

НАЦІОНАЛЬНИЙ АВІАЦІЙНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Аерокосмічний факультет

Кафедра автоматизації та енергоменеджменту



**НЕТРАДИЦІЙНІ ТА ВІДНОВЛЮВАЛЬНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ**

**Методичні рекомендації**

**до виконання лабораторних робіт**

для студентів ОС «Бакалавр» спеціальності

141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

ОПП «Енергетичний менеджмент»

(електронний варіант)

Затверджено на засіданні кафедри АЕМ АКФ  
Протокол №14 від «28» серпня 2023 р.

Викладач

М. Кравчук

**КИЇВ-2023**

## Лабораторна робота 1

**Тема:** Енергетичні ресурси, напрями та рівні освоєння енергії відновлюваних джерел

**Мета:** Дослідження енергетичних ресурсів, напрямів та рівнів відновлюваних джерел у світі.

### Хід роботи.

Кількісні показники енергетичних ресурсів відновлюваних джерел планети показані в таблиці 1.

Таблиця 1. Енергетичний потенціал відновлюваних енергоресурсів планети

Відновлювані енергоресурси	Енергетичний потенціал відновлюваних енергоресурсів, млрд т у.п./рік		
	Теоретично-можливий	Технічно-досяжний	Доцільно-економічний
Променева енергія Сонця	86000	5	1
Теплова енергія морів і океанів	7500	1	0,1
Енергія вітру	860	5	1
Гідроенергія, зокрема:	6,065	3	1,52
<i>Енергія водотоків</i>	<i>3</i>	<i>2,91</i>	<i>1,5</i>
<i>Енергія хвиль</i>	<i>3</i>	<i>0,05</i>	<i>0,01</i>
<i>Енергія припливів</i>	<i>0,065</i>	<i>0,04</i>	<i>0,01</i>
Енергія біомаси, зокрема:	40	2,55	2,0
<i>лісів</i>	<i>15</i>	<i>1,5</i>	<i>1,5</i>
<i>рослин</i>	<i>10</i>	<i>1,0</i>	<i>0,5</i>
<i>водоростей</i>	<i>15</i>	<i>0,05</i>	<i>0</i>
Геотермальна енергія	16	0,4	0,2
<b>Всього</b>	<b>94422,065</b>	<b>16,95</b>	<b>5,82</b>

Теоретично-можливий річний потенціал відновлюваних енергоресурсів планети перевищує потенційні запаси органічного і ядерного палива в 15 разів і майже у 80 разів перевищує розвідані запаси традиційних енергоресурсів. Доцільно-економічний потенціал відновлюваних енергоресурсів планети приблизно в 2 рази перевищує об'єм річного видобутку всіх видів органічного палива [3].

За інформацією Державного агентства з енергоефективності та енергозбереження із посиланням на Міжнародне агентство з

відновлюваних джерел енергії (IRENA) близько 33 % усіх потужностей у світі виробляють електроенергію з відновлюваних джерел. Загалом на глобальному ринку встановлено понад 2300 ГВт потужностей «чистої» електроенергетики. Більшість нових об'єктів «чистої» енергетики у 2018 р. – це майже 100 ГВт СЕС і близько 50 ГВт ВЕС. Найбільше «чисте» джерело електроенергії у світі – це гідроенергетика із майже 1200 ГВт. Решта потужностей – це: вітроенергетика – 564 ГВт; сонячна енергетика – 480 ГВт; біоенергетика – 121 ГВт; геотермальна – 13 ГВт; енергія хвиль – 500 МВт. У 2018 році потужності відновлюваної електроенергетики у всьому світі зросли на 171 ГВт – це майже на 8 % більше, ніж у 2017 році.

У 27 державах-членах ЄС в першій половині 2020 року 40 % електроенергії згенеровано за рахунок використання вітрової, сонячної, гідро- та біоенергії, перевищивши використання викопного палива, на частку якого припало 34 %. Незважаючи на те, що попит на електроенергію в ЄС впав на 7 % через COVID-19, виробництво електроенергії з відновлюваних джерел зросло на 11 %, в основному за рахунок нових вітрових і сонячних установок, які виробляли рекордну п'яту частину електроенергії в Європі. Так у Данії 64 % електроенергії було вироблено від вітру і сонця. В результаті викиди вуглецю в енергетичному секторі Євросоюзу скоротилися майже на чверть за перші шість місяців 2020 року.

У дослідженні від Bloomberg New Energy Finance «Який ринок, що розвивається, є найпривабливішим для інвестицій в чисту енергію?» оцінено три позиції: передумови, можливості, досвід. Основними результатами дослідження, для всіх країн, що розвиваються є такі:

- другий рік поспіль країни, що розвиваються, будують більше чистих енергогенеруючих потужностей, ніж традиційних;

- у 2018 році в економіках, що розвиваються, було встановлено 107 ГВт потужностей відновлюваної енергетики, дві третини з яких (71 ГВт) усієї енергетичної потужності були встановлені в Китаї;

- серед екологічно чистих технологій лідирувала сонячна енергетика із 66 ГВт, встановленими у 2018 році, на другому місці – ВЕС із 29 ГВт. 12 ГВт припадають на невеликі ГЕС, біомасу та геотермальну енергію;

- у 2018 році фінансування чистої енергії на ринках, що розвиваються, становило 133 млрд дол. (у 2017 році – 169 млрд дол.);

- на ринках, де нові електростанції з чистою енергією ще не можуть конкурувати з цінами на електроенергію, виробленою традиційними викопними станціями з нижчою ціною електроенергії, необхідні політичні рішення. Стабільна політика щодо чистої енергетики

є основою для сприяння інвестиційним потокам відновлюваної енергії на ринки, що розвиваються.

Результати дослідження BloombergNEF свідчать, що в даний час найдешевшими джерелами енергії у світі є сонячні та вітрові станції, обладнані акумуляторними сховищами. Суттєве зниження витрат на будівництво та експлуатацію сонячних електростанцій та берегових вітрових парків призвело до того, що ці дві технології стали найбільш економічними для нових електрогенеруючих потужностей країн, в яких проживають понад

66 % світового населення та виробляється біля 85 % електроенергії. За останні 6 місяців нормована вартість електроенергії (LCOE), одержуваної від вітрових електростанцій впала на 9 %, що стало п'ятирічним рекордом. Аналогічний показник для сонячної енергетики знизився на 4 %. Дані також вказують на стрімке падіння експлуатаційних витрат акумуляторних сховищ – ця технологія стає найбільш вигідною для згладжування пікових навантажень в таких країнах, як Китай, Японія або в ЄС.

Завдяки здешевленню технологій, зростає число нових проєктів, які об'єднують вітрогенератори або сонячні батареї з акумуляторними накопичувачами. Собівартість 1 МВт·год при таких комбінаціях становить \$ 50,3 та \$ 58,8 відповідно. За економічною ефективністю акумулятори вже перевершують газотурбінні установки. Зараз в Австралії готується до введення в експлуатацію 711 МВт електрогенеруючих потужностей, що працюють на відновлюваних джерелах, які будуть суміщені з акумуляторними станціями. Аналітики вважають, що найбільш ефективним проєктам у галузі вітроенергетики вдається досягти LCOE на рівні \$ 24 за МВт·год, а найефективніші сонячні електростанції досягли показника в межах \$ 23-\$ 29 за МВт·год. Якщо такі тенденції збережуться і надалі, то до 2030 року з'являться сонячні та вітрові електростанції з показником LCOE нижче \$ 20 за МВт·год. Причиною такого помітного падіння собівартості автори дослідження пояснюють вдосконаленням технологій, здешевленням виробництва обладнання та витратних матеріалів, а також певну державну підтримку. Ініціатори проєктів у галузі відновлюваної енергетики зацікавлені в досягненні масштабу, який дозволить скоротити експлуатаційні витрати та домогтися вигідніших умов від постачальників обладнання. Показник LCOE для китайської сонячної енергетики становить \$ 38 за МВт·год, який із середини 2019 року зменшився на 9 % завдяки впровадженню високопродуктивних монокристалічних сонячних панелей. Ціна енергії нових сонячних електростанцій вже зрівнялася з вугільними, що свідчить про початок

масштабної конкуренції у китайському енергетичному секторі.

Європейська комісія офіційно представила проєкт Європейського закону про клімат (European Climate Law). Документ передбачає досягнення країнами Євросоюзу 100 %-ї вуглецевої нейтральності до 2050 року, а його

основні положення були представлені в Європейській «зеленій угоді» в грудні 2019 року. Законопроєкт містить юридично обов'язкові цілі щодо досягнення нульових викидів парникових газів до 2050 року.

Розвиток відновлюваної енергетики не лише зменшує залежність від традиційних енергоресурсів, але й сприяє соціально-економічному розвитку країн, забезпечуючи нові робочі місця. Відновлювана енергетика створила робочі місця для понад 10 млн людей у всьому світі. Зокрема, у 2017 р. у цій сфері з'явилося додатково 500 тисяч нових робочих місць. Найбільше людей зайнято у сонячній енергетиці, а саме – 3,4 мільйонів. На біоенергетику припадає близько 3 млн робочих місць, з яких майже 2 млн – у сфері виробництва рідкого біопалива. На гідроелектростанціях знайшли роботу біля 1,5 млн чоловік. 70 відсотків усіх робочих місць створено у США, Китаї, Індії, Японії, Німеччині та Бразилії. Фахівці Міжнародного агентства з відновлюваної енергетики IRENA прогнозують, що до 2050 р. у сфері виробництва «чистої» енергії працюватимуть 28 млн людей по всьому світу.

Таблиця 1. Річні показники технічно-досяжного енергетичного потенціалу основних напрямів освоєння енергії відновлюваних джерел в Україні

Напрями освоєння енергії ВДЕ	Потенціал встановленої потужності ВДЕ, МВт	Потенціал середньорічного виробітку електроенергії за рахунок ВДЕ, млн кВт·год/рік
Енергія Сонця	82768	99323
Енергія вітру (із врахуванням територіальних вод та внутрішніх водойм)	688000	2173770
Енергія малих річок	376	1272
Геотермальна енергія	10810	80494
Енергія біомаси	92078	362161
<b>Всього</b>	<b>874 тис. МВт</b>	<b>2217 млрд кВт·год/рік</b>

Розробка забезпечує оперативну обробку щорічної та додаткової інформації без знищення поточної. Представлені в атласі енергетичні показники відновлюваних джерел енергії України можуть використовуватись замовниками та проєктувальниками енергетичного обладнання як базові із врахуванням відповідних щорічних поправок. Наряду із енергетичним потенціалом при впровадженні обладнання відновлюваної енергетики в конкретній місцевості необхідно враховувати також інфраструктурні передумови, місцеві та конструктивні фактори.

Атлас енергетичного потенціалу відновлюваних джерел енергії України призначено для використання в процесі проведення науково-дослідних, пошукових та проектувальних робіт при розробці, створенні та впровадженні обладнання відновлюваної енергетики за основними напрямками їх освоєння.

Використання даних, представлених в атласі енергетичного потенціалу ВДЕ України сприятиме поширенню інформації щодо можливості освоєння енергії відновлюваних джерел на всій території країни та підвищенню рівня проектних розробок за рахунок правильного вибору та комплектації устаткування.

Важливим є інформування не тільки зацікавлених організацій з розробки, випуску та впровадження устаткування відновлюваної енергетики, але й органів влади – від вищих до місцевих для подолання упередження щодо впровадження нових енергетичних технологій та підвищення рівня освоєння енергії відновлюваних джерел.

Річні показники технічно-досяжного енергетичного потенціалу основних напрямів освоєння енергії відновлюваних джерел в Україні та його розподіл по областях України наведені в таблицях 2, 3.

Таблиця 2. Потенціал встановленої потужності відновлюваних джерел в областях України, МВт

Області	Енергія Сонця	Енергія вітру	Енергія малих річок	Геотермальна енергія	Енергія біомаси	Всього
Автономна Республіка Крим	3 603	22 128	1	840	1 273	<b>27 844</b>
Вінницька	3 646	13 393	24	40	6 192	<b>23 295</b>
Волинська	2 770	7 184	1	40	2 239	<b>12 234</b>
Дніпропетровська	4 388	38 978	2	120	5 128	<b>48 616</b>
Донецька	3 646	32 387	5	200	2 835	<b>39 072</b>
Житомирська	4 102	10 640	8	50	4 575	<b>19 374</b>
Закарпатська	1 757	1 163	132	1 400	1 209	<b>5 661</b>
Запорізька	3 737	33 196	0	40	3 646	<b>40 620</b>
Івано-Франківська	1 911	2 416	59	600	1 671	<b>6 658</b>
Київська	3 868	11 983	3	40	4 961	<b>20 855</b>
Кіровоградська	3 381	21 226	15	40	4 482	<b>29 144</b>
Луганська	3 669	32 591	2	80	2 042	<b>38 384</b>
Львівська	3 002	8 015	46	1 400	2 672	<b>15 135</b>
Миколаївська	3 382	30 043	3	80	3 435	<b>36 943</b>
Одеська	4 580	34 719	1	240	4 912	<b>44 453</b>
Полтавська	3 953	14 522	6	1 400	5 662	<b>25 544</b>
Рівненська	2 756	7 745	3	40	2 594	<b>13 139</b>
Сумська	3 277	11 096	2	560	5 009	<b>19 945</b>
Тернопільська	1 901	6 983	12	80	3 019	<b>11 995</b>
Харківська	4 320	27 119	10	1 300	5 160	<b>37 908</b>
Херсонська	3 913	34 761	1	1 300	3 360	<b>43 335</b>
Хмельницька	2 839	10 429	8	40	4 668	<b>17 984</b>
Черкаська	2 874	10 558	8	40	4 150	<b>17 630</b>
Чернівецька	1 113	2 414	24	40	1 252	<b>4 843</b>
Чернігівська	4 381	12 311	1	800	5 932	<b>23 425</b>
<b>Разом</b>	<b>82 768</b>	<b>438 000</b>	<b>376</b>	<b>10 810</b>	<b>92 078</b>	<b>624 033</b>
Територіальні води та внутрішні водойми		<b>250 000</b>				
<b>Всього</b>	<b>82 768</b>	<b>688 000</b>	<b>376</b>	<b>10 810</b>	<b>92 078</b>	<b>874 033</b>

Таблиця 3. Потенціал середньорічного виробітку електроенергії зарахунок ВДЕ України, млн кВт·год/рік

Області	Енергія Сонця	Енергія вітру	Енергія малих річок	Геотермальна енергія	Енергія біомаси	Всього
Автономна Республіка Крим	4 323	60 090	3	6 255	5 236	<b>75907</b>
Вінницька	4 375	36 371	83	298	25 327	<b>66453</b>
Волинська	3 324	19 510	4	298	8 310	<b>31446</b>
Дніпропетровська	5 266	105849	7	894	20 646	<b>132662</b>
Донецька	4 375	87 949	16	1 489	11 673	<b>105502</b>
Житомирська	4 922	28 893	27	372	16 619	<b>50834</b>
Закарпатська	2 108	3 157	439	10 424	4 180	<b>20308</b>
Запорізька	4 485	90 148	1	298	14 089	<b>109020</b>
Івано-Франківська	2 294	6 562	196	4 468	6 415	<b>19935</b>
Київська	4 642	32 540	11	298	20 116	<b>57606</b>
Кіровоградська	4 057	57 641	53	298	17 724	<b>79 773</b>
Луганська	4 403	88 503	7	596	8 032	<b>101540</b>
Львівська	3 602	21 766	153	10 424	10 428	<b>46373</b>
Миколаївська	4 059	81 584	11	596	13 448	<b>99697</b>
Одеська	5 496	94 283	5	1 787	19 693	<b>121264</b>
Полтавська	4 743	39 437	22	10 424	22 425	<b>77051</b>
Рівненська	3 308	21 033	10	298	9 396	<b>34045</b>
Сумська	3 933	30 133	8	4 170	19 445	<b>57689</b>
Тернопільська	2 281	18 963	42	596	12 301	<b>34182</b>
Харківська	5 183	73 645	33	9 680	20 171	<b>108713</b>
Херсонська	4 696	94 397	2	9 680	13 212	<b>121987</b>
Хмельницька	3 406	28 321	29	298	18 719	<b>50774</b>
Черкаська	3 449	28 671	28	298	16 964	<b>49410</b>
Чернівецька	1 336	6 554	80	298	4 714	<b>12982</b>
Чернігівська	5 258	33 433	2	5 957	22 879	<b>67528</b>
<b>Разом</b>	<b>99323</b>	<b>1189433</b>	<b>1272</b>	<b>80494</b>	<b>362161</b>	<b>1732682</b>
Територіальні води та внутрішні водойми		984337				
<b>Всього</b>	<b>99323</b>	<b>2173770</b>	<b>1272</b>	<b>80494</b>	<b>362161</b>	<b>2717019</b>

**Висновок.**

## Лабораторна робота 2

**Тема: Енергетичні ресурси, напрями та рівні освоєння енергії відновлюваних джерел в Україні.**

**Мета: Дослідження напрямів та рівнів освоєння енергії відновлюваних джерел в Україні.**

### Хід роботи.

Сучасна енергетика України перебуває в кризовому стані, основними причинами якого є:

- загроза незалежності України через прив'язку критичного імпорту в енергетиці (обладнання і енергоносії) до країн, здатних на порушення договірних графіків та передбачених інших умов постачання;
- вичерпаність технічного ресурсу і необхідність невідкладної реновації енергетичного обладнання ТЕС і АЕС за рахунок недержавних іноземних інвестицій через відсутність відповідних коштів в держбюджеті України.

