^3$); P_k - площа диску ($м^2$), створеного від обертання вітроколеса, через яку проходить вітровий потік. Тоді потужність потоку вітру буде:

$$N = PpC Vm$$

Кінетична енергія вітрового потоку залежить від швидкості вітру $Ц$, температури повітря і атмосферного тиску P . Шкала питомої потужності вітрового потоку з поперечним перерізом $1 м^2$, для $t = +15^\circ C$ і $P = 101,3кПа$ показана в табл.1.

Таблиця 1

Швидкість вітру, <i>м/с</i>	4	6	8	10	14	18	22
Потужність потоку, <i>кВт / м²</i>	0,04	0,13	0,31	0,61	1,67	3,6	6,25

Зі зміною температури повітря від $+15^\circ C$ до $0^\circ C$ потужність потоку зростає на 6 %, а за температури $t = +15^\circ C$ енергія цього потоку, навпаки, зменшується на 5 %.

Якщо за температури повітря $0^\circ C$ атмосферний тиск зміниться від 770 до 730 мм рт. ст., то енергія потоку вітру зменшиться - 31 - приблизно на 6 %.

Звідси бачимо, потужність вітрового потоку пропорційна до його площі, швидкості вітру в третій степені і густини повітря. Слід зауважити, що технічно складно одержати велику потужність на одній уставі від розсіяної енергії повітряного потоку, враховуючи малу його густину $\rho_{пов} = 1,3 кг / м^3$ (для порівняння густина води $\rho_{пов} = 1,3 кг / м^3$).

Потужність, яку розвиває вітроколесо:

$$N = C N_{\text{в.к}} C_{p,r,k} \frac{\rho v^3}{2}$$

Параметр C_p визначає ефективність використання вітроколесом енергії вітрового потоку і називається *коефіцієнтом потужності*. C_p залежить від конструкції вітроколеса і швидкості вітру. Максимальна проектна потужність ВЕУ визначається для стандартної швидкості вітру $J_0 = 12 \text{ м/с}$. Тоді з 1 м^2 площі отримаємо потужність близько 300 Вт для значення $C_p = 0,35 \wedge 0,45$.

З точки зору вітроенергетики важливими характеристиками вітру є: *~ поривчастість, ~ вертикальний профіль, ~ гранична швидкість*.

Пульсації швидкості і енергії повітряного потоку пов'язані із загальним характером формування структури вітру, ландшафтними і рельєфними особливостями місцевості. Знання про такі пульсації важливі для ВЕУ. Нерідко причиною руйнувань вітроагрегату є динаміка зміни і структура варіацій швидкості за короткі проміжки часу. До них належать прискорення потоку, тривалість поривів і їх співпадіння в різних точках поверхні вітроколеса, котре омивається вітром, а також коефіцієнт поривчастості потоку K_n - є відношення максимально виміряної швидкості до її середнього значення за вибраний

проміжок часу (не більше 2-х хвилин): $K_n = \frac{J_{\text{сер}}}{J}$. Його величина змінюється від

1 до 3, і чим більша швидкість, тим менше значення K_n .

Вертикальний профіль вітру це зміна його швидкості від висоти в приземній зоні. Вплив земної поверхні на швидкість і напрям зменшується зі збільшенням висоти. Тому швидкість вітру з висотою зростає, а поривчастість і прискорення потоку зменшуються. Градієнт швидкості літом, як правило, є меншим ніж зимою, коли вертикальний перепад температур відносно невеликий. При адиабатичному градієнті температур в нижніх шарах атмосфери вертикальний профіль вітру $J(H)$ апроксимується залежністю:

$$J = J_{10} \left(\frac{H}{10} \right)^{\gamma}$$

де H , H - відповідно висоти 10 м і вище; J - середня швидкість вітру на висоті 10 м.

ПРИКЛАД РОЗВ'ЯЗКУ ЗАДАЧІ 1

Визначити потужність вітрового потоку на 1 м^2 площі, $P_k = 1 \text{ м}^2$, перпендикулярної до нього, якщо протягом місяця середня швидкість вітру $J = 3,4 \text{ } ^\wedge \text{ } 3,7 \text{ м / с}$. Густина повітря $1,2 \text{ кг / м}^3$. Визначити потужність вітрового потоку повітря внаслідок зміни його густини у різні пори року.

Дано:

$$P_k = 1 \text{ м}^2, J = 3,5 \text{ м / с}, \rho_{\text{пов}} = 1,2 \text{ кг / м}^3.$$

Знайти: $I, \text{ Вт / м}^2 - ?$

Розв'язання:

Потужність вітрового потоку повітря на 1 м^2 площі визначається за формулою :

$$N = \frac{\rho \cdot J^3}{2} = \frac{1,2 \cdot (3,5)^3}{2} = 25,73 \text{ Вт}$$

Відповідь: Потужність вітрового потоку повітря 1 м^2 площі $25,73 \text{ Вт}$.

ПРИКЛАД РОЗВ'ЯЗКУ ЗАДАЧІ 2

Визначити швидкість потоку вітру $J, \text{ м / с}$ на висоті $H = 22 \text{ м}$, якщо середня швидкість на висоті $H = 10 \text{ м}$ дорівнює $J = 10 \text{ м / с}$.

Дано:

$$H = 22 \text{ м}, H = 10 \text{ м}, J = 10 \text{ м / с}.$$

Знайти: $J, \text{ м / с} - ?$

Розв'язання:

Швидкість потоку вітру визначається за формулою :

$$\left(\frac{H_2}{H_1} \right)^2 \cdot J_1 = J_2 \Rightarrow \left(\frac{22}{10} \right)^2 \cdot 10 = J_2 = 11,71 \text{ м / с}$$

$$\left(\frac{H_2}{H_1} \right)^2 \cdot J_1 = J_2 \Rightarrow \left(\frac{22}{10} \right)^2 \cdot 10 = J_2 = 11,71 \text{ м / с}$$

Відповідь:

швидкість потоку вітру $J = 11,71 \text{ м / с}$.

ВИХІДНІ ДАНІ ДО ПРАКТИЧНОЇ РОБОТИ № 3

<i>Задача 1</i>		<i>Задача 2</i>		
Варіанти	<i>Ж м / с</i>	Варіанти	<i>Н, м</i>	<i>Ж м / с</i>
1	4,2 - 4,8	1	15	6
2	4,8 - 5,1	2	16	8
3	3,9 - 4,4	3	17	7
4	3,8 - 4,2	4	18	9
5	3,2 - 3,7	5	19	11
6	3,0 - 3,5	6	20	10
7	3,1 - 3,6	7	21	5
8	3,2 - 3,8	8	22	6,5
9	3,3 - 3,7	9	23	7,5
1°	4,1 - 4,7	10	24	8,5
11	4,7 - 5,0	11	15	7
12	3,8 - 4,3	12	16	9
13	3,7 - 4,1	13	17	8
14	3,3 - 3,8	14	18	10
15	3,0 - 3,4	15	19	10,5
16	3,2 – 3,6	16	20	11,5
17	3,3 - 3,9	17	21	9
18	3,4 - 3,7	18	22	10
19	4,3 - 4,8	19	23	11,5
2°	4,9 - 5,2	20	24	10,5
21	3,4 - 4,0	21	17	10
22	3,5 - 4,1	22	18	11
23	3,4 - 3,7	23	19	9,5
24	3,5 - 3,9	24	20	8,5
25	3,4 - 4,1	25	21	7,5

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Виссарионов В.И. Экологические аспекты возобновляемых источников энергии/ В.И. Виссарионов, Л.А. Золотов. - М.: МЗИ, 1996. - 156 с.
2. Дудюк Д.Л., Мазепа С.С., Гнатишин Я.М. Нетрадиційна енергетика: основи теорії та задачі: Навч. посіб. - Львів: «Магнолія 2006», 2008. - 188 с.
3. Медиковський М.О. Поновлювальні джерела енергії. НУ „Львівська політехніка”. - 2001.
4. Мхитарян Н.М. Энергетика нетрадиционных и возобновляемых источников энергии. Киев, издательство «Наукова думка». - 1999. - 320 с. Ресурсы и эффективность использования возобновляемых источников энергии в России / П.П. Безруких, Ю.Д. Арбузов, Г.А. Борисов и др. - СПб.: Наука, 2002. - 314 с.
5. Твайделл Д. Возобновляемые источники энергии / Д.Твайделл, А.Узйр. - М.: Энергоатомиздат, 1990. - 390 с.
6. Соловей О.І. та ін.. Нетрадиційні та поновлювальні джерела енергії: Навчальний посібник / О.І. Соловей, Ю.Г. Лега, В.П. Розен, О.О. Ситник, А.В. Чернянський, Г.В. Курбака; За заг. ред. О.І. Солов'я. - Черкаси: ЧДТУ, 2007. - 490 с.

РОЗРАХУНОК ЕКСПЛУАТАЦІЙНИХ ВИТРАТ ВІТРОДИЗЕЛЬНОЇ УСТАНОВКИ

ТЕОРЕТИЧНІ ВІДОМОСТІ

Вітрові електростанції доцільно сполучати і з гідроелектростанціями, що утворюють штучні водосховища. В кожному водосховищі має місце мілководна частина, в якій доцільно було б розташовувати вітрову електростанцію, не використовуючи ділянки земельних угідь. До плюсів такої комбінації можна віднести можливість використання підвищувальної підстанції гідравлічної електростанції і ліній електричних мереж, що відходять від підстанції. Збільшення потужності існуючої підстанції і пропускної здатності мереж електропостачання значно дешевше, ніж споруда нової підстанції і ліній електропередач.

Оскільки робота ВЕС має ймовірний характер, їх потрібно використовувати паралельно з певним акумулятором енергії або з іншим джерелом електроенергії (ГЕС, ТЕС, дизельна електростанція) для економії палива, що приведе до поліпшення екологічної обстановки.

ПРАКТИЧНА РОБОТА №8

Сумісну роботу вітроенергетичних установок і малих ГЕС можна застосувати як для одночасного вироблення електричної енергії, так і для використання енергії вітроустановки для підйому води у водосховищі. В останньому випадку використання енергії вітру буде нижче за рахунок втрат у насосах і турбінах ГЕС, однак буде мати місце регулювання вироблення електричної енергії.

В місцевостях, де відсутнє централізоване електропостачання (окремі фермерські господарства, лігоспи, мисливські господарства тощо) доцільно використовувати комбінацію ВЕУ з дизель-генераторною установкою.

На рис. 1 зображено блок-схему автономної вітро-дизельної електричної установки. До складу силових елементів установки входить без редукторний вітроелектричний агрегат із синхронним магнітоелектричним генератором і дизельний агрегат із синхронним двигуном.

Установка працює таким чином. Електрична енергія, що виробляється вітроагрегатом (ВА), потрапляє на комутатор (К) і випрямну установку (ВУ), що забезпечує заряд акумуляторної батареї (АБ) і живлення інвертора (І). Інвертор формує трифазну напругу 230-400 В частотою 50 Гц, яке через блок переключення фідерів (БПФ) надходить на розподільчий пристрій (РП) і далі до споживачів енергії (С). Якщо вироблення електроенергії від синхронного генератора (СГ) вітроагрегата стане нижче рівня споживання, включається дизельна станція (Д), режим якої регулюється датчиком напруги (ДН) і блоком автоматики (БА).

Рис. 1.1. Блок-схема автономної вітро-дизельної установки.

ПРИКЛАД РОЗВ'ЯЗКУ ЗАДАЧІ 1

Для економічних розрахунків береться регіон із середньорічною швидкістю вітру 6 м/с, потужність дизель-генератора - 8 кВт, ВЕУ з установленою потужністю 8 кВт при розрахунковій швидкості вітру - 7,8 м/с. При роботі дизеля протягом року при номінальній потужності витрата дизельного палива становить приблизно 23 т, а при сумісній роботі з ВЕУ - 8 т.

При вартості зекономленого палива приблизно 4 тис. дол. США і вартості ВЕУ - 37 - 20-24 тис. дол. США тільки за рахунок економії палива термін окупності ВЕУ дорівнюватиме 5-6 років. Розрахунки наведено при режимі роботи, вказаному в табл. 1.
Таблиця 1.

Показники	Швидкість вітру, м/с						
	4-6	6-8	8-10	10-12	12-14	14-26	0-4 і вище 26
Імовірність повторення вітру, %	14,0	16,0	15,8	15,4	9,0	14,8	15,0
Потужність ВЕУ, кВт	2,0	5,0	8,0	8,0	8,0	8,0	0
Потужність дизеля, кВт	6,0	3,0	0	0	0	0	8,0
Витрата палива дизелем, кг/год.	2,3	1,18	0	0	0	0	2,64

Для більш глибокої економічної оцінки враховуємо всі експлуатаційні витрати за час експлуатації 25 років.

Вартість ВЕУ ($C_{ВЕУ}$) - приблизно 20 тис. дол. США, річні витрати на обслуговування ВЕУ полягатимуть у заміні масла в мультиплікаторі двічі на рік, при вартості однієї заміни приблизно $C_M = 10$ дол. США з врахуванням вартості масла. До того ж, за 25 років ймовірно доведеться змінити комплект лопатей вітроколеса, що коштує близько $C_{ЛВК} = 5$ тис. дол. США. При врахуванні додаткових витрат у розмірі 3 % вартості ВЕУ повні сумарні витрати по ВЕУ за $T_p = 25$ років становитимуть:

$$C_{нВЕУ} = 1,03 \cdot C_{ВЕУ} + C_{ЛВК} + C_M \cdot 2 \cdot T$$

$$C_{нВЕУ} = 1,03 \cdot 20000 + 5000 + 10 \cdot 2 \cdot 25 = 26100 \text{ дол. США.}$$

ПРИКЛАД РОЗВ'ЯЗКУ ЗАДАЧІ 2

Вартість дизель-генераторної установки $C_{ВЕУ} = 5600$ дол. США, кількість робочих годин за $T_p = 25$ років - 150000 тис. год., ресурс дизеля до капітального ремонту - 16000 год. Таким чином, за 25 років треба провести не менше 8 капітальних ремонтів. Умовно вважається, що після капітального ремонту ресурс дизеля повністю відновлюється; вартість капітального ремонту - приблизно $C_{КР} = 3000$ дол. США. Двигуни внутрішнього згоряння витримують

не більше 3-4 капітальних ремонтів, тому за 25 років потрібна повна заміна дизель-генератора. При експлуатації через кожні 50 год. роботи потрібна зупинка дизеля, заміна масла і змащення вузлів; річне обслуговування становитиме близько $C_P = 1200$ дол. США. Таким чином, сумарні витрати на дизель-генераторну установку за 25 років:

$$C = C_{нДД} + C_{ВЕУ} + C_{КР} + C_{Р} \cdot T$$

$$C_{нДД} = 5600 \cdot 2 + 3000 \cdot 8 + 1200 \cdot 25 = 65200 \text{ дол. США}$$

де застосовується:

2 - дві дизель-генераторної установки за час експлуатації (25 років);

8 - капітальних ремонтів за час експлуатації (не більше 3-4 капітальних ремонтів).

За той же термін буде спалено палива (вартість 1 кг палива становитиме $C_{ПАЛ} = 0,326$ дол. США) на суму:

$$C_{наа} = 2,64 \cdot T_p \cdot C_{ПАЛ}$$

$$C_{наа} = 2,64 \cdot 150000 \cdot 0,326 = 129096 \text{ дол. США}$$

Економія коштів при експлуатації ВЕУ сумісно з дизель-генератором досягається за рахунок економії палива і збільшення терміну служби дизеля. Загальний час роботи дизель-генератора становитиме 45 % загального часу роботи, з них тільки 15 % на повній потужності; тому в придбанні другої установки немає потреби.

Висновок: таким чином, рентабельність ВЕУ з розрахунковою швидкістю 7,8 м/с і дизель-генераторною установкою вже буде при середньорічній швидкості вітру вище 3,5 м/с. До недоліків цього способу комбінування можна віднести обмеження використання вітрового потенціалу ВЕУ при швидкостях вітру більше 8 м/с. Тому в цьому випадку, можливо, доцільнішою буде комбінація ВЕУ з акумуляторними батареями.