Основними чинниками, що визначають необхідність розвитку відновлюваної енергетики в Україні, є:

- зростання дефіцитності традиційних енергоресурсів, підвищення їх вартості на світовому ринку та проблеми із зовнішнім постачанням;
- негативний стан і тенденції у паливно-енергетичному комплексі, зокрема недостатня ефективність використання традиційних паливно-енергетичних ресурсів;
- екологічні проблеми, зокрема необхідність виконання міжнародних зобов'язань щодо дотримання норм Кіотського протоколу та Паризької угоди.

Україна має зобов'язання перед світовою спільнотою щодо зменшення глобальних викидів парникових газів з метою протидії глобальному потеплінню на планеті. Виконання цього зобов'язання, як свідчить європейський досвід, потребує трансформації всього економічного укладу країни в напрямку низьковуглецевого розвитку. Одним з найважливіших аспектів в такому підході є необхідність виконання Україною взятих екологічних зобов'язань перед європейською спільнотою щодо зменшення локальних шкідливих викидів, за якими ситуація в Україні є найгіршою в Європі.

Положення Енергетичної стратегії України на період до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність», згідно розпорядження КМУ № 497-р від 06.06.2018 «Про затвердження плану заходів з реалізації етапу «Реформування енергетичного сектору (до 2020 року)» повинна забезпечити досягнення основної мети – підвищення



ефективності освоєння енергії відновлюваних джерел та підвищення стабільності енергосистеми України за рахунок впровадження систем акумулювання.

Жодне джерело відновлюваної енергії не є універсальним і придатним для використання в будь-якій ситуації. Це завжди визначається конкретними природними умовами і потребами суспільства, тобто конкретною ситуацією.

В основу рішення про використання відновлюваних джерел енергії зазвичай покладено результати багаторічних спостережень (моніторингу) за станом навколишнього середовища в даному районі. При цьому дуже важливо, щоб одержувана в процесі моніторингу інформація включала всі параметри, необхідні для розробки конкретної енергетичної системи. Частково таку інформацію містять результати метеорологічних спостережень, але, на жаль, розташування метеостанцій дуже часто не співпадає з місцем передбачуваного розміщення енергоустановок і методи реєстрації та аналізу метеоданих не є повністю відповідними для виконання розрахунків. Проте дані метеостанцій можуть служити базою для проведення порівняльного аналізу з результатами цільового моніторингу. Так, наприклад, порівнюючи результати вимірювання швидкості вітру протягом декількох місяців у місці передбачуваного розміщення вітроустановки з даними найближчої метеостанції, можна, спираючись на метеодані за тривалий період, екстраполювати і результати моніторингу швидкості вітру. Значно складніше проводити оцінку енергопотенціалу ВДЕ, в основу якої не можуть бути покладені стандартні метеодані. В цьому випадку необхідні спеціальні методи вимірювань і відповідні прилади, що вимагає значних людських і матеріальних ресурсів.

Встановлені потужності ВДЕ в Україні мають тенденцію до щорічного зростання (падіння у 2014 році спричинене втратою об'єктів енергетики у АР Крим та в зоні АТО). Середньорічний темп зростання встановленої потужності відновлюваних джерел енергії складає 31 %. З 2015 року по I квартал 2020 року потужність об'єктів відновлюваної електроенергетики (без урахування тимчасово окупованої території АР Крим), яким встановлено «зелений» тариф, збільшилась на 6727 МВт (з 967 МВт до 7694 МВт), з них введено в експлуатацію:

- 2015 р. – 32 МВт;
- 2016 р.– 136 МВт;
- 2017 р.– 291 МВт;
- 2018 р.– 848 МВт;
- 2019 р. – 4658 МВт;

I квартал 2020 р. – 763 МВт.

У будівництво 6,7 ГВт потужностей об'єктів відновлюваної

електроенергетики інвестовано близько 5,6 млрд євро. У 2019 р. близько 3,8 млрд. євро інвестовано у рекордні 4658 МВт потужностей відновлюваної електроенергетики в Україні. На кінець 2019 року лідерами серед усіх областей України за загальною встановленою потужністю є Дніпропетровська (1052 МВт), Запорізька (790 МВт), Херсонська (768 МВт), Миколаївська (716 МВт) та Одеська (465 МВт) області. Частка встановленої в цих областях потужності перевищує 60 % сумарної потужності ВДЕ в Україні. Завдяки інвестиціям, активності бізнесу, стимулам та освоєнню потенціалу ВДЕ за рік Україна піднялася на 8-е місце у рейтингу інвестиційної привабливості «зеленої» енергетики країн, що розвиваються, тоді як за рік до цього країна займала 63-ю сходинку. Такі дані офіційно оприлюднені у дослідженні від Bloomberg New Energy Finance. З 2018 року Україна набула статусу повноправного члена Міжнародного агентства з відновлюваних джерел енергії.

За даними Держенергоефективності, станом на 01.01.2020 року в Україні працює 23110 (1142 промислових та 21968 СЕС домогосподарств) об'єктів відновлюваної електроенергетики, яким встановлено «зелений» тариф, загальною потужністю 6932 МВт, з них:

852 СЕС загальною потужністю 4 925 МВт;

69 ВЕС загальною потужністю 1 170 МВт;

21968 СЕС приватних домогосподарств 553 МВт;

157 МГЕС загальною потужністю 114 МВт;

49 електростанції на біогазі загальною потужністю 86 МВт;

15 електростанцій на біомасі загальною потужністю 84 МВт.

Останнім часом в Україні спостерігається помітне зростання обсягів генерування енергії за рахунок відновлюваних джерел енергії – так у перші два місяці 2020 року сонячні, вітрові та біомасові електростанції збільшили обсяг виробництва до 1,184 млрд кВт·год – це у 2,68 рази більше в порівнянні з аналогічним періодом минулого року. Необхідно відмітити, що збільшили генерацію електроенергії на 19,2 % (288 млн кВт·год) блок-станції, які працюють в об'єднаній енергетичній системі України і підпорядковуються її централізованому диспетчерському управлінню.

Вироблена електроенергія використовується для покриття власного споживання, а надлишки виробленої електричної енергії продаються енергопостачальнику. В той же час всі традиційні види генерації зменшили виробництво електроенергії, яке за січень-лютий 2020 року, порівнюючи з аналогічним періодом 2019 року, зменшилось на 7,5 % – до 27,318 млрд кВт·год. Так, виробництво електроенергії на атомних електростанціях знизилось на 5,9 % – до 15 млрд кВт·год. На теплоелектростанціях

генерація впала на 21,9 % – до значення 6,575 млрд кВт·год. Також падіння у виробництві на 21 % спостерігалось на гідроелектростанціях та гідроакумуючих станціях – до 1,17 млрд кВт·год.

На даний час у області прикладних наукових досліджень розроблено цілий ряд нових технічних рішень для створення енергоефективної техніки і технологій відновлюваної енергетики. Можливі обсяги енергозабезпечення за рахунок енергії відновлюваних джерел в різних регіонах України залежать від багатьох факторів.

Необхідно відмітити, що промислово розвинені області з високим енергоспоживанням мають більш низький енергопотенціал ВДЕ.

Екологічна значимість використання енергії відновлюваних джерел в Україні полягає в значному зменшенні шкідливих викидів в атмосферу, що утворюються при згоранні органічного палива – енергетика на відновлюваних джерелах використовує потоки енергії, що вже існують в навколишньому просторі, тому теплове забруднення навколишнього середовища буде незначним, як і обсяги відходів.

Соціальна значимість полягає у створенні додаткових робочих місць у галузях наукової, виробничої, культурно-освітньої, правової, державної та громадської діяльності.

Широке використання енергії відновлюваних джерел сприятиме підняттю рівня життя, особливо у сільських районах. Невичерпність, як основна властивість відновлюваних джерел енергії, має в перспективі забезпечити більшу стабільність енергетики, ніж це можливо при використанні традиційних паливних ресурсів, особливо нафти і газу.

Цікавим є також вплив такого, як вважається в даний час, негативного фактору потоків відновлюваної енергії – низької щільності і розсіяності в просторі; при активному використанні ВДЕ та при відповідних державних методах стимулювання це більшою мірою сприятиме розосередженню населення та промислових об'єктів у сільських районах, ніж збільшенню витрат на концентрацію енергії в мегаполісах.

Поступове зростання частки енергії відновлюваних джерел в енергетиці дозволить уникнути утворень нових мегаполісів та сприятиме розвитку агропромислового комплексу на всій території України.

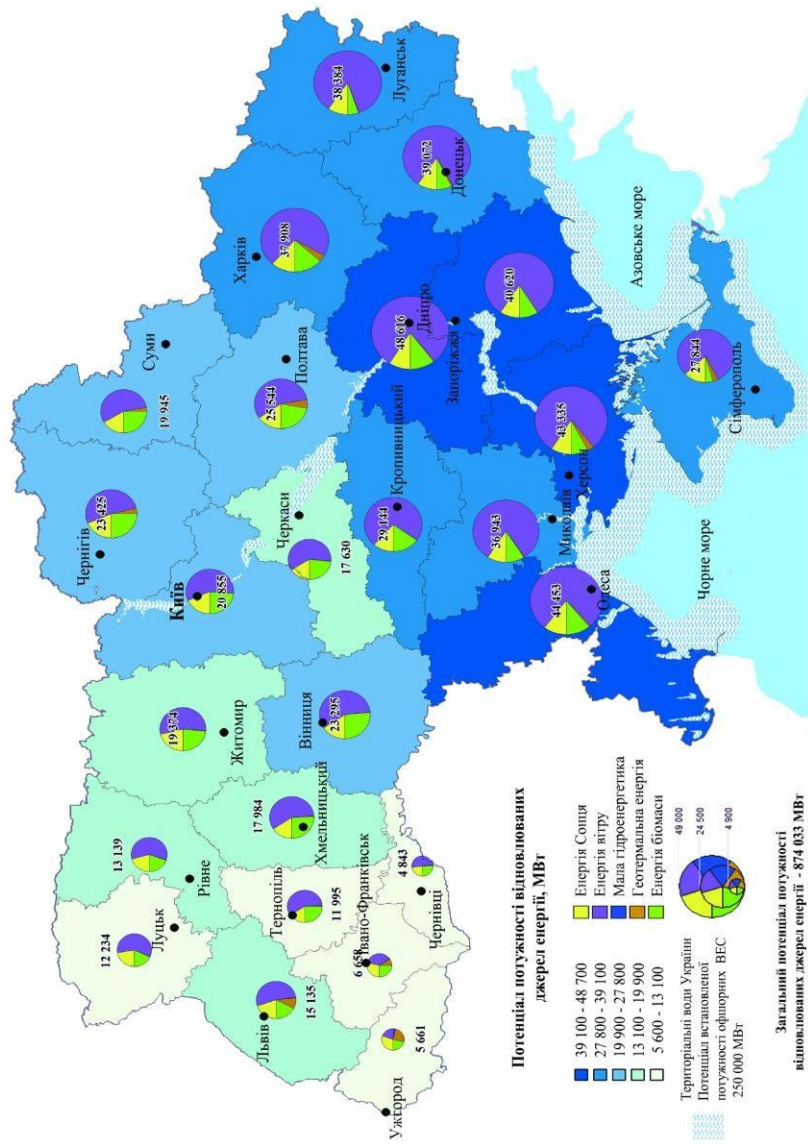


Рис. 1. Розподіл сумарного річного технічно-досяжного потенціалу встановленої потужності ВДЕ по території України, МВт

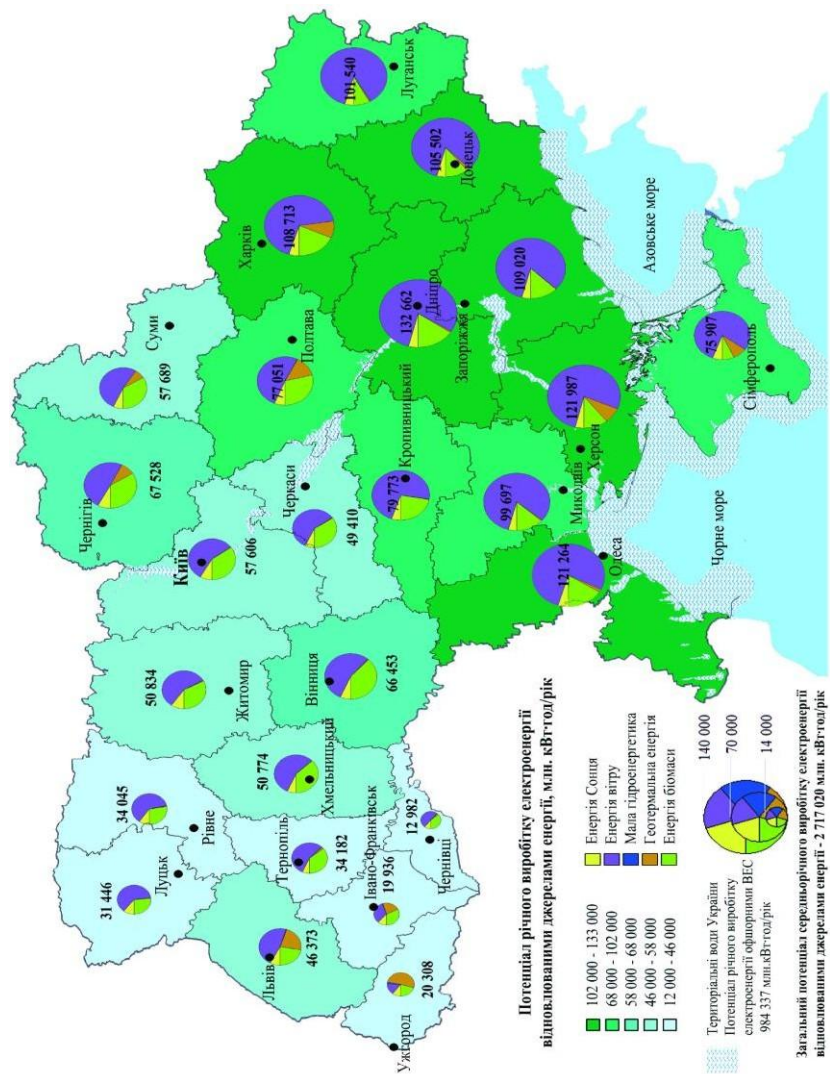


Рис. 2 Розподіл сумарного річного технічно-досяжного потенціалу виробітку електроенергії за рахунок ВДЕ по території України, млн кВт·год/рік

**Висновок.**

## Лабораторна робота № 3

### ДОСЛІДЖЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ КОНЦЕНТРАЦІЇ СОНЯЧНОЇ ЕНЕРГІЇ ЗА ДОПОМОГОЮ ПАРАБОЛІЧНОГО КОНЦЕНТРАТОРА

**МЕТА РОБОТИ:** вивчити конструкцію та принцип роботи параболічного концентратора. Дослідити розподіл температур по діаметру параболічного концентратора та максимальну температуру у фокальній плямі.