ВИХІДНІ ДАНІ ДО ПРАКТИЧНОЇ РОБОТИ № 4

Варіанти	C_{BEY}	C_{KP}	C_P	$C_{PAL.}$	T	T
	дол.				років	год.
1	10400	4800	2160	0,52	25	150000
2	10000	4650	2080	0,51	25	150000
3	9600	4500	2000	0,48	24	144000
4	9200	4350	1920	0,47	24	144000
5	8800	4200	1840	0,45	23	138000
6	8400	4050	1760	0,43	23	138000
7	8000	3900	1680	0,41	22	132000
8	7600	3750	1600	0,40	22	132000
9	7200	3600	1520	0,38	21	126000
10	6800	3450	1440	0,36	21	126000
11	6400	3300	1360	0,34	20	120000
12	6000	3150	1280	0,32	20	120000
13	5600	3000	1200	0,31	19	114000
14	5200	2850	1120	0,29	19	114000
15	4800	2700	1040	0,27	18	108000
16	4400	2550	960	0,25	18	108000
17	4000	2400	880	0,23	17	102000
18	3600	2250	800	0,22	17	102000
19	3200	2100	720	0,20	16	96000
20	2800	1950	640	0,18	16	96000
21	2400	1800	560	0,16	15	90000
22	2000	1650	480	0,14	15	90000
23	1600	1500	400	0,13	14	84000
24	1200	1350	320	0,11	14	84000
25	800	1200	240	0,09	14	84000

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Мхитарян Н.М. Энергетика нетрадиційних і відновлювальних джерел. Київ, видавництво «Наукова думка». - 1999. - 320 с. Ресурси і ефективність використання возобновляемых источников энергии в России / П.П. Безруких, Ю.Д. Арбузов, Г.А. Борисов и др. - СПб.: Наука, 2002. - 314 с.

2. Твайделл Д. Возобновляемые источники энергии / Д.Твайделл, А.Уайр. - М.: Энергоатомиздат, 1990. - 390 с.

3. Соловей О.І. та ін.. Нетрадиційні та поновлювальні джерела енергії: Навчальний посібник / О.І. Соловей, Ю.Г. Лега, В.П. Розен, О.О. Ситник, А.В. Чернянський, Г.В. Курбака; За заг. ред. О.І. Солов'я. - Черкаси: ЧДТУ, 2007. - 490 с.

РОЗРАХУНОК БІОГАЗОГЕНЕРАТОРІВ

МЕТА РОБОТИ: Розрахувати об'єм біогазогенератора, добовий вихід біогазу та теплову потужність пристрою, що використовує біогаз.

ТЕОРЕТИЧНІ ВІДОМОСТІ

Одним з видів біопалива є відходи життєдіяльності тварин (гній), при переробці яких (зброджуванні) в біогазогенераторах можна отримувати біогаз, до складу якого (70% за об'ємом) входить метан; теплота згоряння метану = 28 МДж/м³. Час повного зброджування субстрату, що складається з води, гною і ферментів, залежно від температури змінюється від 8 до 30 діб. Щільність сухого матеріалу в субстраті становить $\rho_{сух} = 50 \text{ кг/м}^3$. Вихід біогазу від 1 кг сухого матеріалу на добу становить приблизно $\rho_{>_2} = 0,2 \text{ м}^3/\text{кг}$. Швидкість подачі сухого зброджуваного матеріалу в біогазогенератор (метантенк) $Ж$ залежить від виду тварин та їх кількості на фермі. Якщо позначити через m_0 , кг/добу подачу сухого зброджуваного матеріалу, то добовий об'єм рідкої маси, що надходить в біогазогенератор можна визначити за формулою:

$$\sim V_{сут} m_0 / P_{сух}$$

Об'єм біогазогенератора, необхідного для ферми:

ПРАКТИЧНА РОБОТА №8

$$V_{\text{б}} \cdot T \cdot P_{\text{сут}}$$

Добовий вихід біогазу:

$$V_{\text{б}} = m_{\text{о}} \cdot V_{\text{г}}$$

Теплова потужність пристрою, що використовує біогаз (МДж / добу) або (Вт):

$$M = G \cdot \eta \cdot V_{\text{г}} \cdot m_{\text{о}}$$

де $m_{\text{о}}$ - об'ємна частка метану в біогазі; η - ККД пального пристрою (~ 60%).

ПРИКЛАД РОЗВ'ЯЗКУ ЗАДАЧІ

Визначити об'єм біогазогенератора V_6 і добовий вихід біогазу V_2 в установці, яка утилізує гній від $n=18$ корів, а також скільки теплової потужності вона забезпечує N Вт. Час циклу зброджування $t = 14$ діб за температури $i = 25$ °C; подача сухого зброджуваного матеріалу від однієї тварини йде зі швидкістю $Ж = 2$ кг/добу; вихід біогазу з сухої маси $V_2 = 0,24$ м³/кг. Вміст метану в біогазі становить 70%. ККД пального пристрою η . Густина сухого матеріалу, розподіленого в масі біогазогенератора, $\rho_{\text{сух}} = 50$ кг/м³. Теплота згоряння метану за нормальних фізичних умов $Q_{\text{н}} = 28$ МДж/м³.

Дано:

$$n=18 \quad t = 14 \text{ діб}$$

$$i = 25^\circ \text{C} \quad Ж = 2$$

$$\text{кг/добу} \quad V_2 = 0,24$$

$$\text{м}^3/\text{кг}$$

$$\eta = 0,68$$

$$Q_{\text{н}} \sim 28 \text{ МДж/м}^3$$

МДж/м³ Знайти: V_6, V_2, N -

? Розв'язок:

Подача сухого зброджуваного матеріалу від 18 тварин іде зі швидкістю m_0 (кг/добу):

$$m_0 = Жn = 2 \cdot 18 = 36 \text{ кг/добу} \quad \text{Добовий об'єм рідкої маси } V_{\text{доб}}$$

що надходить в біогазогенератор можна визначити за формулою:

$$V_{\text{доб}} = m_0 / \rho_{\text{сух}} = 36 / 50 = 0,72 \text{ м}^3/\text{добу} \quad \text{Об'єм}$$

біогазогенератора, необхідного для ферми:

$$V_6 = m_0 V_{\text{сух}} = 140,72 = 10,08 \text{ м}^3 \quad \text{Добовий вихід біогазу:}$$

$$V_2 = m_0 v_2 = 360,24 = 8,64 \text{ м}^3/\text{добу.}$$

- 43 -

Теплова потужність пристрою, що використовує біогаз:

$$= 0,68288 \cdot 360,24 \cdot 28 = 115 \text{ МДж/добу.} \quad \text{Відповідь: об'єм}$$

біогазогенератора $V_6 = 10,08$ м³, добовий вихід біогазу $V_2 = 8,64$ м³/добу, тепла

потужність пристрою, що використовує біогаз N

$= 115$ МДж/добу.

**ВИХІДНІ ДАНІ ДО ПРАКТИЧНОЇ РОБОТИ № 5
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ**

Варіанти	<i>n</i>	<i>Ц</i>
1	24	0.7
2	20	0.7
3	18	0.68
4	16	0.68
5	14	0.66
6	12	0.66
7	10	0.64
	8	0.64
9	6	0.62
10	4	0.62
11	23	0.71
12	21	0.71
13	19	0.69
14	17	0.69
15	15	0.67
16	13	0.67
17	11	0.65
18	9	0.65
19	7	0.63
20	5	0.63
21	26	0.72
22	25	0.72
23	24	0.73
24	10	0.63
25	16	0.68

1. Виссарионов В.И. Экологические аспекты возобновляемых источников энергии/ В.И. Виссарионов, Л.А. Золотов. - М.: МЗИ, 1996. - 156 с.

2. Ресурсы и эффективность использования возобновляемых источников энергии в России / П.П. Безруких, Ю.Д. Арбузов, Г.А. Борисов и др. - СПб.: Наука, 2002. - 314 с.

3. Твайделл Д. Возобновляемые источники энергии / Д.Твайделл, А.Уайр. - М.: Энергоатомиздат, 1990. - 390 с.

ПРАКТИЧНА РОБОТА №8

РОЗРАХУНОК ЕНЕРГЕТИЧНОГО ПОТЕНЦІАЛУ ПРИЛИВНОЇ ЕНЕРГІЇ ОКЕАНІЧНОГО БАСЕЙНУ

МЕТА РОБОТИ: Розрахувати приливний потенціал океанічного басейну при заданій величині приливної хвилі.

ТЕОРЕТИЧНІ ВІДОМОСТІ

Оцінка енергетичного потенціалу приливної енергії океанічного басейну, що має площу P , км^2 , якщо відома середня величина приливної хвилі $K_{\text{ср}}$. У науковій літературі є кілька рівнянь, що дозволяють визначити приливний потенціал басейна. Одне з них запропоновано вітчизняним ученим Л. Б. Бернштейном:

$$E_{\text{пот}} = 1,97106 K_{\text{ср}}^2 P$$

де $E_{\text{пот}}$ - енергетичний потенціал приливної енергії океанічного басейну;

P , км^2 - площа енергетичного потенціалу приливної енергії океанічного басейну;

$K_{\text{ср}}$ - середня величина приливної хвилі.

ПРИКЛАД РОЗВ'ЯЗКУ ЗАДАЧІ

Використовуючи формулу Л. Б. Бернштейна, оцінити приливний потенціал басейну $E_{\text{пот}}$, $\text{кВт} \cdot \text{год}$, якщо його площа $P = 1000 \text{ км}^2$, а середня величина припливу $K_{\text{ср}} = 7,2 \text{ м}$.

Дано:

$$P = 1000 \text{ км}^2;$$

$$K_{\text{ср}} = 7,2 \text{ м}.$$

Знайти: $E_{\text{пот}}$, $\text{кВт} \cdot \text{год}$ - ?

Розв'язок:

Використовуючи формулу Л. Б. Бернштейна, оцінити приливний потенціал басейну $E_{\text{пот}}$, $\text{кВт} \cdot \text{год}$, якщо його площа $P = 1000 \text{ км}^2$, а середня величина припливу $K_{\text{ср}} = 7,2 \text{ м}$.

Приливний потенціал басейну:

$E_{пот} = 1,97106 K_{зср} P = 1,971067,22 \cdot 1000 = 10210^9 \text{ кВт год.}$ Відповідь: приливний
потенціал басейну $E_{пот} = 102 \cdot 10^9 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$

ВИХІДНІ ДАНІ ДО ПРАКТИЧНОЇ РОБОТИ № 6

Варіанти	$E, \text{ км}^2$	$K \dots м$
1	3i	400
2	30	700
3	29	1000
4	28	1500
5	27	2000
6	3i	2200
7	30	2500
8	29	3000
9	28	3500
10	27	4000
11	3i	500
12	30	800
13	29	1100
14	28	1600
15	2,7	2100
16	3i	600
17	30	800
18	29	1200
19	28	1700
20	27	2200
21	3i	1000
22	30	1300
23	29	2500
24	28	3000
25	27	3500

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Ресурси и ^ффективность использования возобновляемых источников ^нергии в России / П.П. Безруких, Ю.Д. Арбузов, Г.А. Борисов и др. - СПб.: Наука, 2002. - 314 с.
2. Твайделл Д. Возобновляемые источники ^нергии / Д.Твайделл, А.У^йр. - М.: Энергоатомиздат, 1990. - 390 с.
3. Виссарионов В.И. Экологические аспекты возобновляемых источников ^нергии/ В.И. Виссарионов, Л.А. Золотов. - М.: МЗИ, 1996. - 156 с.

ПРАКТИЧНА РОБОТА №3

РОЗРАХУНОК ТЕПЛОВОЇ ПОТУЖНОСТІ ГЕОТЕРМАЛЬНОЇ ТЕПЛОВОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ

МЕТА РОБОТИ: Розрахувати тепловий потенціал водоносного шару ґрунту до початку експлуатації і через 10 років, можливий час його використання і кількість геотермальної енергії яку можна отримати.

ТЕОРЕТИЧНІ ВІДОМОСТІ

Зазвичай товщина водоносного шару 2 менше глибини його залягання. Шар має пористу структуру - скельні породи мають пори, заповнені водою (пористість оцінюється коефіцієнтом a). Середня густина твердих порід земної кори $\rho_{sp} — 2700 \text{ кг/м}^3$, а коефіцієнт теплопровідності $\lambda_{sp} — 2 \text{ Вт / (м} \cdot \text{°K)}$.

Зміна температури ґрунту у напрямі до земної поверхні характеризується температурним градієнтом [ЛТ / Лі), що вимірюється в $^{\circ}\text{C} / \text{км}$ або $^{\circ}\text{K} / \text{км}$.

Найбільш поширені на земній кулі райони з нормальним температурним градієнтом (менше $40^{\circ}\text{C} / \text{км}$) з густиною вихідних в напрямку поверхні теплових потоків $\ll 0,06 \text{ Вт} / \text{м}^2$. Економічна доцільність вилучення тепла з надр Землі тут малоімовірна.

У напівтермальних районах температурний градієнт дорівнює $40 \wedge 80^{\circ}\text{C} / \text{км}$ (наприклад Північний Кавказ). Тут доцільно використовувати тепло надр для опалення, в теплицях і т.п.

У гіпертермальних районах (поблизу кордонів платформ земної кори) градієнт більше $80^{\circ}\text{C} / \text{км}$, тому тут доцільно будувати ГеоТЕС.

За відомого температурного градієнта можна визначити температуру водоносного шару перед початком його експлуатації:

$$T_2 = T_0 + \gamma \cdot h$$

де T_0 - температура поверхні Землі, $^{\circ}\text{K}$ [$^{\circ}\text{C}$).

На практиці характеристики геотермальної енергетики зазвичай відносять до 1 км^2 поверхні P . Теплоємність шару C_T ($\text{Дж}/^\circ\text{К}$) можна визначити за рівнянням

$$C_T = \rho \cdot P \cdot c_v + \rho_{gp} \cdot C_{gp} \quad HP$$

де ρ і C_v - відповідно густина та ізобарна питома теплоємність води; ρ_{gp} і C_{gp} - густина і питома теплоємність ґрунту (порід шару); зазвичай $C_{gp} = (820 \text{ - } 850) \text{ Дж} / \text{кг} \cdot ^\circ\text{К}$

Якщо задати мінімально допустиму температуру, за якої можна використовувати теплову енергію шару $T_1 = (^\circ\text{К})$, то можна оцінити його тепловий потенціал до початку експлуатації (Дж):

$$E_0 = C_{пл} (T_2 - T_1) V$$

Постійну часу шару T_0 (час його використання) у разі відведення теплової енергії шляхом закачування в нього води з об'ємною витратою V ($\text{м}^3 / \text{с}$) можна визначити з рівняння:

$$E_0 = C_{пл} (T_2 - T_1) V$$

Вважають, що тепловий потенціал шару під час його розробки змінюється за експоненціальним законом:

$$E_t = E_0 e^{-\lambda t}$$

де t - число років з початку експлуатації; e - основа натуральних логарифмів.

Теплова потужність геотермального шару в момент часу t (років з початку розробки) у Вт (МВт):

$$E_t = E_0 e^{-\lambda t} \quad \lambda = \frac{V}{T_0}$$

Визначити початок ~~ПРИКЛАД РОЗВ'ЯЗКУ ЗАДАЧІ~~ геотермальної енергії E_0 (Дж) водоносного шару товщиною $H = 0,8$ км на глибині залягання $z = 3,5$ км, якщо задані характеристики породи шару: $\rho_p = 2700$ кг / м³; пористість $a = 5\%$; питома теплоємність. $C_{zp} = 840$ Дж / кг • °К. Температурний градієнт $\Delta T / \Delta z = 70^\circ\text{C} / \text{км}$.

Середню температуру поверхні T_0 прийняти рівною 10°C . Питома теплоємність води $C_w = 4200$ Дж / кг • °К; густина води. $\rho = 1 \cdot 10^3$ кг / м³

Розрахунок зробити відносно площі поверхні $E = 1$ м². Мінімумально допустиму температуру шару прийняти рівною $T_1 = 40^\circ\text{C}$. Визначити також постійну часу вилучення теплової енергії t_0 (років) під час закачування води в шар і витраті її $V = 0,1$ м³ / (с • м²) • Яка буде теплова потужність, яку видобувають спочатку $(E/\$2)_{t=0}$ і через 10 років $(E/\$2)_{t=10}$?