#### ТЕОРЕТИЧНІ ВІДОМОСТІ

Основне функціональне призначення будь-якої концентрувальної системи сонячного випромінювання (далі – концентратор) – підвищення густини потоку сонячного випромінювання до рівня, який забезпечує його ефективне й економічне перетворення в енергію необхідного виду. **Основною характеристикою концентрувальних систем є ступінь концентрації  $E$ , який дорівнює відношенню густини сконцентрованого потоку на приймачі до поверхневої густини сонячного випромінювання в площині, перпендикулярній до напрямку його поширення.**

Вимоги до розподілу густини сконцентрованого випромінювання суттєво залежать від типу перетворювача, особливостей організації робочих процесів у його елементах і їх конструкції. В сонячних фотоелектричних установках, які містять велику кількість послідовно і паралельно з'єднаних сонячних елементів (СЕ), які повинні працювати в однакових умовах, з метою зменшення схемних втрат необхідно забезпечити рівномірне опромінення всіх елементів, тобто  $E \approx const$ . Якщо ж сонячна фотоелектрична установка складається із окремих модулів, кожен з яких має один СЕ, з'єднаний з концентратором, вимога рівномірності опромінення СЕ не є обов'язковою. Відповідно різною буде і чутливість характеристик сонячних фотоелектричних установок цих двох типів до зміни розподілу опроміненості на СЕ в процесі експлуатації установки через неточну орієнтацію концентраторів на Сонце, дії на них різноманітних

навантажень: вітрових, інерційних та інших факторів. Усі ці обставини повинні бути враховані в комплексі при виборі типу і параметрів концентратора.

Концентратори можуть забезпечити не лише інтегральний, але і спектральний перерозподіл сонячного випромінювання в просторі при нанесенні на їх поверхні відповідних оптичних покриттів. Тут йде мова про так звані *селективні й диспергуючі концентратори*. **Селективні** концентратори забезпечують вибіркоче концентрування випромінювання, яке відносить до одного або кількох ділянок сонячного спектра. **Диспергуючі** концентратори концентрують весь потік сонячного випромінювання, який на них падає, але одночасно розкладають його на спектральні складові. Вимоги до характеристик розподілу сконцентрованого випромінювання в даному випадку залежать від спектральної чутливості перетворювачів сонячної енергії, які використовуються.

Варто зазначити, що концентрувальні системи сонячного випромінювання відносяться до класу оптичних систем, але за призначенням відрізняються від оптико-інформаційних систем цього класу. Останні служать для отримання якісного зображення об'єктів спостереження.

### **Класифікація концентрувальних систем**

На сьогодні відомо досить багато різноманітних концентраторів, які використовуються або можуть бути використані в сонячних фотоелектричних установках. Існують моделі й методи розрахунку, які дозволяють визначати їх інтегральні та локальні енергетичні характеристики з урахуванням впливу різноманітних конструктивно-технологічних і експлуатаційних факторів.

Систематизуємо **класифікацію концентраторів** за такими ознаками:

1) *розміщення приймача* – зустрічне або прохідне відносно сонячного потоку (в першому випадку приймач опромінюється не тільки відбитими, але й прямими променями);

2) *форма твірної відбиваючої поверхні* (пряма, ламана, ступінчаста або крива 2-го порядку);

3) *кратність відбивання випромінювання* від елементів концентрувальної системи (з одно- і багатократним відбиванням);

4) *форма в плані* (лінійна, багатогранна, кругла).

Відповідна класифікація дзеркальних концентрувальних систем наведена на рис.1.1. В неї не включені системи, які складаються з двох концентраторів різної форми (так звані дводзеркальні концентрувальні системи).

За рівнем підвищення густини сонячного випромінювання чи ступеня його концентрації концентратори умовно можна поділити на **слабоконцентрувальні** ( $E \leq 100$ ) і **сильноконцентрувальні** ( $E \geq 100$ ).

За характером взаємодії випромінювання з оптичними елементами концентратори поділяють на *відбиваючі* та *заломлюючі* (лінзові).

За впливом на спектральні характеристики випромінювання розрізняють **селективні** та **неселективні** системи.

За числом оптичних елементів, які послідовно беруть участь у процесі концентрації випромінювання, концентратори можна поділити на одно- і багатоелементні.

**Слабоконцентрувальні системи використовуються** в основному для підвищення освітленості модулів (груп) або панелей СЕ. У зв'язку з цим важливою вимогою до їх вихідних енергетичних характеристик є забезпечення рівномірного розподілу густини світлового потоку на приймальній поверхні. З даної точки зору досить привабливими є концентратори з плоскими відбиваючими поверхнями. У групі систем із розміщенням приймача в прохідному потоці й прямолінійними твірними до їх числа відносяться двогранні концентратори, які отримали назву **плоских фоклінів** (рис.1.1 а) і багатогранні (зазвичай чотиригранні) системи.



Форма твірної	Форма в плані	Лінійні	Багатогранні	Круглі	
	Розташування приймача в прохідному потоці				
			—		
Розташування приймача у зустрічному потоці					
				—	

Рис. 1.1. Класифікаційна схема дзеркальних концентрувальних систем

Якщо твірна концентраторів є прямою лінією, їх називають *односекційним* (рис. 1.1 а, б), а якщо ламаною – *багатосекційним* (рис. 1.1 г, д).

Односекційні плоскі системи дозволяють концентрувати сонячну енергію в 2-10 разів при прийнятних малогабаритних показниках і забезпечити точно рівномірний розподіл потоку променів на приймачі при неточній орієнтації концентратора на Сонце і деформації його відбиваючих поверхонь. Ці важливі переваги і визначають зростаючий інтерес до них як до концентраторів для наземних і космічних сонячних фотоелектричних установок. Один із основних *недоліків односекційних* плоских концентраторів стосується досягнення більш, ніж трикратної концентрації. Для цього використовується багатократне відбивання, при якому суттєво зростають втрати на поглинання і відповідно збільшується необхідна висота (глибина) концентраторів. Ефективнішими з цієї точки зору є багатосекційні плоскі концентратори, твірна яких є ламаною лінією (рис. 1.1 г), де кожен відрізок ламаної відповідає одній із секцій бокової грані. Кут нахилу і ширину секцій вибирають таким чином, *щоб відбиті від секцій промені потрапляли на поверхню приймача після однократного відбивання і рівномірно освітлювали його*.

До концентраторів з прямолінійними твірними і розміщенням приймача в прохідному потоці сконцентрованого випромінювання відносять також конічні концентратори (рис. 1.1 в). Однак на відміну від плоских концентраторів конус не забезпечує рівномірного розподілу густини потоку променів на приймачі. Очевидно, що використання конічних концентраторів разом із багатоеlementними фотоелектричними перетворювачами недоцільно через великі значення схемних втрат. У такому випадку мова може йти про окремі концентратори для кожного СЕ.

Недоліки, характерні для конічних концентраторів, властиві також для концентраторів з криволінійними твірними і розміщенням приймача в прохідному потоці. До числа таких відносяться в першу чергу параболоциліндричні фокліни та параболічні фокусуєчі конуси – фокони (рис. 1.1 ж, з).

**Фокони і фокліни** володіють двома основними позитивними властивостями: не потребують високої точності виготовлення дзеркальної поверхні відбивача і, що особливо важливо, зберігають вихідне значення середнього коефіцієнта концентрації при невисокій точності орієнтації на Сонце. У стаціонарних умовах можуть ефективно працювати, залишаючись нерухомими протягом тривалого часу відносно напрямку сонячного випромінювання.

**Основним недоліком фоконів і фоклінів** з параболічною твірною є значна нерівномірність розподілу густини сконцентрованого випромінювання, яка посилюється при неточній орієнтації відбивача на Сонце.

Раціональнішими для використання у сонячних фотоелектричних установках є фокліни з багатократним відбиванням, які забезпечують рівномірне опромінення приймачів при неточній орієнтації і деформаціях відбиваючих поверхонь та мають допустимі розміри.

Слабоконцентрувальні системи, які освітлюють приймач тільки відбитим випромінюванням, для забезпечення рівномірного розподілу густини потоку променів на приймачі також повинні мати плоскі відбивні поверхні і можуть бути як односекційними (рис.1.1 и, к), так і багатосекційними (рис.1.1 м, н).

При розміщенні елементів концентрувальних систем з прямолінійними твірними відбивальних поверхонь по кільцевих поясах (рис.1.1 л, о) можна досягти значно вищого ступеня концентрації. До цієї групи відносять лінзи Френеля (рис.1.1 о).

До групи сильноконцентрувальних систем відносять концентратори, в яких твірна відбивальної поверхні є кривою другого порядку, наприклад, парабола (рис.1.1 п, р).

Наведені вище ознаки класифікації стосуються властивостей оптичних елементів концентрувальних систем сонячного випромінювання. Проте до складу концентраторів входять також різноманітні силові елементи, юстувальні пристрої і т.п. Їх конструктивні відмінності поширюють різноманітність можливих варіантів концентрувальних систем. Попередній вибір найкращої системи у кожному конкретному випадку **визначається ступенем її відповід-**

ності комплексу функціональних, конструктивних та експлуатаційних вимог, найважливішими з яких є: мінімальні втрати енергії при концентруванні випромінювання; здатність стійкого забезпечення розподілу густини на СЕ; технологічність виготовлення і монтажу; стійкість до дії зовнішніх факторів; зручність і простота експлуатації; можливість ремонту і заміни окремих елементів; низька вартість та ін.

### Параболічний концентратор

Ідеальний параболічний концентратор фокусує паралельний пучок променів у точку  $F$  (рис.1.2), що відповідає нескінченно високому ступеню концентрації. Точку  $F$  називають фокусом параболічного дзеркала.

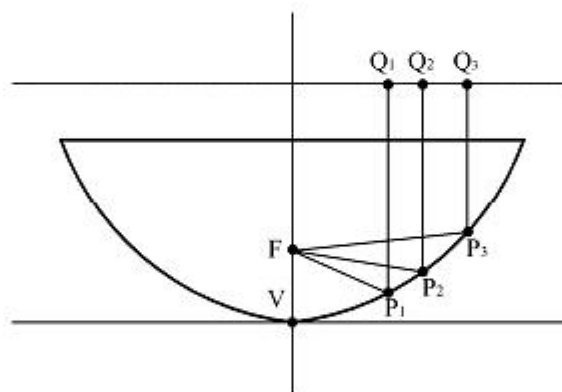


Рис. 1.2. Схема параболічного дзеркала

Геометрію параболічного відбивача характеризують двома незалежними параметрами (рис. 1.3): діаметром  $D = 2r$  і фокусною відстанню  $f$ . Кут розкриття  $\alpha$  визначають за формулою

$$\alpha = 2 \arctg\left(\frac{D}{4f}\right), \quad (1.1)$$

де  $\alpha$  – кут розкриття, град;

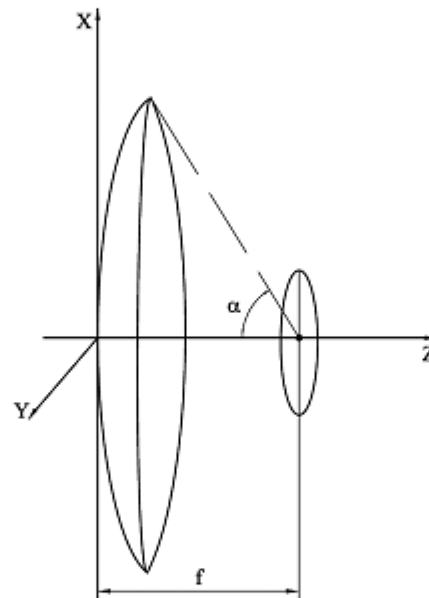
$D$  – діаметр параболічного дзеркала, мм;

$f$  – фокусна відстань, мм.

Ступінь концентрації системи характеризує відношення середнього значення густини сконцентрованого потоку променів на приймачі до поверхневої густини в площині, перпендикулярній напрямку поширення променів.

Існує **оптимальне значення кута розкриття**, при якому ступінь концентрації максимальний. Аналітично визначено, що  $\alpha_{opt} \approx 45^\circ$ , а  $E_{max} = 11300$ .

Реальні параболічні концентратори не забезпечують таких високих значень  $E$ , оскільки локальні геометричні неточності дзеркал завжди присутні.



**Рис.1.3. Геометричні параметри параболічного концентратора**

Ступінь концентрації визначається таким чином:

$$E = \left( \frac{1 + \cos \alpha}{2} \right)^2, \quad (1.2)$$

де  $E$  – ступінь концентрації енергії.

З урахуванням похибок параболічних дзеркал їх оптимальний кут розкриття характеризується значенням  $\alpha_{opt} \approx 60^\circ$ .

Втрата енергії при концентруванні сонячного випромінювання пов'язана з відхиленням променів від того напрямку, по якому вони прямували б в ідеальній оптичній системі. Тобто не всі падаючі промені після відбивання

потрапляють у точку фокуса – існує розмиття (звідси і термін «**фокальна пляма**», замість «точки фокуса»). На якість відбивання променів впливає гладкість і форма поверхні дзеркала, кут падіння променя до осі дзеркала.

Характеризують параболічний концентратор такі величини: фокальна пляма, максимальна температура у фокальній плямі, ККД параболічного концентратора.

Діаметр фокальної плями визначають за формулою

$$d = \frac{f}{\sin(16')}, \quad (1.3)$$

де  $d$  – діаметр фокальної плями, мм.

Максимальну температуру можна обчислити за формулою

$$T = 10^3 \left( \frac{E_m}{5,735} \right)^{0,25}, \quad (1.4)$$

де  $T$  – максимальна температура у фокальній плямі;

$$E_m = \frac{0,34 \cdot \sin \alpha}{\operatorname{tg}(16')} .$$

Коефіцієнт корисної дії концентратора визначають за формулою

$$\eta = \frac{Q}{I \cdot F}, \quad (1.5)$$

де  $Q$  – енергія у фокусі дзеркала,  $\text{А} \cdot \text{д} / \text{с}^2$ ;

$I$  – густина світлового потоку,  $\text{А} \cdot \text{д} / \text{с}^2$ ;

$F$  – проекція відбиваючої поверхні дзеркала на площину, перпендикулярну до падаючих променів,  $\text{с}^2$ .

### **Застосування концентраторів**

Сконцентрована сонячна енергія подається на різні приймачі - поглиначі для використання. Для ефективнішого використання концентратів протягом усього світлового дня їх оснащують системами керування за двома координатами для стеження за Сонцем.

За допомогою низькотемпературних концентраторів і фокуруючих колекторів можна забезпечити гаряче водопостачання та опалення житлових будинків, тепло для технологічних процесів на підприємствах, ефективне сушіння матеріалів, роботу насосів періодичної дії для підйому води зі свердловин, опріснення води, приготування їжі і т.п.

Високотемпературні концентратори дозволяють отримати у фокусі дуже високу температуру, що стає підставою для використання їх в якості екологічної і технічно чистої енергії. Наприклад, для створення сонячних печей з температурою до 4000 °С. У порівнянні з класичними сонячними мають низку суттєвих переваг, а саме:

- а) дають змогу отримувати раптовий стрибок температури;
- б) швидкість «теплого удару» перевищує 1000 °С/сек;
- в) розплавлена речовина не контактує з традиційним паливом і не забруднюється.

Усе це важливо для отримання особливо чистих металів, сплавів, скла та інших тугоплавких матеріалів.

## **Висновки.**

## Лабораторна робота № 4

### Визначення вітроенергетичного потенціалу

Метою лабораторної роботи «Визначення вітроенергетичного потенціалу Миколаївської області» є засвоєння теоретичних відомостей та проведення дослідних вимірювань вітрового потоку на території Миколаївської області, порівняння отриманих лабораторним шляхом даних з теоретичними середньорічними значеннями швидкостей вітрового потоку.

#### Короткі теоретичні відомості за темою лабораторної роботи

Україна має досить високий кліматичний потенціал вітрової енергії, який забезпечує продуктивну роботу не лише автономних вузлів живлення, але й потужних вітроелектростанцій. Зростає необхідність у виявленні найперспективніших місць використання вітрової енергії, базуючись на її кліматичному потенціалі та показниках його можливої утилізації. Згідно з даними міжнародної організації Глобальний вітроенергетичний форум (Global wind energy council) близько 40% територій України придатні до генерування енергії з вітру.

На рис. 1.1 зображено карту вітрового енергетичного потенціалу України.