Дано:

$$H = 0,8 \text{ км};$$

$$z = 3,5 \text{ км}; \rho$$

$$= 2700 \text{ кг / м}^3;$$

$$\rho_{zp} = 840 \text{ Дж / (кг} \cdot \text{м)}; a = 5\%;$$

$$C_{zp} = 840 \text{ Дж / кг} \cdot \text{°К};$$

$$\Delta T / \Delta z = 70^\circ\text{C} / \text{км}; T_0$$

$$= 10^\circ\text{C};$$

$$\rho = 1 \cdot 10^3 \text{ кг / м}^3;$$

$$E = 1 \text{ м}^2;$$

$$C_w = 4200 \text{ Дж / кг} \cdot \text{°К}; T_1$$

$$= 40^\circ\text{C};$$

$$y = 0,1 \text{ м}^3 / (\text{с км}^2) :$$

1) $\Gamma = 0$ років; 2) $\Gamma = 10$ років.

Знайти: $T_2, E_0 > T_0$?

Розв'язання:

Визначимо температуру водяного насоса перед початком його експлуатації:

$$T_2 = T_0 + (\tau / \&) = 10 + 70 \cdot 3,5 = 255 \text{ }^\circ\text{C} = 528 \text{ }^\circ\text{K};$$

$$\frac{^\circ\text{C}}{\text{км}} + \text{км}$$

[$^\circ\text{C}$].

Теплоємність шару $\text{Спл}(\text{Дж}/\text{К})$

можна визначити за рівнянням:

$$C_{\text{уш}} = [a P_v C_{zp} + (1 - a) p_{zp} C_{zp}] M^2 = [0,05 \cdot 1 \cdot 10^3 \cdot 4200 \cdot (1 - 0,05) \cdot 2,7 \cdot 10^3 \cdot 840] \cdot 800 \cdot 1 \cdot 10^6$$

$$= (210000 + 2154600) \cdot 800 \cdot 1 \cdot 10^6 \frac{\text{Дж}}{\text{К}} = 1,940^{15} \frac{\text{Дж}}{\text{К}} \left[\frac{\text{м}^3 \cdot \text{кг} \cdot \text{К}}{\text{м}^3 \cdot \text{кг} \cdot \text{К}} \right]$$

$$M^2 = [\text{Дж} / \text{К}].$$

Теплова потужність, яку видобувають спочатку E_0 (Дж):

$$E_0 = C_m (T_2 - T_1) = 189168 \cdot \text{Ю}^{10} \cdot (255 - 40) = 4067112 \cdot \text{Ю}^{11} \text{ Дж} = 4,06 \cdot 10^{17}$$

Дж,

$$\frac{\text{Дж}}{\text{К}} \cdot \text{К} = \text{Дж}.$$

Постійну часу шару Γ_0 (можливий час його використання, років) у

разі відводу теплової енергії шляхом закачування в нього води з об'ємною

витратою

$$y \text{ м}^3$$

можна визначити за рівнянням :

$$\frac{1000 \cdot 4200}{189168 \cdot 10^{10}} = 4504 \cdot 10^6 \text{ с} = 4,5 \cdot 10^9 \text{ с} = 143 \text{ роки};$$

$$= \text{с}.$$

$$\Gamma = C_{ul} i^y \cdot p_e C_e \quad \text{ПРИКЛАД РОЗВ'ЯЗКУ ЗАДАЧІ}$$

Дж с м³ кг • °К °К
К м³ кг Дж

$$= E \cdot e \Gamma e = E_l l = 4 \quad E_r \quad 4,0640^{17} = 0,9^{\wedge} 10^8 \text{ Bm} = 90 \text{ MBm};$$

$$\frac{4,540^y}{V_{Y_{r=0}}} \quad \Gamma_0 \quad r$$

$$T_0 = E_0 \cdot T = E_0 \cdot e^{-143} = 90 \cdot e^{-143} = 83,92 \text{ МВт.}$$

Відповідь: початкова потенціал до початку

температура $T_2 = 255^\circ\text{C}$, тепловий

експлуатації $E_0 = 4,06 \cdot 10^{17} \text{ Дж}$;, можливий час використання шару $T_0 = 143 \text{ роки}$,

теплова потужність, яку видобувають спочатку

$$P = 90 \text{ МВт, через 10 років}$$

$$P = 83,92 \text{ МВт.}$$

ВИХІДНІ ДАНІ ДО ПРАКТИЧНОЇ РОБОТИ № 7

Варіанти	$H, \text{ км}$	$r, \text{ км}$	$(T_2 / T_1), ^\circ\text{C}$
1	0,6	2,5	75
2	0,7	3,0	70
3	0,8	3,5	65
4	0,9	4,0	60
5	1,0	3,5	55
6	0,9	3,0	50
7	0,8	2,5	45
8	0,7	4,0	40
9	0,6	3,5	35
10	0,5	3,0	30
11	0,6	3,0	75
12	0,7	2,5	65
13	0,8	3,5	70
14	0,9	3,5	60
15	1,0	4,0	55
16	0,9	3,0	50
17	0,8	2,5	40
18	0,7	4,0	45
19	0,6	3,5	35
20	0,5	3,0	30
21	1,0	4,0	55
22	0,7	3,0	50
23	0,8	2,5	46
24	0,7	4,0	40
25	0,6	4,5	35

ПРАКТИЧНА РОБОТА №8

1. Ресурси и ^ффективность использования возобновляемых источников ^нергии в России/ П.П. Безруких, Ю.Д. Арбузов, Г.А. Борисов и др. - СПб.: Наука, 2002. - 314 с.
2. Твайделл Д. Возобновляемые источники ^нергии / Д. Твайделл, А. Уэйр. - М.: Энергоатомиздат, 1990. - 390 с.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

Виссарионов В.И. Экологические аспекты возобновляемых источников энергии/ В.И. Виссарионов, Л.А. Золотов. - М.: МЗИ, 1996. - 156 с.

ЕНЕРГОФЕКТИВНІСТЬ ЗАСТОСУВАННЯ БАГАТОТАРИФНОГО ОБЛІКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

ПРАКТИЧНА РОБОТА №8

МЕТА РОБОТИ: Розрахувати витрати на оплату за спожиту електроенергію за рік для кожного з вказаних варіантів для однотарифного, двотарифного та тритарифного обліку спожитої електричної енергії.

ТЕОРЕТИЧНІ ВІДОМОСТІ

Енергетики вживають заходів для вирівнювання графіків сумарного навантаження споживачів. Наприклад, запроваджується багатотарифний облік електроенергії **диференційований за періодами часу доби**. В піки навантаження вартість електроенергії максимальна, а в нічні періоди часу - мінімальна (табл. 8.1). Це підвищує зацікавленість споживачів у такій перебудові роботи, яка б сприяла зменшенню електричного навантаження у моменти максимумів споживання в енергосистемі. Це призводить до деякого вирівнювання графіків навантаження, але не вирішує проблему в цілому. Для забезпечення споживачів електроенергією в часи пік потрібно щоб електроенергетичні системи були достатньо маневреними.