Як видно з рис. 1, високий вітроенергетичний потенціал мають Українські Карпати, Кримські гори, узбережжя Чорного, Азовського морів та Донецька височина. Також сильними середньорічними вітрами відзначаються височини південно-західної України та Придніпровська височина. Найбільш придатними місцями для встановлення вітрогенераторів є ділянки біля водойм (ставків, озер, річок) або височини які здіймаються над основним рельєфом. Такі ділянки є по всій території України, але потрібно враховувати, що вітер це не стабільна величина і відрізняється на протязі року та залежить від погодних умов і пори року.





Рис. 1.1 – Карта середньорічної швидкості вітру по території України

Миколаївська область відноситься до регіонів, де будівництво вітроенергетичних установок є доцільним. Одним з найбільш потужних є вітряний парк «Очаківський» в с. Дмитрівка Миколаївської області.

ТОВ "Вітряні парки України" ввело в експлуатацію I черга вітропарку "Очаківський" (с. Дмитрівка, Миколаївська обл.). Потужність I черги - 25 МВт. Під навантаження поставлені 10 вітроагрегатів. Вітропарк "Очаківський" (рис. 1.2) складається з трьох полів: одне – протяжністю 6 км і два – протяжністю 10 км. Всього в вітропарк планується встановити 150 вітроагрегатів (по 50 на кожному полі). Крім того, на полях встановлені підвищують трансформаторні підстанції. Загальна площа полів ВЕС становить 5436 га. Станція розташована між узбережжям Дніпро-Бузького лиману і автомобільною дорогою "Миколаїв-Очаків" в межах території сілрад Дмитровський, Солончаковській і Парутинська. Постачальником елементів вітрових агрегатів та іншого обладнання виступило СП "Фурлендер Вінд Технолоджи". Вітроустановки випускаються за ліцензією німецької компанії Fuhrlander AG.



Рис. 1.2 – Вітряний парк «Очаківський» в с. Дмитрівка Миколаївської області

21 серпня 2012 ТОВ «Вітряний парк» Очаківський »ввів в експлуатацію другу чергу вітряної електростанції з 5 вітрогенераторів (по 2,5 МВт кожний) загальною потужністю 12,5 МВт.Про це Rencentre повідомив директор підприємства Володимир Подгуренко.Він також зазначив, що компанія продовжує розвивати вітропарк і скоро нові потужності будуть введені в експлуатацію.Володимир Подгуренко підкреслив, що зараз потужність вітропарку «Очаківський» становить 37,5 МВт.Раніше Rencentre повідомляв, що «Вітряний парк» Очаківський »веде будівництво вітряної електростанції з використанням турбін питомою потужністю 2,5 МВт виробництва німецької Fuhrlander AG.Компанії «Вітряний парк» Новоазовський »(Донецька обл.),« Вітряний парк «Очаківський» і «Вітряний парк Березанський» (обидва - Миколаївська обл.) Діють в рамках інвестиційного проекту «Вітряні парки України», розробленого однойменним ТОВ.

Для визначення вітроенергетичного потенціалу області потрібно знати швидкість вітрового потоку в даному регіоні в різний період часу. Щоб визначити швидкість вітрового потоку використовують спеціальні прилади – анемометри.



Рис. 1.3 – Термоанемометр AR836 з виносним датчиком

На рис. 1.3 зображений термоанемометр AR836 з виносним крильчастим датчиком, який призначений для визначення швидкості вітру, вимірювання швидкості направлених повітряних і газових потоків, а також температуру оточуючого середовища, завдяки вбудованому датчику температури (на відміну від моделі AR826). Прилад оснащений високошвидкісним рідкокристалічним дисплеєм з підсвічуванням, що дозволяє проводити вимірювання швидкості повітряного потоку в умовах недостатньої освітленості.

Особливостями термоанемометра AR836 є:

- відображення результатів вимірювань в милях/год, км/год, футах/хв, м/с, або вузлах;
- відображення шкали Бофорта;
- підсвічування дисплея;
- автовимикання;
- індикація низького заряду батарей;
- функція вимірювання максимальної і мінімальної швидкості вітру;
- відображення середньої і поточної (миттєвої) швидкості вітру;
- функція утримання результату;
- виносний крильчастий датчик;
- довжина кабеля 1 м.

Діапазон вимірювання швидкості вітру 0,3-45 м/с, діапазон вимірювання температури 0-45 °С, похибка приладу становить відповідно  $\pm 3\%$  та 2 °С.

Кінетична енергія вітрового потоку як всякого рухомого тіла, що має секундну масу  $m$ , дорівнює:

$$A = \frac{mv^2}{2}t.$$

Потужність вітрового потоку визначається як:

$$P = \frac{A}{t} = \frac{\rho Fv^3}{2},$$

де  $\rho = \frac{\gamma}{g}$  – масова густина повітря;

$\gamma$  – питома вага повітря;

$g$  – прискорення сили тяжіння;

$F$  – площа, через яку протікає вітровий потік;

$v$  – швидкість вітру.

Величина масової густини повітря залежить від барометричного тиску і температури:

$$\rho = \rho_0 \frac{BT_0}{B_0T} = 0,125 \frac{B(273+15)}{760(273+t^\circ)},$$

де  $\rho_0 = 0,125 \text{ кг} \cdot \text{с}^2/\text{м}^4$  – масова густина повітря при температурі  $t = 15^\circ \text{ С}$  і атмосферному тиску  $B_0 = 760 \text{ мм рт. ст.}$ ;

$B, t^\circ$  – відповідно атмосферний тиск, мм рт. ст. і температура повітря в нових умовах,  $^\circ\text{С}$ ;

$T_0, T$  – абсолютні температури повітря при  $15^\circ\text{С}$  і в нових умовах.

Вітровий потік, зустрічаючи при русі на своєму шляху лопасті, віддає свою енергію вітроколесу. Внаслідок наявності аеродинамічних втрат вітроколесо використовує тільки частину потужності вітрового потоку. При цьому в результаті безперервної зміни миттєвих швидкостей вітру в значних межах змінюється енергія вітрового потоку, а отже, потужність, що розвивається вітроколесом.

Структура вітрового потоку за проміжок часу характеризується рядом величин:

- 1) середньою швидкістю вітру;
- 2) поривністю вітру;
- 3) мінливістю вітру;
- 4) тривалістю провалів-підйомів швидкостей вітру вище або нижче середнього значення.

Середня швидкість вітру визначається як середня арифметична величина, що отримана з ряду миттєвих швидкостей (вітру), виміряних через рівні інтервали в розглядуваному проміжку часу:

$$v_{\text{ср}} = \frac{\sum_{i=1}^n v_i}{n},$$

де  $v_{\text{ср}}$  – середня швидкість вітру;

$v_i$  – значення миттєвої швидкості вітру;

$n$  – кількість миттєвих замірів.

Поривністю вітру називається величина відхилення миттєвого значення швидкості вітру від середньої величини. Поривність вітру характеризує глибину провалів-підйомів швидкості вітру та представляється граничним, середнім і найбільш вірогідним (середньоквадратичним) значеннями:

$$\sigma_{\text{гран}} = v_{\text{гран}} - v_{\text{ср}},$$

де  $v_{\text{гран}}$  – найбільше або найменше значення миттєвої швидкості вітру на протязі спостерігає мого проміжку часу;

$$\sigma_{\text{ср}} = \frac{\sum_{i=1}^n (v_i - v_{\text{ср}})}{n};$$

$$\sigma_{\text{ср.кв}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (v_i - v_{\text{ср}})^2}{n}}.$$

Мінливість вітру представляє собою швидкість зміни вітрового потоку і представляється найбільшим і середнім значеннями:

$$\delta = \frac{(v_{\text{max}} - v_{\text{min}})}{\Delta t},$$

де  $\Delta t$  – тривалість інтервалу між миттєвими замірами;

$$\delta_{\text{ср}} = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{v_{i+1} - v_i}{\Delta t}}{n}.$$

Тривалість провалів і підйомів швидкості вітру представляє собою величини інтервалів ( $\Delta t$ ), на протязі яких швидкість вітру має значення більші або менші, ніж середня швидкість вітру за спостерігає мий проміжок часу.

Характерні значення вказаних вище величин в залежності від середніх швидкостей вітру за даними спостережень (за допомогою обертового анемометра на висоті 20 м від поверхні землі) для 10-20 хвилинних інтервалів часу з замірами в одній точці через 5-10 с приведені в табл. 1.1.

Структура вітру в більшій мірі залежить від висоти підйому над земною поверхнею. Наявність перешкод у поверхні землі і тертя нижніх шарів о земну поверхню знижують швидкість повітряного потоку. Поривність повітряного потоку при зменшенні висоти, навпаки, збільшується.

Таблиця 1.1

Величини, що характеризують структуру вітрового потоку

Середня швидкість вітру за 10-20-хв. інтервал, м/с	Поривність від величини середньої швидкості вітру, %		Мінливість від величини середньої швидкості вітру, %/с		Тривалість провалів і підйомів вітру відносно середньої його швидкості, с	
	$\sigma_{\text{гран}}$	$\sigma_{\text{ср.кв}}$	$\delta_{\text{найб}}$	$\delta_{\text{ср}}$	$\Delta\tau_{\text{найб}}$	$\Delta\tau_{\text{ср}}$
4	50	16,0	8,0	2,8	251	37
6	48	15,0	9,5	2,9	226	34
8	46	14,0	10,5	3,0	201	31
10	44	13,5	11,5	3,05	176	28
12	42	13,0	12,0	3,1	151	25
14	40	12,5	12,25	3,15	126	22
16	38	12,0	13,0	3,2	101	19

Д.Л. Лайтман запропонував наступну формулу зміни середньої швидкості вітру в залежності від висоти підйому над земною поверхнею:

$$v = v_1 \frac{\ln \frac{h}{h_0}}{\ln \frac{h_1}{h_0}},$$

де  $v$  – швидкість вітру на висоті  $h$ ;

$v_1$  – відома швидкість вітру на висоті  $h_1$ ;

$h_0$  – висота, на яку швидкість вітру в місці зміни дорівнює нулю

Останній вираз є справедливим для відкритих рівним місць при висотах від 10 см до 100 м при адіабатичному та над адіабатичному стані атмосфери. Що стосується інверсійних умов, то задовільні результати дає розрахунок лише до 10-15 м влітку і 50 м взимку. Також, останній вираз не слід використовувати при визначення середніх швидкостей вітру, якщо найбільший відрізок часу менше 10-хвилинного інтервалу.

В пересіченій місцевості характер зміни вітру з висотою значно складніший і в цих умовах використання формули Лайхтмана може призвести до значних помилок.

Таблиця 1.2

Значення висот  $h_0$

Характеристика поверхні підстилання	$h_0$ , м	Висота трави (нерівностей), м
Бурякове поле	0,067	0,45
Пшеничне поле	0,045	1,3
Поле з низькою травою	0,032	0,2
Поле під паром	0,021	0,1
Сніговий покрив	0,005	0,03

В умовах місцевості, забудованої спорудами або зарослою деревною і кустарною рослинністю, вихроутворення зникають на відстані, приблизно рівній 15-кратній висоті перешкоди. Тому заміри швидкостей неспотвореного вітрового потоку слід проводити на відстані, що дорівнює не менше 15-20-кратній від висоти високих предметів.



## **Експериментальне обладнання, вимірювальна апаратура та порядок роботи з ними**

Експериментальне обладнання та вимірювальна апаратура, що використовується в лабораторній роботі «Визначення вітрового потенціалу Миколаївської області»: анемометр чашковий МС-13, лабораторний механічний секундомір СОСпр-2б-2-010.

Анемометр чашковий МС-13 (рис. 1.4) призначений для вимірювання середньої швидкості повітряного потоку в промислових умовах і середньої швидкості вітру на метеорологічних станціях. Даний прилад відповідає стандарту ГОСТ 6376-74.

Допустимий діапазон зміни середньої швидкості повітряного потоку для анемометра МС-13 становить від 1 до 20 м/с. Чутливість приладу дорівнює 0,8 м/с.

Границя допустимої похибки вимірювання не більше  $\pm(0,3...0,5)v$  м/с, де  $v$  – вимірювана середня швидкість повітряного потоку, м/с.

Анемометр виготовляється в двох кліматичних виконаннях:

- а) У1.1 – для роботи в районах з помірним кліматом;
- б) Т1.1 – для роботи в районах з тропічним кліматом.

Перед початком вимірювань необхідно пересвідчитися у відповідності до умов застосування анемометра:

- температура повітря від  $-45$  °С до  $+50$  °С;
- відносна вологість повітря 90 % при температурах  $20$  °С для кліматичного виконання У1.1 і  $27$  °С для кліматичного виконання Т1.1.

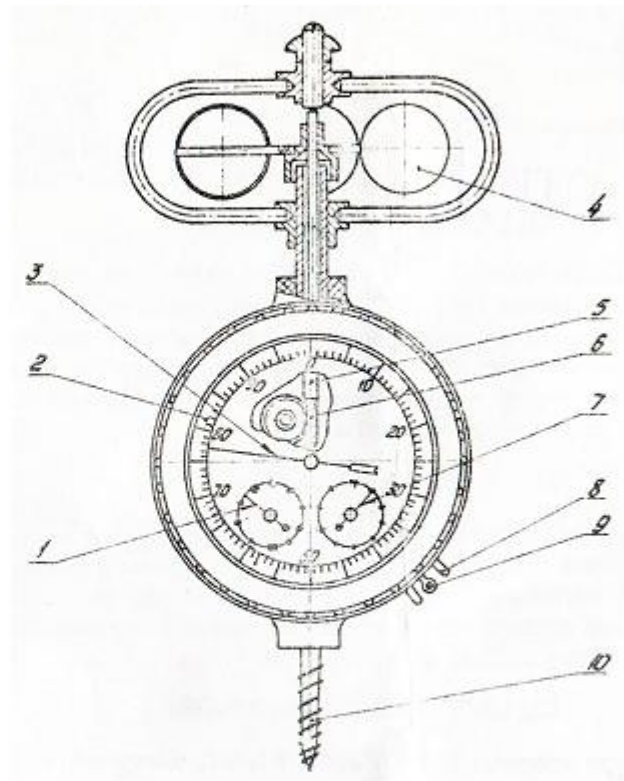
Вітроприймачем анемометра (рис. 4) служить чотиричашковий приймач (вертушка) 4, який насаджено на вісь 5, що обертається в опорах. На нижньому кінці осі 5 нарізано черв'як 6, що зв'язаний з редуктором, який передає рух трьома вказівним стрілкам. Циферблат 2 має відповідно шкали одиниць, сотень, тисяч. Черв'як 6 через черв'ячне колесо і триб передає рух до центрального колеса, на осі якого закріплена стрілка 3 шкали одиниць. Триб центрального колеса через проміжне колесо обертання приводить в обертання мале колесо, на осі якого насаджена стрілка шкали сотень. Від малого колеса через друге проміжне колесо обертання передається другому малому колесу, вісь якого несе на собі стрілку шкали тисяч 7.



Вмикання і вимикання механізму здійснюється аретиром 9, один кінець якого знаходиться під вигнутою пластинчастою пружиною, яка є підп'ятником черв'ячного колеса. Для вмикання лічильного механізму аретир 9 повертають за годинниковою стрілкою.



*а*



*б*

Рис. 1.4 – Анемометр чашковий МС-13:

*а* – анемометр чашковий МС-13 з трьома шкалами;

*б* – будова анемометра чашкового МС-13:

- 1 – стрілка шкали сотень; 2 – циферблат; 3 – стрілка шкали одиниць;
- 4 – чотиричашковий вітроприймач (вертушка); 5 – вісь анемометра;
- 6 – черв'як; 7 – стрілка шкали тисяч; 8 – вушка; 9 – аретир; 10 – гвинт

Інший кінець аретиру при цьому піднімає пластинчасту пружину, яка, переміщуючись по осі колеса в осьовому напрямі, виводить черв'ячне колесо з зачеплення з черв'яком 6.

При повороті аретира проти годинникової стрілки черв'ячне колесо входить в зачеплення з черв'яком і вітроприймач анемометра з'єднується з редуктором.

Механізм анемометра закріплено в корпусі з пластмаси, нижня частина корпусу закінчується гвинтом 10, який слугує для кріплення анемометра на стійці або жердині. В корпусі анемометра по обидві сторони аретира 8 вкручені вушка 8, через які пропускається шнур для вмикання або вимикання анемометра, що піднято на стійці (жердині).

Вітроприймач анемометра захищений хрестовиною з проволочених дужок, яка слугує також для кріплення верхньої опори осі вітроприймача.

Порядок роботи з чашковим анемометром МС-13:

1. Перед вимірюванням швидкості вітру записують покази за трьома шкалами.

2. У вимірюваному повітряному потоці анемометр встановлюють вертикально і через 10-15 с одночасно вмикають аретиром механізм анемометра і секундомір.

В якості секундоміра можна застосувати лабораторний механічний секундомір СОСпр-26-2-010, порядок роботи з яким наведено нижче.

3. Після завершення експонування анемометра коли час вимірювання збігає, механізм і секундомір вимикають і записують показання за шкалами і час експозиції в секундах.

4. Різниця між кінцевим і початковим відліком ділиться на час експозиції і визначається число поділок шкали, які приходять на одну секунду.

5. Швидкість вітру визначається за градувальним (тарувальним) графіком, який додається до анемометра (рис. 1.5).

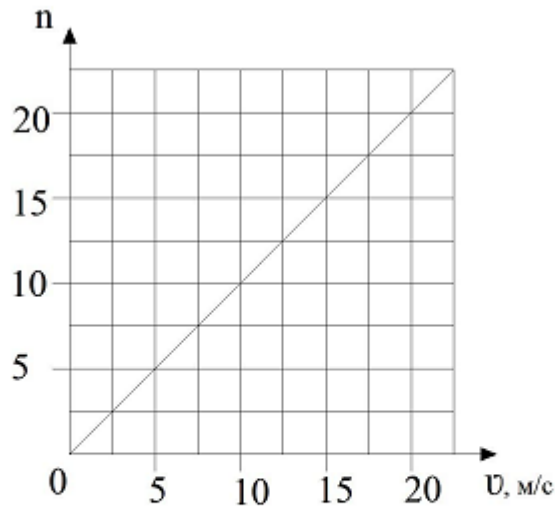


Рис. 1.5 – Градувальний (тарувальний) графік  $n = f(v)$   
чашкового анемометра МС-13

На вертикальній осі графіка знаходять число поділок шкали  $n$ , які припадають на одну секунду. Від цієї точки проводиться горизонтальна лінія до перетину з прямою графіка, а з точки перетину проводиться вертикальна лінія до перетину з горизонтальною віссю. Точка перетину вертикалі з горизонтальною віссю графіка визначає шукану швидкість повітряного потоку  $v$  в м/с.

Слід пам'ятати, що анемометр потребує обережного використання для уникнення механічних ушкоджень. Через ушкодження вітроприймача або захисних дужок можуть бути порушені градувальні (тарувальні) характеристики. При вкручуванні гвинта 10 анемометра в дерев'яну стійку або жердину анемометр слід тримати за корпус, не торкаючись захисних дужок вітроприймача.

Шнур для вмикання анемометра МС-13 повинен легко проходити в отвір вушка аретира і в отвір інших вушок.

В проміжках між окремими вимірюваннями прилад повинен зберігатися в футлярі з відключеним механізмом. Повірка анемометра виконується за допомогою спеціальної аеродинамічної труби метрологічною службою.

Також, в дослідах даної лабораторної роботи застосовується механічний секундомір СОСпр-2б-2-010 (рис. 1.6).



Рис. 1.6 – Лабораторний механічний секундомір СОСпр-26-2-010

Секундомір СОСпр-26-2-010 механічний сумуючий призначений для вимірювання часу в хвилинах, секундах і долях секунди, застосовується при проведенні наукових досліджень, при хронометражі різних медичних терапевтичних процедур, а також при проведенні спортивних змагань.

Механізм секундоміра калібру 42 мм на 16-ти рубінових каменях має пружинний двигун, анкерний хід і коливальну систему «баланс-спіраль» з періодом коливання 0,4 с. Тривалість роботи від одного повного заведення не менше 18 годин.

Для керування стрілками механізм секундоміра забезпечений спеціальним пристроєм сумуючої дії. Пуск, зупинка стрілок здійснюється натисканням на заводну головку, повернення на нуль – натисканням на кнопку.

Секундомір має 60-секундну шкалу з ціною поділки 0,2 с і 60-хвилинний лічильник з ціною поділки 1 хв. Корпус секундоміра металевий, хромований.

Порядок роботи з механічним секундоміром СОСпр-26-2-010 наступний:

1. Перед початком роботи секундомір слід завести, обертаючи за годинниковою стрілкою його головку. Заводка повинна бути повною (до упору). Для уникнення зриву заводної пружини обертати головку слід правильно, не докладаючи великих зусиль.

В подальшому необхідно заводити секундомір кожні 8 годин безперервної роботи.

2. Після завершення роботи з секундоміром рекомендується для розпуску заводної пружини залишати його ввімкненим.

3. Пуск і зупинка секундоміра здійснюється шляхом послідовних натискань на заводну головку.

Пуск секундоміра після його зупинки відбувається без скидання попереднього значення (поточні покази сумуються з попередніми).

4. Установка стрілок секундоміра на нуль (скидання показів) здійснюється кнопкою, яка розташована збоку від заводної головки. Скидання показів можливе тільки, коли секундомір зупинений. В іншому випадку кнопка скидання заблокована.

5. Слід оберегати секундомір від ударів, падінь і сильних струсів, а також від прямого потрапляння в нього вологи.

Вимірювання середньої швидкості вітрового слід здійснити за допомогою чашкового анеометра МС-13. В табл. 1.3 наведена форма для занесення даних, отриманих протягом експериментів.

Таблиця 1.3

Зведені експериментальні та розрахункові дані  
для обчислення середньої швидкості вітру

Час протягом дня	До вмикання	Після вмикання	Різниця	Тривалість заміру	Число поділок шкали	Швидкість вітру

На основі проведених вимірювань середньої швидкості вітрового потоку було будується залежність  $v = f(t)$  зміни середньої швидкості вітрового потоку  $v$  від часу доби  $t$ . Отримані шляхом експерименту дані для середньої швидкості вітру  $v$  необхідно порівняти з середньорічним значенням швидкістю вітру  $v_{cp}$  для Миколаївської області.

## Висновки.

## Лабораторна робота № 5

### Визначення характеристик вітрорушіїв різної конструкції на моделях з використанням аеродинамічної труби

**Метою роботи** «Визначення характеристик вітрорушіїв різної конструкції на моделях з використанням аеродинамічної труби» є практичне вимірювання швидкості повітряного потоку, який проходить через вітрорушій, від аеродинамічної труби, закріплення практичних навичок користування експериментальним обладнанням та вимірювальною апаратурою для визначення швидкості вітрового потоку, ознайомлення з вітроустановкою типу аеродинамічна труба, отримання характеристик вітрового потоку для розглядуваного в роботі вітрорушії.

#### Короткі теоретичні відомості за темою

Установки для створення рівномірного, прямолінійного, усталеного потоку повітря або газу із заданою швидкістю з метою дослідження обтікання тіл (моделей), руху цих тіл (моделей) в повітряному потоці, а також для перевірки і роботи з анемометрами називаються аеродинамічними трубами. Аеродинамічні труби в основному характеризуються розмірами робочої частини і максимальною швидкістю потоку в робочій частині.

Залежно від того, чи є потік замкнутим, аеродинамічні труби діляться на два типи: прямі труби з незамкнутим потоком (рис. 2.1) і труби, в яких повітря циркулює в замкнутому каналі.

Головний недолік незамкнених труб полягає в тому, що їх необхідно розташовувати у великих приміщеннях. Необхідно, щоб поперечний переріз приміщення у багато разів перевершувало площа перетину труби, тоді швидкість повітря в приміщенні буде невеликою.

Іншим недоліком труб першого типу є їх низький ККД, оскільки на виході з труби втрачається вся кінетична енергія потоку. Останній недолік усувається в трубах замкнутого типу. Однак замкнутість потоку призводить до того, що виникають повітряні збурення за гвинтом, а також на поворотах труби, ці збурення поширюються за потоком у зворотному каналі і досягають робочої частини, роблячи потік в ній неоднорідним. Цей дефект може бути ліквідований розширенням потоку у зворотному каналі і підтисканням потоку робочою частиною, встановленням лопаток на поворотах та іншими способами.



Аеродинамічна труба відкритого типу, оснащена електроприводом постійного струму, повітряним гвинтом, що згладжує потік хонейкомбом і мікропроцесорним регулятором швидкості повітряного потоку. Призначена для повірки та калібрування анемометрів крильчатих і чашкових, термоанемометров, напорних трубок (приймачів тиску). Діапазон відтворюваних швидкостей повітряного потоку від 0,3 м / с до 20 м / с. Максимально допустиме значення похибки відтворення швидкості:  $\pm (0,05 + 0,02 * V)$  м / с, де  $V$  - встановлене значення швидкості.



Рис. 2.1 – Аеродинамічна труба відкритого типу

Існує два основних типи вітрогенераторів: з горизонтальною віссю обертання і вертикальною (рис. 2.2). Горизонтальні вітряки повинні бути спрямовані за вітром. Для цього, в їх конструкції передбачений так званий "хвіст".

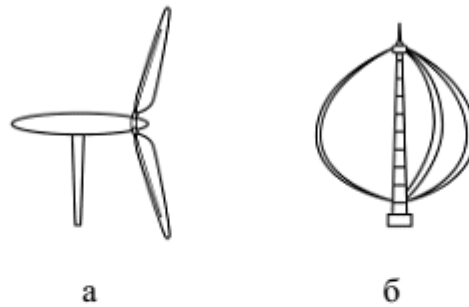


Рис. 2.2 – Основні типи конструкцій вітрорушій:

*а* – з горизонтальною віссю обертання;

*б* – з вертикальною віссю обертання

Вертикальні вітрогенератори працюють в будь-якому напрямку вітру, але вимагають більше наземного простору, тому необхідно передбачити розтяжки для стійкості вітряка.

Турбіни з горизонтальною віссю і високим коефіцієнтом швидкохідності мають найбільше значення коефіцієнта використання енергії вітру (0,46-0,48). Вітротурбіни з вертикальним розташуванням осі менш ефективні (0,45), але мають ту перевагу, що не вимагають настроювання на напрямок вітру.

#### **Експериментальне обладнання, вимірювальна апаратура та порядок роботи з ними**

Експериментальне обладнання та вимірювальна апаратура, що використовується в лабораторній роботі «Визначення характеристик вітрорушій на моделях з використанням аеродинамічної труби»: аеродинамічна труба лабораторії «Енергозбереження та використання поновлювальних джерел енергії» кафедри електротехнологій і електропостачання, вентилятор аеродинамічної труби, вітрорушій з горизонтальною віссю обертання, вітрорушій з вертикальною віссю обертання (додатково), анемометр чашковий МС-13, лабораторний механічний секундомір СОСпр-2б-2-010, лабораторний автотрансформатор ЛАТР LTC-1000, джерело живлення, яке обладнане вольтметром, вольтметр, тахометр, метрова рулетка (або лінійка).



Лабораторний стенд з аеродинамічною трубою показаний на рис. 2.3.

Чашковий і крильчастий анемометри – прилади для вимірювання швидкості руху повітряного потоку. Принцип дії анемометра заснований на лінійній залежності швидкості обертання робочого органу (крильчатки і хрестовини з напівкулями) від швидкості руху повітря. У чашкового анемометра на осі насаджена вертушка-хрестовина з порожніми напівсферами, у крильчастого – вертушка млинного типу з товстої алюмінієвої фольги.

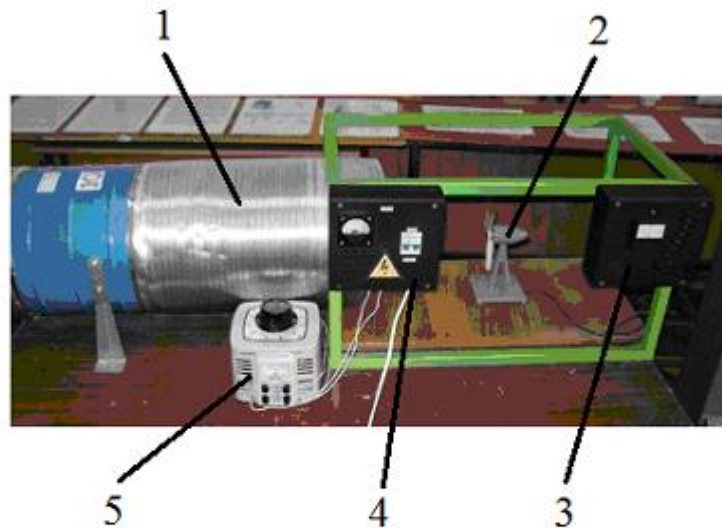


Рис. 2.3 – Лабораторний стенд з аеродинамічною трубою:

- 1 – аеродинамічна труба; 2 – вітрорушій з горизонтальною віссю обертання;
- 3 – вольтметр; 4 – джерело живлення;
- 5 – лабораторний автотрансформатор ЛАТР LTC-1000

Прилад має три циферблати (рис. 2.4). Центральна велика стрілка показує одиниці і десятки, стрілки двох малих циферблатів – сотні і тисячі поділок. На маленьких циферблатах враховуються лише цілі поділки.

Під дією повітряного потоку сприймальна частина приладу починає обертатися. Вітроприймачем чашкового анемометру слугує чотири чашкова вертушка. Це обертання при ввімкненій передачі через систему зубчастих коліс приводить в рух стрілки лічильників обертів.

Швидкість руху повітряного потоку пропорційна показам лічильника, яка характеризує довжину шляху, пройденого потоком повітря повз прилад за певний час. До кожного приладу додається тарувальний графік, за яким в залежності від швидкості обертання визначають швидкість руху повітря.

Границі вимірювань: для чашкового анемометра – від 1 до 20 м/с і для конусного – від 0,3 до 5 м/с

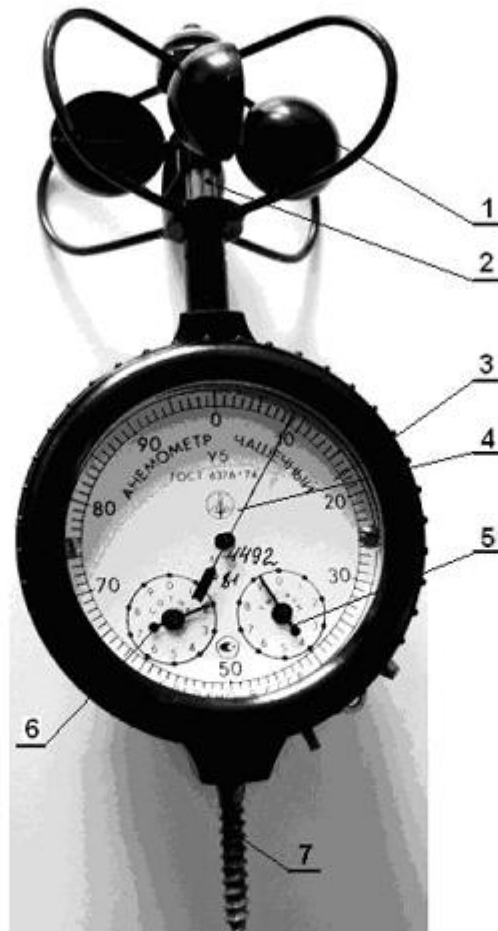


Рис. 2.4 – Анемометр чашковий МС-13:

- 1 – вертушка; 2 – вісь; 3 – циферблат ; 4 – стрілка шкали одиниць;  
5 – стрілка шкали тисяч; 6 – стрілка шкали сотень; 7 – гвинт

Порядок проведення вимірювання швидкості вітрового потоку від вентилятора аеродинамічної труби до вітрорушії лабораторного стенду з використанням чашкового анемометра МС-13:

1. Встановити вітрорушій навпроти аеродинамічної труби, таким чином щоб центр лопастей вітрорушії збігався з центром труби, на задану відстань.
2. Записати вихідне положення стрілок циферблатів – тисячі, сотні, одиниці.
3. Встановити необхідну напругу живлення вентилятора за допомогою лабораторного автотрансформатора ЛАТР LTC-1000.