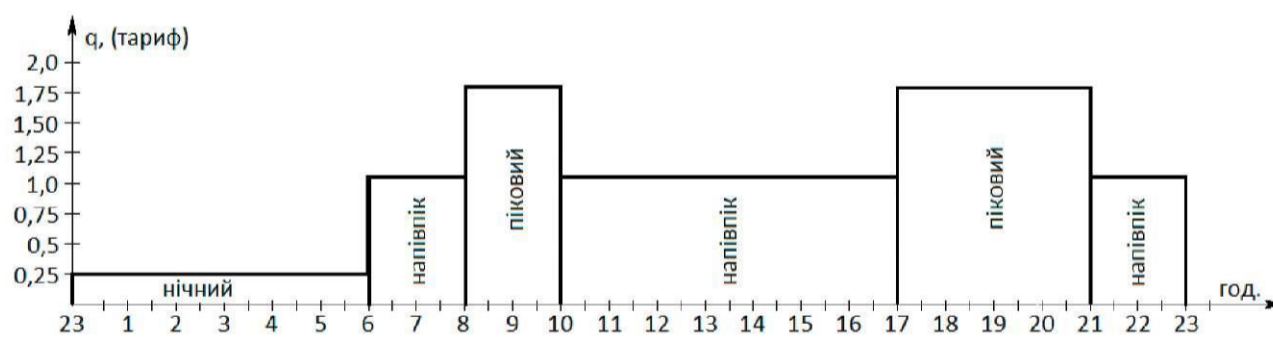


Рис. 8.1. Діаграма багато тарифного (тритарифного) обліку електроенергії диференційованої за періодами часу доби (для юридичних споживачів)

Таблиця 8.1

ДЛЯ ЮРИДИЧНИХ СПОЖИВАЧІВ Тарифи: нічний = 0,25 [^] ; денний = 1,02 [^] ; піковий = 3,80 [^] ; за звичайним тарифом електроенергії			ДЛЯ ПОБУТОВИХ СПОЖИВАЧІВ
Тарифні зони: з 1 листопада до 1 березня			За двозонними тарифами
Нічний	Денний (напівпіковий)	Піковий	0,7 звичайного тарифу в години нічного мінімального навантаження енергосистеми (з 23 ⁰⁰ до 7 ⁰⁰). Повний тариф в інші години доби.
з 23 ⁰⁰ до 6 ⁰⁰	з 6 ⁰⁰ до 8 ⁰⁰	з 8 ⁰⁰ до 10 ⁰⁰	
	з 10 ⁰⁰ до 17 ⁰⁰	з 17 ⁰⁰ до 21 ⁰⁰	
	з 21 ⁰⁰ до 23 ⁰⁰		
Тарифні зони: з 1 березня до 1 травня			
з 23 ⁰⁰ до 6 ⁰⁰	з 6 ⁰⁰ до 8 ⁰⁰	з 8 ⁰⁰ до 10 ⁰⁰	
	з 10 ⁰⁰ до 18 ⁰⁰	з 18 ⁰⁰ до 22 ⁰⁰	За тризонними тарифами
	з 22 ⁰⁰ до 23 ⁰⁰		1,5 тарифу в години максимального навантаження енергосистеми (з 8 ⁰⁰ до 11 ⁰⁰ та з 20 ⁰⁰ до 22 ⁰⁰). Повний тариф у напівпіковий період (з 7 ⁰⁰ до 8 ⁰⁰ та з 22 ⁰⁰ до 23 ⁰⁰).
Тарифні зони: з 1 травня до 1 вересня			
з 24 ⁰⁰ до 7 ⁰⁰	з 7 ⁰⁰ до 8 ⁰⁰	з 8 ⁰⁰ до 11 ⁰⁰	
	з 11 ⁰⁰ до 20 ⁰⁰	з 20 ⁰⁰ до 23 ⁰⁰	
	з 23 ⁰⁰ до 24 ⁰⁰		
Тарифні зони: з 1 вересня до 1 листопада			0,4 тарифу в години нічного мінімального навантаження енергосистеми (з 23 ⁰⁰ до 7 ⁰⁰).
з 23 ⁰⁰ до 6 ⁰⁰	з 6 ⁰⁰ до 8 ⁰⁰	з 8 ⁰⁰ до 10 ⁰⁰	
	з 10 ⁰⁰ до 18 ⁰⁰	з 18 ⁰⁰ до 22 ⁰⁰	
	з 22 ⁰⁰ до 23 ⁰⁰		

Регулювання потужності ГЕС відбувається таким чином. У періоди, коли в системі є провали навантаження, ГЕС працює з незначною потужністю й вода заповнює водосховище. При цьому накопичується енергія. З настанням піків включаються агрегати станції й виробляється енергія. При такому підході накопичення енергії у водосховищах на рівнинних ріках призводить до затоплення великих територій, що в багатьох випадках дуже не бажано. А невеликі річки взагалі мало придатні для регулювання потужності в системі, оскільки у них водосховище за обмежений період часу не встигає наповнитися водою.

Завдання зняття піків здатні вирішити гідроакumuлюючі електростанції (ГАЕС), які працюють наступним чином. В інтервали часу, коли мінімальне не тільки електричне навантаження, але й вартість електроенергії (при багатотарифному її обліку), ГАЕС перекачує воду з нижнього водосховища у верхнє, споживаючи при цьому дешеву електроенергію із системи. У режимі

нетривалих "піків", коли вартість електроенергії найвища - ГАЕС працює в генераторному режимі, витрачаючи накопичену у верхньому водосховищі воду.

ГАЕС стали особливо ефективними після появи оборотних гідротурбін, що виконують функції як турбін, так і насосів. Перспективи застосування ГАЕС багато в чому залежать від **ККД**, під яким розуміється **відношення енергії, виробленої станцією в генераторному режимі, до енергії витраченої у насосному режимі**. Перші ГАЕС на початку ХХ ст. мали **ККД < 40 %**, у сучасних **ГАЕС він сягає 70-75 %**. На відміну від звичайних ГЕС (це перевага), для ГАЕС немає необхідності перекривати річки, зводити високі дамби з довгими тунелями. Тому вартість будівельних робіт досить низька.

ГАЕС і ВЕС (вітрові), що вирізняються не постійністю потужності, що виробляється, вдало поєднуються між собою. Найкраще енергію ВЕС запасати на ГАЕС у вигляді води, що перекачується у верхній басейн.

В Україні працюють наступні ГАЕС: Дністровська, Канівська, Київська та Ташликська.

ЗАВДАННЯ. 1.

Накреслити діаграму двотарифного обліку електроенергії диференційованої за періодами часу доби (для фізичних споживачів).

1. Накреслити діаграму тритарифного обліку електроенергії диференційованої за періодами часу доби (для юридичних споживачів) зазначених в лівому стовпчику табл. 8.1.

2. Накреслити діаграму двотарифного обліку електроенергії диференційованої за періодами часу доби (для побутових споживачів) зазначених в правому стовпчику табл. 8.1.

Р. кВт

5
4
3
2
1
0
-1
-2
-3
-4
-5

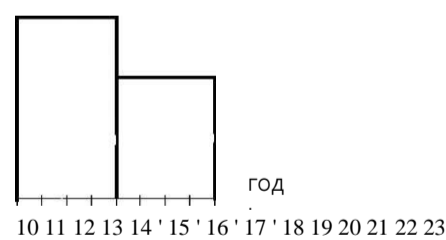


Рис. 8.2.

2,0 -
1,75-
1,50-
1,25"
1,0 +
0,75
0,5 +
0,25-

Р, кВт

год.

"I1111T111Г11111111111111111111111111-I1111
-- 1-

23 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23

Рис. 8.3.

Р. кВт

год.

5
5
5
4
3
4
3
5
3
2
5
2

1111111111T—11111111111111 - 1—т11111111—1т1—i-1
-11111

23 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23

Рис. 8.4.

Р. кВт

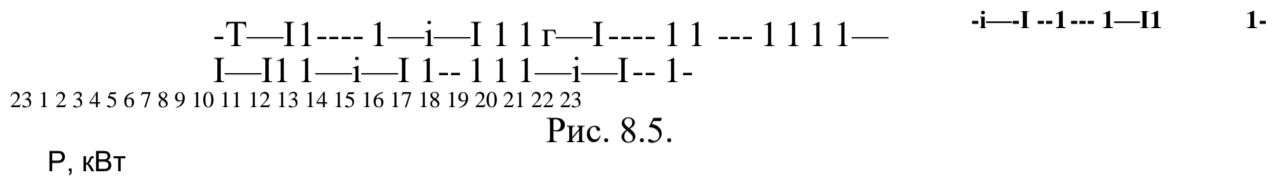


Рис. 8.5.

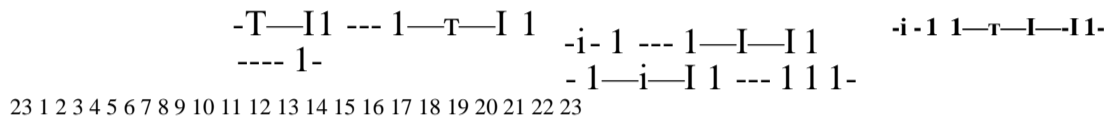


Рис. 8.6.