4. Ввімкнути вентилятор аеродинамічної труби.
5. Через 1-2 хвилини необхідно вимкнути вентилятор і записати нове положення стрілок анемометру.
6. Різницю цих показів (між кінцевим і початковим відліком) слід поділити на час (тривалість) вимірювання, отримавши тим самим число ділень лічильника за 1 секунду.
7. За градуовальним (тарувальним) графіком (рис. 1.4) визначити шукану швидкість руху повітря.
8. Встановити вітрорухій іншої конструкції та повторити пункти 1-7 досліду (додаткові вимірювання для вітрорухія іншої конструкції).

Примітка: при визначенні швидкості вітрового потоку безпосередньо на виході аеродинамічної труби анемометр встановлюється в п'яти точках вимірювання (О, А, В, С, D), як показано на рис. 2.5.

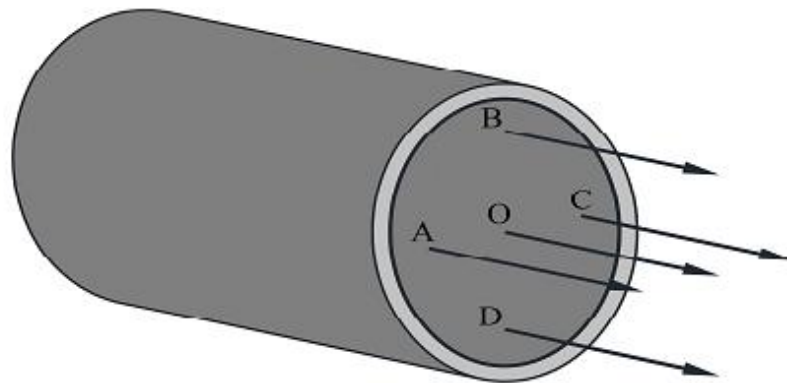


Рис. 2.5 – Вимірювальні точки на виході аеродинамічної труби:

О – центральна точка для вимірювань; А, В, С, D – рівновіддалені від центру крайові точки вимірювань в горизонтальній і вертикальній площинах

Слід зазначити, що під терміном «крайова швидкість» слід розуміти усереднене значення швидкостей в точках А, В, С, D (рис. 2.5).

## **Висновок.**

## Лабораторна робота № 6

### ДОСЛІДЖЕННЯ РОБОТИ ТЕПЛОВОЇ ПОМПОВОЇ УСТАНОВКИ

**МЕТА РОБОТИ:** вивчити будову і цикл роботи теплової помпи. Ознайомитися з перспективами використання теплових помпових установок, їх типами та конструктивними елементами.

### ТЕОРЕТИЧНІ ВІДОМОСТІ

Стратегічним завданням України є зниження енергетичної залежності від поставок органічного палива, яка на сьогодні перевищує 60 %. За структурою споживання первинної енергії перше місце займає природний газ, ціна якого за останні п'ять років зросла в п'ять разів (ціна на 2010 р. за 1000 м<sup>3</sup> для населення при наявності газових лічильників становить 483 грн. при річному об'ємі споживання до 2500 м<sup>3</sup>; 732 грн. – до 6000 м<sup>3</sup>; 1498 грн. – до 12000 м<sup>3</sup> і 1790 грн. – понад 12000 м<sup>3</sup>). Перспективним напрямом до енергетичної незалежності є застосування альтернативних джерел енергії – теплових помпових установок (ТПУ) та створення комплексних систем тепло - і холодопостачання. Застосування теплових pomp (ТП) для опалення та гарячого водопостачання є альтернативою спалюванню органічного палива, яке найпоширеніше при індивідуальному та централізованому теплопостачанні (паровому та водяному).

Теплова помпа – це екологічно чиста установка, що дозволяє отримувати теплоту для опалення та гарячого водопостачання за рахунок перетворення низькопотенціальної теплоти в енергію вищого температурного потенціалу. По суті, ТП – це холодильна машина, але принципової різниці між холодильною машиною і ТП немає. Вони відрізняються лише метою здійснення роботи, а також інтервалами температур, між якими здійснюється цикл. У 1824 р Санді Карно вперше запропонував ідеальний цикл, який залишається фундаментальною основою для порівняння з іншими циклами й оцінювання ефективності ТП.

Розглянемо прямий цикл Карно, який складається з чотирьох процесів:

двох ізотермічних і двох адіабатичних (рис. 2.1). Розглянемо всі чотири процеси, що утворюють цикл Карно.

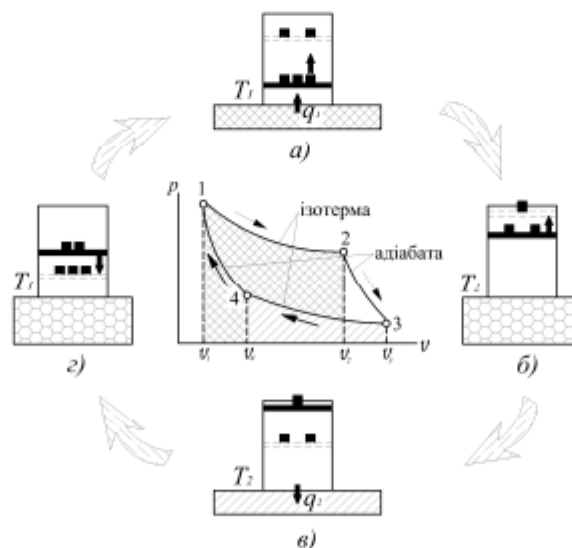
Уявимо собі чотири ідеальних пристрої, без яких неможливо розглянути цей цикл:

1) робочий циліндр з ідеальним газом й ідеально підігнаним навантаженим поршнем, що дозволяє йому рухатися без тертя. Поршень і стінки циліндра зовсім не проводять тепла, а дно циліндра, навпаки, – ідеальний провідник;

2) нагрівач, або «котел» – тіло з необмеженим запасом внутрішньої енергії, передача частини енергії не призводить до зниження початкової температури тіла  $T_1, K$ ;

3) адіабатична підставка – тіло з ідеальними теплоізолюючими властивостями, яке не приймає на себе внутрішньої енергії іншого тіла при контакті з ним («адіабатос» – з грецької «непрохідний»);

4) холодильник – тіло, яке може прийняти в себе необмежену кількість енергії без підвищення температури  $T_2, K$ .



**Рис. 2.1. Схема ідеального прямого циклу Карно**

Поставимо циліндр на нагрівач (рис. 2.1 а), і зменшимо тиск, знявши з поршня навантаження (гирьку) (розширення). Якщо б не енергія від нагрівача,

то розширення супроводжувалося б зниженням температури. Але через дно циліндра надходить така кількість теплоти  $q_1$ , щоб температура газу не змінювалась і дорівнювала  $T_1$ ,  $K$  – це *ізотермічний процес розширення*, крива 1–2. Таким чином, внутрішня енергія газу не змінюється, тому що енергія від нагрівача компенсує лише втрату її на здійснення роботи підняття поршня.

Після цього циліндр швидко переставляємо на адіабатичну підставку (рис. 2.1 б) і знову розвантажуюємо поршень, знявши наступну гирьку. Газ розшириться і, не отримуючи поповнення внутрішньої енергії ззовні, буде витрачати на роботу розширення свою власну енергію, охолоджуючись до температури  $T_2$  (у градусах Кельвіна). Таке розширення називається – *адіабатним*, на рис. 2.1 – це ділянка 2–3.

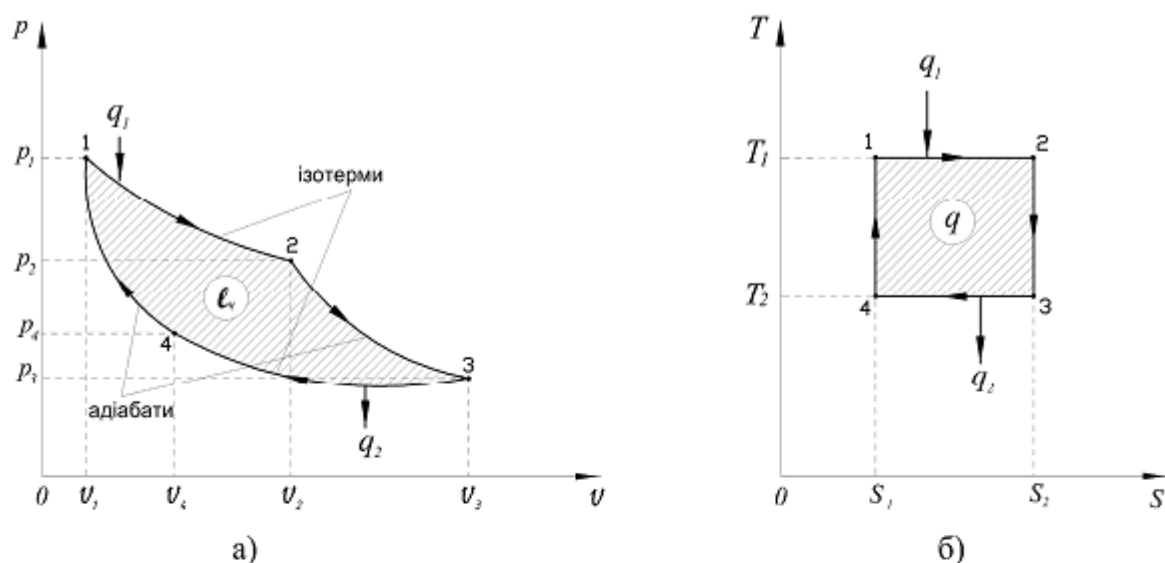
Знову циліндр швидко переставляємо з адіабатичної підставки на холодильник (рис. 2.1 в) і навантажуюємо попередньо знятою гирькою. Газ стискається, виділяючи певну кількість теплоти  $q_2$ , яку негайно забирає на себе холодильник. У результаті температура не змінюється і залишається рівною  $T_2$ . Такий процес називається – *ізотермічним стисканням*, на рис. 2.1 – це ділянка 3–4.

Нарешті, циліндр знову розміщуємо на адіабатичну підставку (рис. 2.1 г) та навантажуюємо поршень доставлянням гирьки, газ додатково стискається. Робота цього додаткового стискання йде на збільшення внутрішньої енергії газу, температура газу зростає до початкового значення  $T_1$ , це процес – *адіабатне стискання*, на рис. 2.1 – крива 4–1.

На рис. 2.2 графічно зображено цикл Карно в координатах  $p-v$  і  $T-s$ . Початковий стан системи визначається точкою 1 з параметрами  $p_1, v_1, T_1$ . На діаграмі цикл Карно зображується замкненою кривою 1–2–3–4–1. При цьому здійснюється питома робота  $l_g$ , яка чисельно дорівнює площі, обмеженій кривою (рис. 2.2 а).

На  $T-s$  діаграмі (рис. 2.2 б) площа 1–2–3–4–1 чисельно дорівнює кількості питомої теплоти, перетвореної на корисну роботу циклу

Карно. Площі на обох діаграмах мають бути однаковими.



**Рис. 2.2. Цикл Карно на  $p-v$  і  $T-s$  діаграмах**

На тепловій діаграмі  $T-s$  (рис. 2.2 б) цикл Карно зображений прямокутником 1–2–3–4. Підведення теплоти  $q_1$  в ізотермічному процесі відбувається при температурі  $T_1$ . Кількість підведеної теплоти відповідає площі 1–2– $s_2$ – $s_1$ –1 або може бути обчислена за формулою

$$q_1 = (s_2 - s_1) \cdot T_1. \quad (2.1)$$

В адіабатичному процесі 2–3 температура тіла знижується до температури  $T_2$ . Кількість теплоти, що віддає робоче тіло в ізотермічному процесі стискання, еквівалентна площі 3–4– $s_1$ – $s_2$ –3 або може бути обчислена за формулою

$$q_2 = (s_1 - s_2) \cdot T_2 = -(s_2 - s_1) \cdot T_2 \leq 0. \quad (2.2)$$

Робота, що витрачається на адіабатичне стискання 4–1, збільшує внутрішню енергію робочого тіла і його температура підвищується до  $T_1$ .

Різниця теплоти  $q_1 - |q_2|$ , що перетворилася в роботу, зображується площею циклу 1–2–3–4 на тепловій діаграмі.

Термічний ККД циклу Карно, як і будь-якого теплового циклу, визначається також за формулою

$$\eta_t = \frac{q_1 - |q_2|}{q_1} = 1 - \frac{|q_2|}{q_1} = \frac{\ell_{\delta}}{q_1}. \quad (2.3)$$

Підведена і відведена кількість теплоти в ізотермічних процесах для ідеального газу визначається за формулою

$$q_1 = R \cdot T_1 \ln \frac{v_2}{v_1}; |q_2| = R \cdot T_2 \ln \frac{v_3}{v_4}, \quad (2.4)$$

де  $v$  – питомий об'єм;

$R$  – питома газова стала.

Тоді

$$\eta_t = \frac{T_1 \ln \frac{v_2}{v_1} - T_2 \ln \frac{v_3}{v_4}}{T_1 \ln \frac{v_2}{v_1}}. \quad (2.5)$$

Щоб цикл був замкненим, точки 1 і 4 повинні розміщуватися на одній і тій самій адіабаті. Використавши рівняння адіабати  $p v^k = const$  і рівняння Менделєєва – Клапейрона  $p v = RT$ , можна записати

$$T_1 v_1^{k-1} = T_2 v_4^{k-1}, \quad (2.6)$$

де  $k$  – показник адіабати

$$k = \frac{c_p}{c_v},$$

де  $c_p, c_v$  – питомі теплоємності при  $p = const, v = const$ ;

$$c_p - c_v = R = \frac{R_{\mu}}{\mu} - \text{питома газова стала};$$

$$R_{\mu} - \text{універсальна газова стала } (R_{\mu} = 8,31 \frac{\text{Дж}}{\text{моль} \cdot \text{К}});$$

$\mu$  – молярна маса,  $\text{кг/моль}$ .

Подібне рівняння запишемо для станів 2 і 3:

$$T_1 v_2^{k-1} = T_2 v_3^{k-1}. \quad (2.7)$$



Поділивши рівняння (2.6) на (2.7), отримаємо

$$\frac{v_2}{v_1} = \frac{v_3}{v_4}. \quad (2.8)$$

Рівняння (2.8) є умовою замкненості циклу. Підставивши цей вираз у рівняння (2.5), отримаємо

$$\eta_t = \frac{T_1 - T_2}{T_1} = 1 - \frac{T_2}{T_1}. \quad (2.9)$$

Чим більше значення  $\eta_t$ , тим досконаліший цикл, тим більше теплоти перетворюється в роботу.

Відмінні особливості холодильного циклу від теплового полягають у тому, що в першому випадку тепло переноситься від охолоджуваного тіла до навколишнього середовища, у другому – від навколишнього середовища до тіла з вищою температурою.

На діаграмах реальні цикли зображують також замкненою лінією. Замкнені термодинамічні процеси знайшли широке практичне застосування в теплових машинах, оскільки вони дають можливість безперервно перетворювати теплоту в роботу або переводити теплоту на вищий потенціальний рівень.

**Висновки.**

## Лабораторна робота № 6

### Дослідження максимальної ефективності помпової установки

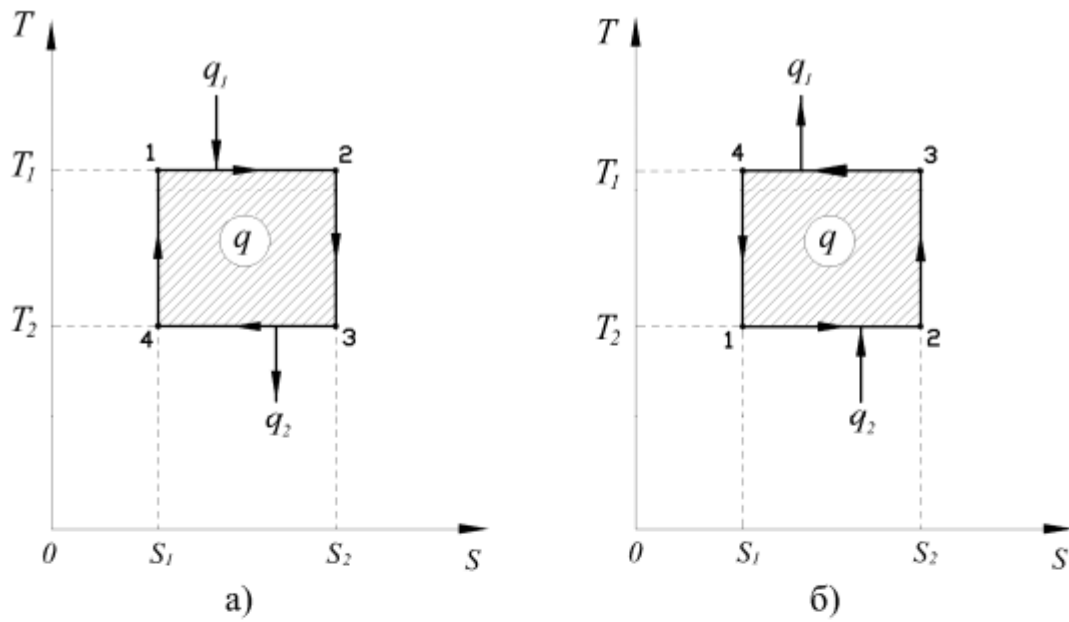
На діаграмах реальні цикли зображують також замкненою лінією. Замкнені термодинамічні процеси знайшли широке практичне застосування в теплових машинах, оскільки вони дають можливість безперервно перетворювати теплоту в роботу або переводити теплоту на вищий потенціальний рівень.