5,5
 4,5
 3,5
 3
 3
 5
 5
 4,5
 4,5
 4
 3,5
 3
 2,5
 5
 5
 5
 4,5
 5
 4
 3,5
 5
 3
 2,5
 5
 2
 2
 2
 5

год.

год.

год.

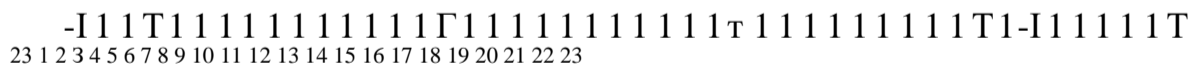


Рис. 8.7.

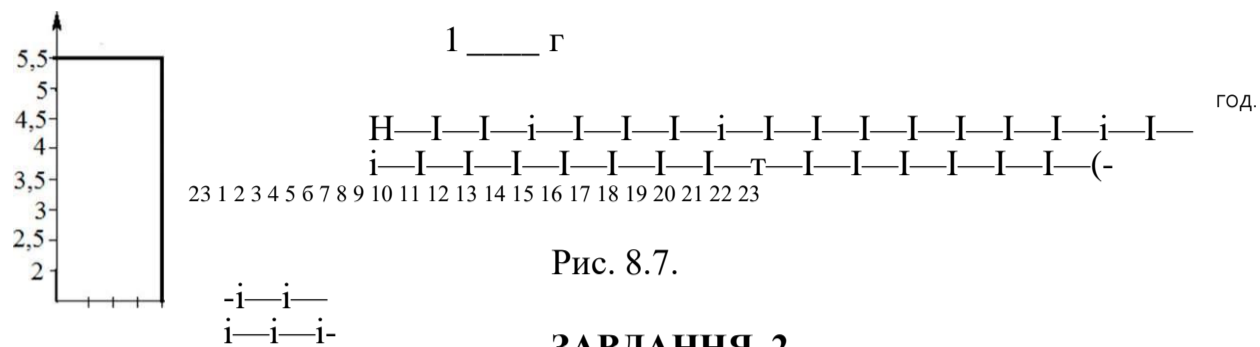


Рис. 8.7.

ЗАВДАННЯ. 2.

Розрахувати витрати на оплату за спожиту електроенергію за рік для кожного з вказаних варіантів для однотарифного, двотарифного та тритарифного обліку спожитої електричної енергії для встановленої повної потужності $8_{\text{вт.}} = 25 \text{ кВА}$ взимку, а влітку $8_{\text{вт.}} = 12 \text{ кВА}$ при коефіцієнті потужності 0,50.

Тарифи на електроенергію для різних груп споживачів та методику розрахунку при багатотарифному обліку електроенергії взяти з даних НКРЕ (інтернет).

Наприклад, порядок розрахунку коштів за спожиту електроенергію при двотарифному обліку за спожиту електроенергію проводиться наступним чином:

$$E_2 = 0,7 \cdot (Ж_{\text{Н}} \cdot 0,3 \cdot \partial_{<} + Ж_{\text{Н}} \cdot 0,7 \cdot \partial_{>}) + 1 \cdot (Ж_{\text{Д}} \cdot 0,3 \cdot \partial_{<} + Ж_{\text{Д}} \cdot 0,7 \cdot \partial_{>}),$$

де $Ж_{\text{Н}}$, $Ж_{\text{Д}}$ - кількість електроенергії спожитої в нічний період часу T_1 (з 23 год. до 6 год.) й в інші години доби T_2 , $\text{кВт} \cdot \text{год.}$ відповідно;

$\partial_{<}$, $\partial_{>}$ - тариф на електроенергію до $150 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$ ($<$) та більше $150 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$ ($>$), $\text{грн.}/(\text{кВт} \cdot \text{год.})$.

Порядок розрахунку коштів за спожиту електроенергію при три тарифному обліку за спожиту електроенергію проводиться наступним чином:

$$E_3 = 1,5 \cdot (Ж_{\text{МН}} \cdot \partial_{<} + Ж_{\text{МН}} \cdot \partial_{>}) + 1 \cdot (Ж_{\text{Д}} \cdot \partial_{<} + Ж_{\text{Д}} \cdot \partial_{>}) + 0,4 \cdot (Ж_{\text{Н}} \cdot \partial_{<} + Ж_{\text{Н}} \cdot \partial_{>})$$

Порядок розрахунку коштів за спожиту електроенергію при однотарифному обліку за спожиту електроенергію проводиться наступним

ЧИНОМ;

$$E_1 = \text{ЖЕ ДО } 150 \text{ ' Я до } 150 + \text{ЖЕ БІЛЬШЕ } 150 \text{ ' Я. більше } 150 \text{ , грн.}$$

Зробити відповідні висновки.

ПРИКЛАД РОЗВ'ЯЗКУ ЗАДАЧІ

$$P_{\text{вст}} = \delta_{\text{вст}} \times \text{созр} = 25 \text{кВА} \times 0,5 = 12,5 \text{кВт} \text{ взимку. } P_{\text{вст}} = \delta_{\text{вст}} \times \text{сод} p =$$

$$12 \text{кВА} \times 0,5 = 6 \text{кВт} \text{ влітку.}$$

Розрахунок витрати на оплату за спожиту електроенергію за рік для

однотарифного обліку.

$$E_1 = \text{Ж}_{\text{до } 150} \times \text{Я}_{\text{до } 150} + \text{Ж}_{\text{більше } 150} \times \text{Я}_{\text{більше } 150}$$

$$Ж_{\text{д}} = 12,5 \times 30 = 375 \text{кВт}$$

$$E_1 = 0,2802 \times 150 + 0,3648 \times 225 = 42,03 + 82,08 = 124,11 \text{ грн. за місяць по}$$

зимовому тарифі.

$$E_1 = 124,11 \times 6 = 744,66 \text{ грн. за пів року. } Ж_{\text{д}} = 6 \times 30 = 180 \text{кВт}$$

$$E_1 = 0,2802 \times 150 + 0,3648 \times 30 = 42,03 + 10,94 = 52,97 \text{ грн за місяць по літньому}$$

тарифі.

$$E_1 = 52,97 \times 6 = 317,85 \text{ грн. за пів року. } E_1 = 317,85 + 744,66 = 1062,51 \text{ грн. за рік.}$$

Розрахунок коштів за спожиту електроенергію при двотарифному обліку

$$E_2 = 0,7 \times (Ж_{\text{н}} \times \partial_{\text{к}} + Ж_{\text{д}} \times \partial_{\text{д}}) + 1 \times (Ж_{\text{н}} \times \partial_{\text{к}} + Ж_{\text{д}} \times \partial_{\text{д}})$$

$$12,5 \text{кВт}$$

$$\frac{12,5}{24} = 0,52 \text{кВт / год. використання електроенергії за 1 год. Взимку.}$$

$$Ж_{\text{н}} = 0,52 \cdot 7 = 3,65 \text{кВт} \cdot \text{год} \text{ електроенергії в нічний період в день}$$

$$Ж_{\text{д}} = 0,52 \cdot 17 = 8,85 \text{кВт} \cdot \text{год} \text{ електроенергії в денний період в день. } Ж_{\text{н}} = 3,65 \cdot$$

$$30 \cdot 0,7 = 76,65 \text{кВт} \cdot \text{год} \text{ електроенергії в нічний період за місяць. } Ж_{\text{д}} = 8,85 \cdot 30 \cdot$$

$$0,8 = 212,4 \text{кВт} \cdot \text{год} \text{ електроенергії в денний період за місяць. } E_2 = 0,7 \cdot (76,65 \cdot$$

$$0,2802) + 1 \cdot (150 \cdot 0,2802 + 62,4 \cdot 0,3648) =$$

за місяць взимку.

$$= 15,03 + 42,03 + 22,76 = 79,82 \text{ грн.}$$

$$79,82 \cdot 6 = 478,94 \text{ грн. за пів року. } 6 \text{кВт}$$

$$24 = 0,25 \text{кВт / год. використання електроенергії за 1 год. влітку.}$$

$$Ж_{\text{н}} = 0,25 \cdot 7 = 1,75 \text{кВт} \cdot \text{год} \text{ електроенергії в нічний період в день.}$$

$J_{д} = 0,25 \cdot 17 = 4,25 \text{кВт} \cdot \text{год}$ електроенергії в денний період в день. $J_{н} = 1,75 \cdot 30 \cdot 0,7 = 36,75 \text{кВт} \cdot \text{год}$ електроенергії в нічний період за місяць. $J_{д} = 4,25 \cdot 30 \cdot 0,8 = 102 \text{кВт} \cdot \text{год}$ електроенергії в денний період за місяць. $E_2 = 0,7 \cdot (36,75 \cdot 0,2802) + 1 \cdot (102 \cdot 0,2802) = 7,21 + 28,58 = 35,79 \text{грн}$ за місяць влітку.