Залежно від призначення цикли бувають прямими або зворотними (рис. 2.3).

*Прямими* називають цикли, які застосовуються для отримання роботи за рахунок теплоти. За цими циклами працюють усі теплові машини.

*Зворотні* цикли призначені для перенесення теплоти від холодніших до гарячіших тіл. За такими циклами працюють холодильні машини і ТП.

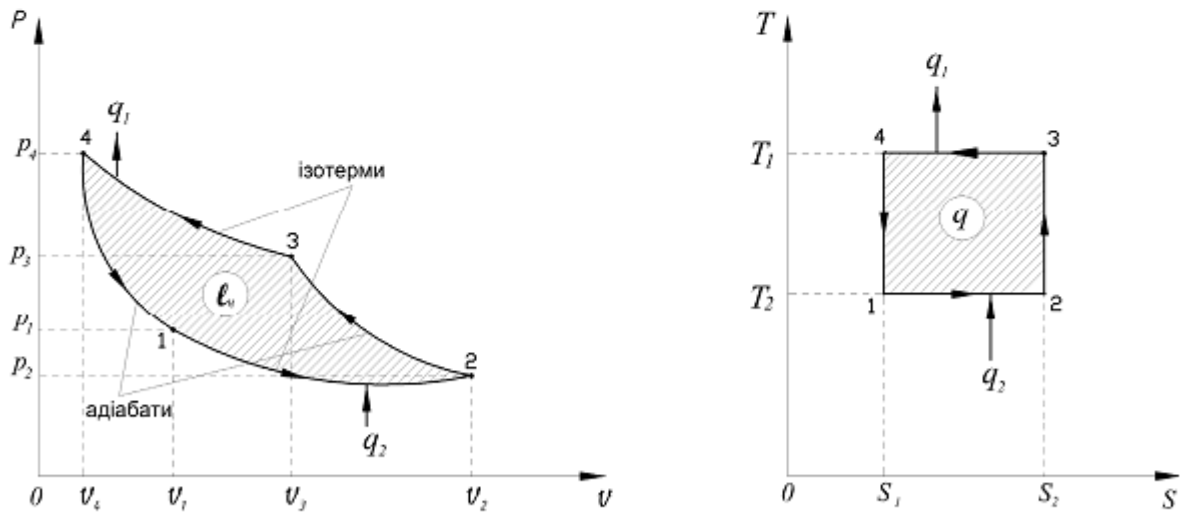
У зворотних циклах змінюється напрямок переходу теплоти. Теплота  $q_2$  підводиться до робочого тіла від холодного джерела при низьких температурах. При цьому витрачається деяка зовнішня робота  $\ell_z$ , що перетворюється у внутрішню енергію робочого тіла і підвищує його температуру.



**Рис. 2.3.  $T - s$  діаграми циклів Карно:**

*а – прямий (тепловий); б – зворотний (холодильний)*

Максимальна ефективність циклу досягається тоді, коли всі процеси будуть оборотними. На рис. 2.4 зображено зворотний цикл Карно.



**Рис. 2.4. Зворотний цикл Карно на  $p - v$  і  $T - s$  діаграмах**

Сумарна енергія робочого тіла віддається гарячому джерелу (навколишньому середовищу) при вищій температурі. Отже, в циклі здійснюється

передавання теплоти  $q_2$  від менш нагрітого до більш нагрітого тіла. Тоді із закону збереження енергії

$$q_1 = q_2 + \ell_{\sigma}. \quad (2.10)$$

Ефективність такого циклу визначається холодильним коефіцієнтом  $\varepsilon$ , який чисельно дорівнює відношенню кількості теплоти, яка відбирається від холодного джерела  $q_2$ , до витраченої роботи  $\ell_{\sigma}$

$$\varepsilon = \frac{q_2}{\ell_{\sigma}} = \frac{q_2}{q_1 - q_2} \quad (2.11)$$

або через термічний ККД (див.2.3)

$$\varepsilon = \frac{1}{\eta_t} - 1 \geq 1. \quad (2.12)$$

Використавши вираз (2.12) і рівняння (2.1), (2.2) можемо записати

$$\varepsilon = \frac{T_2 \cdot (s_2 - s_1)}{T_1 \cdot (s_2 - s_1) - T_2 \cdot (s_2 - s_1)} = \frac{T_2}{T_1 - T_2}. \quad (2.13)$$

Ефективність роботи ТП визначається також коефіцієнтом перетворення теплоти або опалювальним коефіцієнтом  $\varphi$

$$\varphi = \frac{q_1}{\ell_{\sigma}} = \frac{q_2 + \ell_{\sigma}}{\ell_{\sigma}} = \varepsilon + 1. \quad (2.14)$$

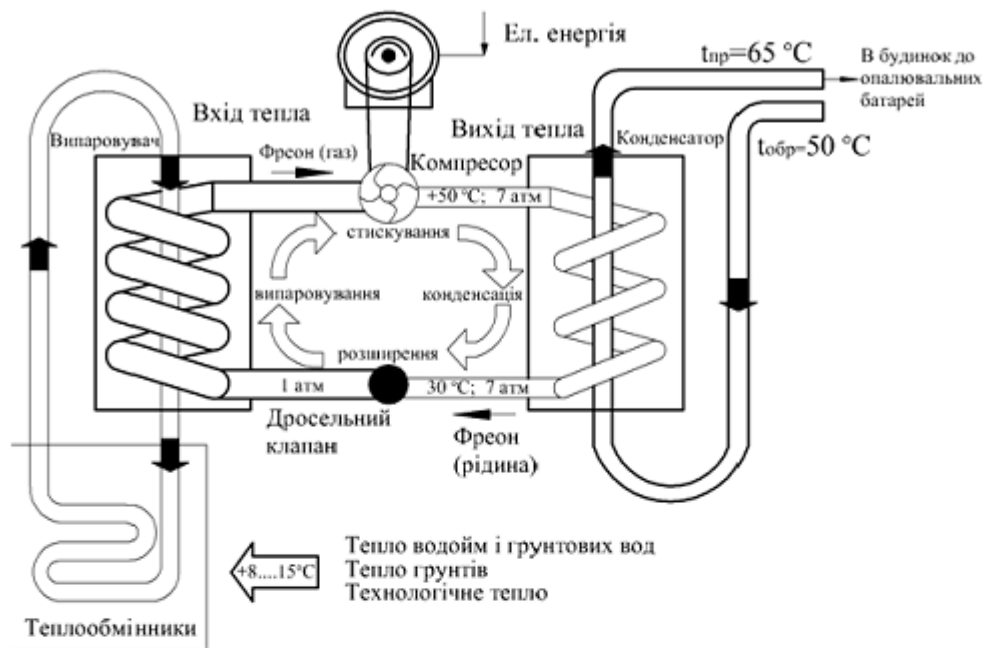
Як бачимо, опалювальний коефіцієнт завжди більше одиниці. Якщо ТП працює за циклом Карно, то  $\varphi$  буде максимальним. Наприклад, при температурі повітря опалювального приміщення  $t_1 = 25$  °С і температурі навколишнього середовища  $t_2 = 0$  °С опалювальний коефіцієнт  $\varphi$  буде дорівнювати:

$$\varphi = \frac{T_2}{T_1 - T_2} + 1 = \frac{273}{298 - 273} + 1 = 11,9,$$

тобто в опалювальне приміщення передається в 11,9 рази більше енергії, ніж витрачено при роботі компресора. В реальних циклах завдяки втратам і необоротності процесів опалювальний коефіцієнт  $\varphi$  становить 3...5.

Як і для холодильної установки, ефективність роботи ТП залежить від різниці температур ( $T_1 - T_2$ ). Чим менша різниця, тим вище  $\varphi$ , тобто тим вища

ефективність роботи ТП. Принцип роботи ТП проілюстрований на рис. 2.5.



**Рис. 2.5. Схема для пояснення принципу роботи ТПУ**

У випаровувачі знаходиться рідка робоча речовина з дуже низькою температурою кипіння – так званий холодоагент. Робоча речовина знаходиться під низьким тиском, а її температура нижча, ніж температура джерела тепла, наприклад, тепла водойм, ґрунтових вод чи повітря. Тому тепло через теплообмінник передається робочій речовині, яка нагрівається до своєї температури закипання, випаровується і засмоктується компресором.

В компресорі підвищується тиск робочої речовини, за рахунок чого пароподібна речовина ще більше нагрівається; крім того, енергія привода компресора перетворюється в тепло і також передається робочій речовині. Після досягнення відповідного тиску і температури холодоагент тече далі в конденсатор. У конденсаторі гаряча пароподібна робоча речовина віддає тепло, отримане від джерела тепла, а також теплову енергію привода компресора в холоднішу систему опалення, наприклад, у будинок до опалювальних батарей. При конденсації температура робочої речовини падає нижче точки її роси, і

речовина знову перетворюється на рідину; рідкий холодоагент, який все ще знаходиться під високим тиском, подається до дросельного клапана. Дросельний клапан забезпечує декомпресію (зменшення тиску) робочої речовини перед тим, як вона знову потрапить у випаровувач і знову почне отримувати тепло від низькотемпературного джерела тепла.

Головне застосування ТП у даний час – нагрівання теплоносія для систем опалення, вентиляції і гарячого водопостачання будівель. Проте їх можна використовувати і для технологічних цілей.

ТП розрізняють перш за все за способом, який застосовується для перетворення теплоти. Оскільки теплові помпи та холодильні установки мають однаковий принцип дії, то типи теплових pomp збігаються з типами холодильних установок. Застосовують парокомпресійні, газокомпресійні, сорбційні, пароежекторні та термоелектричні ТП.

Інший важливий вид класифікації ТП – за типом джерела енергії, яке використовується для перетворення теплоти. Це може бути електродвигун, газова турбіна, двигуни внутрішнього згорання, механічна енергія пари і т.п. Часто ТП поділяють за видом робочого агента і типом теплоносіїв, що віддають і сприймають теплоту (повітря – повітря, вода – повітря, вода – вода і т.п.).

ТП і холодильні установки класифікують за властивостями робочого агента на газові й парові. До першої групи відносять повітряні ТП і холодильні установки, до другої – парокомпресійні, робочим тілом яких є пари різних речовин з температурою кипіння при атмосферному тиску  $0\text{ }^{\circ}\text{C}$  (аміак  $NH_3$ , вуглекислота  $CO_2$ , фреони і т.п.), що дає можливість позбутися необхідності підтримувати розрідження у випарнику. Як вже згадувалося, робочу речовину парокомпресійних ТП називають холодоагентами або хладонами, найпоширеніші аміак і фреони. Фреони – це фторохлоропохідні вуглеводню, широкого розповсюдження набули фреон-12 (за міжнародним стандартом позначається через R - 12), фреон - 22 (R - 134a) та ін. Температура кипіння фреонів залежить від їх складу. Для R - 12 при атмосферному тиску  $t_e = -29,8\text{ }^{\circ}\text{C}$  для R - 22  $t_e = -40,8\text{ }^{\circ}\text{C}$ . У земних умовах фреони не токсичні, не утворюють

вибухонебезпечних сумішей, нейтральні відносно металів.

Аміак ( позначається R - 717 ) широко використовується у промислових умовах, але він токсично діє на організм людини. Температура кипіння аміаку при  $p = 0,1$  МПа  $t_g = -33,4$  °С. Аміак має приблизно однакові з фреоном R -12 термодинамічні властивості, але більшу теплоту пароутворення. Це підвищує ефективність відбору теплоти від джерела тепла (холоду) і зменшує витрати аміаку порівняно з фреоном R -12.

Теплові, енергетичні й економічні характеристики ТП суттєво залежать від характеристик низькотемпературних джерел теплоти. Ідеальне джерело теплоти повинно підтримувати високу температуру протягом тривалого часу, бути відновлюваним і не забруднювати оточуюче середовище, мати потрібні теплофізичні властивості та низькі експлуатаційні витрати. В табл. 2.1 наведено температурні показники найбільш розповсюджених джерел теплоти.

Таблиця 2.1

Температурний рівень, характерний для основних джерел теплоти, які використовуються в системах на основі теплових pomp

Джерело теплоти	Температурний діапазон, °С
Ґрунт	0...+10
Озерна та річкова вода	0...+10
Морська вода	+3...+8
Ґрунтові води	+7...+12
Геотермальна вода	+20...+50
Зовнішнє повітря	-10...+15

**Висновки.**

## Лабораторна робота 7

### Комплексне використання енергії відновлюваних джерел

**Мета:** Ознайомлення із принципом роботи сучасних теплових електричних станцій.

### Хід роботи.

Однією з причин обмеженого використання відновлюваних джерел енергії є дискретність енергетичних потоків – періодичність надходження та змінність енергетичного потенціалу, що не відповідає сучасним вимогам щодо енергопостачання споживачів. У процесі широкомасштабного впровадження вітрової та сонячної енергетики постає проблема створення додаткових регулюючих потужностей для забезпечення стабільного енергоживлення в періоди відсутності енергії з відновлюваних джерел. У деяких випадках така необхідність є цілком виправданою, однак у даний час існує цілий ряд технічних засобів та методів вирішення цієї проблеми. До них відносяться заходи з передбачення енергетичного балансу системи (в тому числі короткотермінового прогнозування), врахування регіональних кліматичних особливостей, «розумного» регулювання енергопотоків та керування попитом. Об'єктом керованого попиту може бути, зокрема, електротранспорт. Врахування особливостей відновлюваної енергетики передбачає комбіноване використання різних видів ВДЕ, коли тимчасова відсутність одного виду енергії компенсується наявністю іншого. Важливим є також географічне розосередження цих джерел, що посилює ефект вирівнювання сумарної потужності. Іншим суто технічним засобом є використання акумуляторів електричної чи теплової енергії, що не тільки забезпечує більш рівномірне енергоживлення споживачів, але й запобігає втратам надлишкової енергії в пікових режимах, чим збільшує загальну енергетичну та економічну ефективність відновлюваної енергетики. Застосування зазначеного комплексу заходів разом із спеціальними умовами приєднання об'єктів ВДЕ до енергосистеми здатні забезпечити значні обсяги використання енергії відновлюваних джерел на прийнятних умовах та з високою ефективністю.

Комплексне використання за означенням означає використання кількох джерел енергії, усіх одночасно чи в певних комбінаціях. При цьому можливе використання виключно відновлюваних джерел, що значно обмежує можливості користувача. Більш поширеним та виправданим з багатьох точок зору є застосування як відновлюваних, так і традиційних джерел, автономних (дизель-генератор, газотурбінна установка, тощо) чи централізованих (електромережі). Коректна оцінка такої комбінованої енергосистеми вимагає врахування також головного компонента системи – споживача, тобто враховувати особливості місцевої мережі та наближених споживачів, що на режим роботи комплексу відновлюваних джерел матиме безпосередній або відчутний опосередкований вплив. Для забезпечення належної якості енергоживлення можуть застосовуватися системи акумуляування енергії, а потреба в них залежить від дискретності енергетичних потоків та вимог до



якості живлення. У закордонній термінології комбіновані системи часто називають гібридними, що відображає різноманіття як джерел енергії, так і способів їх поєднання (іноді ця назва поширюється на довільні комплекси). Однак звичайно під терміном «гібридне енергоживлення» мають на увазі поєднання установок, що використовують відновлювані та традиційні джерела енергії.