$35,79 \cdot 6 = 214,74 \text{грн.}$ за пів року влітку. За рік:

$478,94 + 214,74 = 693,68 \text{грн.}$ Розрахунок витрат на оплату за спожиту

електроенергію по три тарифному
обліку

$E_3 = 1,5 \times_{(жн)} \times \partial_{к} + \text{жн} \times \partial_{>} + 1 \times_{(жл)} \times \partial_{к} + \text{жл} \times \partial_{>} + 0,4 \times (J_{н} \times \partial_{к} + J_{н} \times \partial_{>}) = 12,5 \text{кВт} = 0,52 \text{кВт} / \text{год.}$ використання електроенергії за 1 год. Взимку.

24

$J_{н} = 0,52 \cdot 8 = 4,16 \text{кВт} \cdot \text{год}$ електроенергії в нічний період в день

$J_{д} = 0,52 \cdot 11 = 5,75 \text{кВт} \cdot \text{год}$ електроенергії в денний період в день. $J_{МНз8_п} =$

$0,52 \cdot 3 = 1,56 \text{кВт} \cdot \text{год}$ електроенергії в період максимального навантаження з 8.00-11.00.

$J_{Мз20_22} = 0,52 \cdot 2 = 1,04 \text{кВт} \cdot \text{год}$ електроенергії в період максимального навантаження з 20.00-22.00.

$J_{н} = 4,16 \cdot 30 \cdot 0,7 = 87,36 \text{кВт} \cdot \text{год}$ електроенергії в нічний період за місяць. $J_{д} =$

$5,75 \cdot 30 \cdot 0,8 = 138 \text{кВт} \cdot \text{год}$ електроенергії в денний період за місяць. $J_{МНз8_11} =$

$1,56 \cdot 30 \cdot 0,3 = 14,04 \text{кВт} \cdot \text{год}$ електроенергії в період максимального навантаження з 8.00-11.00 за місяць.

$J_{МНз20_22} = 1,04 \cdot 30 \cdot 0,9 = 28,08 \text{кВт} \cdot \text{год}$ електроенергії в період максимального навантаження з 8.00-11.00 за місяць.

$= 14,04 + 28,08 = 42,12 \text{кВт} \cdot \text{год}$ електроенергії в період максимального

навантаження за місяць.

$E_3 = 1,5 \cdot (42,12 \cdot 0,2802) + 1 \cdot (138 \cdot 0,2802) + 0,4 \cdot (87,36 \cdot 0,2802) =$

за місяць

$= 17,7 + 38,67 + 9,76 = 66,16 \text{грн.}$ взимку.

$66,16 \cdot 6 = 396,96 \text{грн.}$ за пів року. 6кВт

$= 0,25 \text{кВт} / \text{год.}$ використання електроенергії за 1 год. влітку.

24

$J_{н} = 0,25 \cdot 8 = 2 \text{кВт} \cdot \text{год}$ електроенергії в нічний період в день.

$J_{д} = 0,25 \cdot 11 = 2,75 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ електроенергії в денний період в день. $\Sigma_{\text{МНЗ}8-11} = 0,25$
 $\cdot 3 = 0,75 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ електроенергії в період максимального навантаження з 8.00-
11.00.

$\Sigma_{\text{МНЗ}20-22} = 0,25 \cdot 2 = 0,5 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ електроенергії в період максимального
навантаження з 20.00-22.00.

$\Sigma_{\text{Н}} = 2 \cdot 30 \cdot 0,7 = 42 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ електроенергії в нічний період за місяць. $J_{д} = 2,75 \cdot$
 $30 \cdot 0,8 = 66 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ електроенергії в денний період за місяць. $\wedge_{\text{МНЗ}8-11} = 0,75 \cdot 30 \cdot$
 $0,3 = 6,75 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ електроенергії в період максимального навантаження з 8.00-
11.00 за місяць.

$\wedge_{\text{ш}20-22} = 0,5 \cdot 30 \cdot 0,9 = 13,5 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ електроенергії в період максимального
навантаження з 8.00-11.00 за місяць.

$= 6,75 + 13,5 = 20,25 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ електроенергії в період максимального

навантаження за місяць.

$E_3 = 1,5 \cdot (20,25 \cdot 0,2802) + 1 \cdot (66 \cdot 0,2802) + 0,4 \cdot (42 \cdot 0,2802) =$ за місяць влітку.
 $= 8,5 + 18,49 + 4,71 = 31,70 \text{ грн}$

$31,70 \cdot 6 = 190,2 \text{ грн.}$ за пів року влітку.

За рік:

$396,96 + 190,2 = 587,16 \text{ грн.}$

ВИХІДНІ ДАНІ ДО ПРАКТИЧНОЇ РОБОТИ № 8

№ варіанту	Нічний тариф % від P_{вст.}	Пік ранішній % від P_{вст.}	Денний тариф % від P_{вст.}	Пік вечірній % від P_{вст.}
1	0	100	50	20
2	5	95	55	25
3	10	90	60	30
4	15	85	65	35
5	20	80	70	40
6	25	75	75	45
7	30	70	80	50
8	35	65	85	55
9	40	60	90	60
10	45	55	95	65
11	50	50	100	70
12	55	45	95	75
13	60	40	90	80
14	65	35	85	85
15	70	30	80	90
16	75	25	75	95
17	80	20	70	100
18	85	15	65	0
19	90	10	60	5
20	95	5	55	10
21	100	0	50	15
22	70	25	55	20
23	75	30	60	25
24	80	35	65	30
25	85	40	70	35

1. Андреас Люке Европейский рынок отопительного оборудования - ориентация на высокоэффективные технологии и возобновляемые источники энергии// // Энергосбережение.-2007.-№4.- С.57-58.

2. Дарио Беллоккио Электронные счетчики//Энергосбережение.-2007.-№3.-С.64-68.

3. Энергетична стратегія України на період до 2030 року. Відомості Міністерства палива та енергетики України, Інформ.-аналіт. бюлетень МПЕ. Спецвипуск.- К.: 2006.-114 с.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

4. Ковалев И.Н. К вопросу об экономической эффективности двухтарифных счетчиков электроэнергии // Энергосбережение.-2007.-№4.- С.53-55.

5. Костышева Н.О. О тарифах для населения и не только // Энергетическая политика Украины.-2005.- №10.- С.20-24.

6. Лозинський Д.Й., Тимченко М.П. Існуючий стан і перспективи законодавчого регулювання електрообігріву в Україні// Енергетика та електрифікація. - 2007.-№10.-С.31-41.

7. Манич А.О., Атрошенко О. С., Жарков В.Я. Економія коштів за спожиту електроенергію в побуті//Матеріали науково - технічної конференції магістрантів і студентів ТДАТУ. - випуск 7.-т 2.-Мелітополь: ТДАТУ, 2008.- С.101-104.

Манич А.О., Атрошенко О. С., Жарков В.Я. Обґрунтування економічного тарифу на оплату використаної електроенергії//Матеріали VIII Міжнародної науково - технічної конференції аспірантів і студентів. - Донецьк: ДонНТУ, 2008 - С.81-83.

$22H_z = 600Vm / m$); K_z - площа поверхні геліостата, m ; n - кількість геліостатів; K_z - коефіцієнт відображення дзеркала концентратора, $K_z = 0,7 \wedge 0,8$; A_{np} - коефіцієнт поглинання приймача.

Площа поверхні приймача може бути визначена, якщо відома енергетична освітленість на ньому H_{np} , Vm / m^2 .

$$K_p = \sqrt{H_{np}}$$

У загальному випадку температура поверхні приймача може досягати