Високі техніко-економічні показники застосування ВДЕ, стабільні робочі параметри енергетичного обладнання і надійне енергоживлення споживачів досягаються при комбінованому виробленні електричної і теплової енергії, комплексному її акумулюванні в поєднанні з технологіями традиційної енергетики. Для зниження флуктуації параметрів енергосистеми і підтримки необхідних робочих параметрів комбінованого енерговузла необхідно передбачити допоміжне обладнання, у тому числі для автоматичного управління режимами роботи. Елементи комбінованої системи електроживлення можуть працювати в паралельному, послідовному або послідовно-паралельних режимах. Здебільшого комбінована електроенергетична система працює в паралельному режимі, коли електроенергію виробляють одночасно всі елементи енергосистеми.

Оптимальне співвідношення окремих елементів в комбінованих енергосистемах визначається з урахуванням багатьох факторів, що впливають на роботу таких систем. Використання відновлюваних джерел енергії в конкретних енергосистемах обумовлюється наступними факторами:

– рівнем забезпечення регіону (району, міста тощо) традиційними і відновлюваними джерелами енергії з урахуванням їх потенціалу;

- кліматичними (метеорологічними) умовами;
- структурою систем енергоживлення і споживання;
- вимогами до якості електричної і теплової енергії;
- типом і параметрами навантаження;
- вимогами до погодинного графіка енергоживлення;
- економічними та екологічними факторами.

Комбіновані енергетичні системи для житлових і промислових об'єктів досить ефективні в експлуатації на всій території України. У середній і північній географічних зонах України недостатню кількість енергії, що виробляється вітровими і сонячними установками, доцільно компенсувати не збільшенням їх потужності, а використанням традиційних джерел енергії. Для південних областей України додатковим застосуванням пасивного теплового акумулювання в літню пору можна досягнути повної автономності таких об'єктів.

Можливі варіанти комбінованих систем: повністю автономні, сполучені з загальною енергосистемою, з накопиченням енергії чи без нього, з використанням лише відновлюваних джерел енергії чи у поєднанні з

генераторами на викопних видах палива. Прикладом мережевих систем є великі електростанції, що працюють у складі регіональної чи об'єднаної енергосистеми. Натомість невеликі, здебільшого приватні об'єкти можуть бути автономними, частково або повністю. Кожен варіант має свої переваги та недоліки, що розглядаються нижче.

Ключовим фактором, що обумовлює конфігурацію енергосистеми, є можливість керування режимом генерації. Складними в цьому відношенні є вітрові та сонячні електростанції, обмежено контрольовані внаслідок залежності поточного рівня генерації від погодних умов. В основному це стосується електроенергетичних систем, про які йтиме мова далі. Розглянемо приклади побудови та функціональні схеми таких систем, що містять зазначені мінливі джерела електроенергії (ВЕС та СЕС).

### Мережеві енергосистеми

Інтеграція ВЕС та СЕС в загальну електромережу може сприяти зниженню загальних витрат і підвищенню надійності вироблення електроенергії з відновлюваних джерел. Мережа приймає надлишок потужності ВДЕ і компенсує нестачу, залежно від ситуації.

Комбіновані системи, що працюють на електромережу, можуть мати різні топології. Можуть бути приєднаними до спільної шини постійного струму (рис. 1), що інтегрується до мережі через інвертор, який діє як інтерфейс між джерелами енергії та мережею і контролює напругу шини постійного струму. Тут окремі блоки можуть бути використані для досягнення максимальної потужності фотоелектричних і вітрових систем. У періоди надлишкового виробітку електроенергії здійснюється заряд блоку акумуляторних батарей, а в періоди відсутності енергії відновлюваних джерел і, відповідно, виробітку ВЕС чи СЕС, відбувається розряд АБ на споживача. Тим самим пом'якшується вплив непостійності генерування.

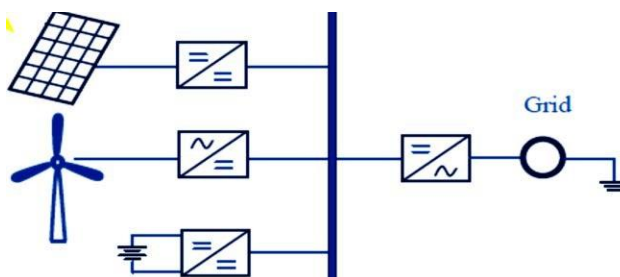


Рис. 1. Комбінована мережева система зі спільною шиною постійного струму

Відновлювані джерела можуть передавати енергію і безпосередньо до мережі через індивідуальні інвертори (рис. 2).

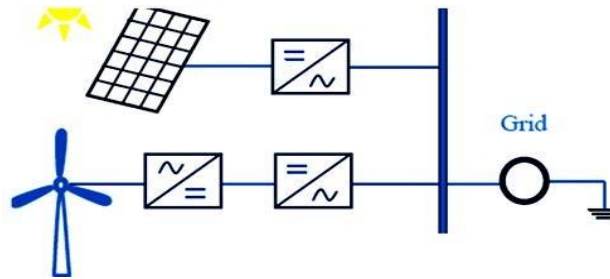


Рис. 2. Комбінована мережева система зі спільною шиною змінного струму

Загалом комбіновані системи здатні негативно впливати на якість електроенергії в мережі. Це флуктуації напруги, частоти, поява вищих гармонік, тощо. Пом'якшення впливу досягається застосуванням методів прогнозування погоди та завчасного планування режимів роботи. Системний оператор може налаштувати інші джерела електроенергії для уникнення дефіциту або надлишку енергії від ВДЕ; крім того, має значення географічний розподіл, уникнення концентрації відновлюваних джерел енергії в обмеженій області. Вирівнювати режим живлення може також застосування пристроїв для зберігання енергії, таких як батареї безперебійного живлення. Для усунення коливань напруги можуть бути використані активні фільтри енергії, такі як динамічні регулятори напруги, статичні синхронні компенсатори і уніфіковані кондиціонери якості електроенергії. Для вирішення проблеми реактивної потужності застосовуються силові компенсатори. Різкі зміни активної потужності можуть також призвести до небалансу між навантаженням і генерацією та спричинити флуктуації частоти змінного струму в мережі. З урахуванням цих факторів важливо розробити контури управління потужністю і контролю частоти для усунення проблем якості електроенергії. Засобами вирішення проблеми флуктуації напруги при варіюванні швидкості вітру та сонячної радіації є шунтуючі фільтри, силові компенсатори, використання устаткування, менш чутливого до дисбалансу потужності. Для передбачення імовірних режимів генерування та їх впливу на безпеку експлуатації слугують регресійний аналіз і інші алгоритми прогнозу погоди, що дозволяють планувати роботу енергосистеми. Важливим засобом є регулювання потужності генерації системним оператором для усунення дефіциту чи профіциту, застосування засобів управління з швидким реагуванням.

### **Автономні енергосистеми**

Автономна система, або мікромережа, є ефективним рішенням для віддалених районів чи окремих споживачів, для яких під'єднання до централізованих ліній електропередачі не вигідне економічно або ускладнене. Ізольовані системи можуть бути поділені також на дві основні топології: загальну шину постійного струму або загальну шину змінного струму. Змінний характер сонячних і вітрових ресурсів може бути частково подоланий шляхом

інтеграції двох ресурсів в оптимальне поєднання. Надлишкова потужність одного джерела може доповнити недостатню потужність іншого протягом певного періоду часу і, отже, система стає більш надійною.

Можливим шляхом забезпечення надійності є, наприклад, використання гарячого резерву, який за короткі проміжки часу дозволить перекрити переважаюче споживання над існуючим виробітком електроенергії (що можливо реалізувати за допомогою дизель-генератора). Для автономних джерел енергії серйозну економічну проблему представляє вартість зберігання енергії; об'єднання сонячної і вітрової генерації в комбіновану енергосистему може зменшити потребу в акумулюючих потужностях і, в кінцевому рахунку, зменшити загальну вартість системи.

Приклад режиму комбінованої генерації ВДЕ у порівнянні з традиційним споживанням зображено на рис. 3.

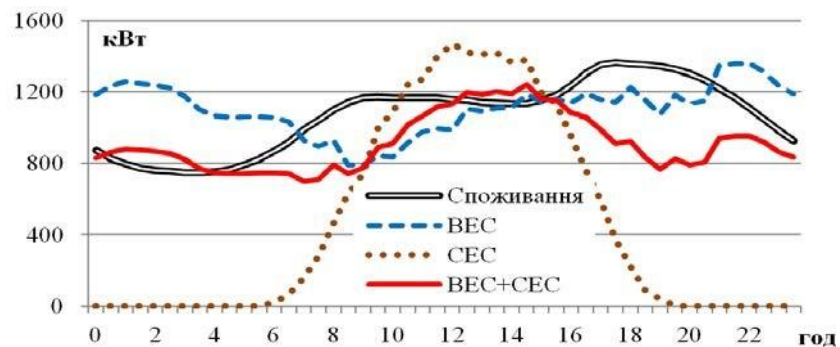


Рис. 3. Приклади комбінування потужностей ВЕС та СЕС

Варіантом схеми приєднання може бути загальна шина постійного струму і спільний інвертор (рис. 4); однією з головних переваг такої топології є можливість поєднання різних джерел генерації, які не зобов'язані працювати на постійній частоті і в синхронізмі. Напруга в шині постійного струму може бути встановлена фіксованою, а струм від кожного джерела регулюється незалежно. Вся потужність спрямовується на спільний інвертор. Акумуляторна батарея виступає в ролі стабілізатора напруги.

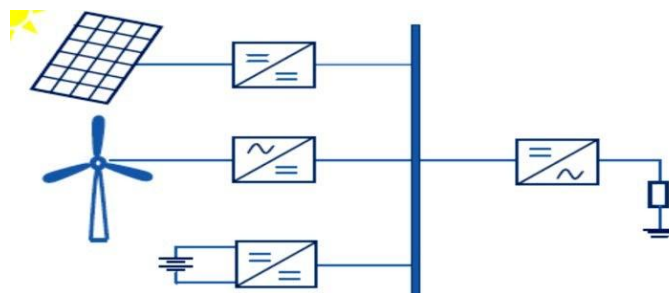


Рис. 4. Комбінована автономна система зі спільною шиною постійного струму

Застосування силової електроніки є традиційним способом управління комбінованою системою, при цьому головною задачею є забезпечення

максимального використання енергії Сонця і вітру, але також зменшуються можливі флуктуації потужності.

Форма приєднання до спільної шини змінного струму (див. рис. 5) широко використовується в усьому світі і має багато переваг, таких як простота в експлуатації і можливості індивідуального підключення, низька вартість і можливості розширення відповідно до потреб. З іншого боку контроль напруги та частоти змінного струму, управління загальною енергією є певними проблемами, характерними для цього типу топології. Потужність кожного джерела відновлюваної енергії спрямовується на потреби споживача через індивідуальні перетворювачі, а акумуляторна батарея, які в попередній схемі, виступає в ролі стабілізатора напруги в спільній шині.

Контроль за зміною режиму роботи генераторів звичайно стосується частоти та напруги, для потреб розподілу навантажень при паралельній роботі кількох джерел. Він також може бути використаний для правильного розподілу струму в мікромережі. Контроль за кожним перетворювачем може здійснюватися децентралізовано. При цьому практично немає зв'язку між об'єктами в мережах змінного струму, хіба що контроль за пропускну здатністю ліній.

Змінний характер надходження енергії від Сонця і вітру має величезний вплив на безпеку енергозабезпечення, коли споживачі не мають ніякого зв'язку з загальною мережею. Таким чином, будь-який дефіцит виробництва електроенергії з цих джерел може залишити підключені навантаження без живлення. Коливання напруги, частоти і спотворення гармонік є основними питаннями щодо якості електроенергії. Коливання напруги можуть впливати на загальну надійність комбінованої енергосистеми. Коливання частоти можуть бути зменшені завдяки використанню акумуляторів енергії та фільтруючих пристроїв.

На рис. 5 зображено комбіновану енергосистему з акумуляційним блоком, приєднану до мережі змінного струму. Така система може працювати як з мережею, так і автономно. Джерела енергії приєднані паралельно до спільної шини змінного струму через індивідуальні перетворювачі, що дає їм змогу в мережевому режимі працювати незалежно. Акумуляторна батарея працює на зарядку чи розрядку залежно від ситуації з поточною потужністю генераторів та потребою споживачів.

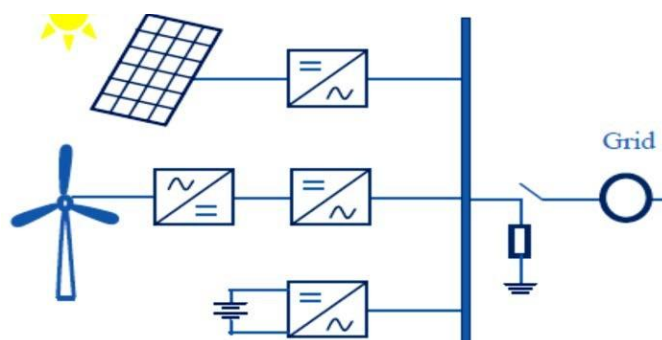


Рис. 5. Комбінована система з акумуляційним блоком

При автономній роботі кожне джерело енергії живить споживача, а акумулятор слугує для підтримки рівня напруги. Точка максимальної потужності в мережевому режимі забезпечується для кожного джерела окремо; при автономній роботі це можливо лише за умови використання акумуляторів. Роль резервного джерела живлення може виконувати контрольований генератор як на традиційному паливі (з двигуном внутрішнього згоряння) так і відновлюваному – біогазова електростанція, міні-ГЕС, система «електролізер-бак накопичувач-паливний елемент» з виробництва, зберігання та використання водню як універсального енергоносія, тощо.

Отже, основні проблеми, що виникають при експлуатації комбінованих автономних енергосистем: висока вартість акумуляторів енергії, втрати корисної енергії, безпека при використанні засобів акумулювання електроенергії. Основні засоби їх вирішення: комбінація вітрової та сонячної енергії, що зменшує потреби в акумулюванні і, відповідно, загальну вартість системи; поєднання відновлюваних джерел енергії з акумуляторними батареями і резервним живленням; поєднання відновлюваної енергії з технологіями використання водню як універсального енергоносія.

Описані вище комбіновані енергосистеми відносяться до джерел розосередженої генерації (РГ), особливості якої є предметом дослідження традиційної енергетики, хоча значною мірою спровокованої саме розвитком відновлюваної енергетики. Оптимальною з точки зору впровадження РГ в енергосистему України є побудова локальних електроенергетичних систем (ЛЕС) зі збалансованим енергопостачанням від комбінованих джерел із забезпеченням надійної та стабільної їх роботи. ЛЕС визначають як сукупність генеруючого електрообладнання обмеженої потужності низької напруги, перетворювачів та споживачів електроенергії, з'єднаних між собою з урахуванням топології розподільчої мережі, у яких протікають єдині електромагнітні процеси, характерні для режимів генерації, перетворення, розподілу та споживання електроенергії. Отже, мова йде про технічну енергосистему як об'єкт, в якому процеси виробництва, передачі та споживання електроенергії протікають одночасно у синхронному режимі. Під ЛЕС маються на увазі системи енергопостачання окремих підприємств або населених пунктів, які містять джерела РГ комбінованого типу та розподільні електричні та теплові мережі обмеженої протяжності, що мають лінії зв'язку з централізованими мережами і можуть працювати як в автономному режимі, так і спільно з централізованими системами. Типова конфігурація ЛЕС з керованими джерелами енергії, мінливими ВДЕ (ВЕС та/або СЕС), та доступною мережею представлена на рис.6.

Питання узгодженості роботи об'єктів енергосистеми є технічною проблемою. Разом з тим, особливістю локальних енергосистем є потреба в оптимізації складу генеруючих потужностей та їх характеристик, режимів сумісної роботи. Така оптимізація має враховувати особливості споживання енергії, вимоги до надійності забезпечення, наявний потенціал відновлюваних джерел енергії (сонячної, вітрової), вартісні показники. Так, при роботі разом з резервним джерелом енергії на основі двигуна внутрішнього згоряння (ДВЗ) до



оцінки надійності додається вимога мінімізації витрат палива при максимальному використанні ВДЕ, а також зниження собівартості енергії. Тут критеріями роботи енергосистеми будуть не лише показники надійності (її може забезпечити традиційна генерація), а й економічні та екологічні критерії.

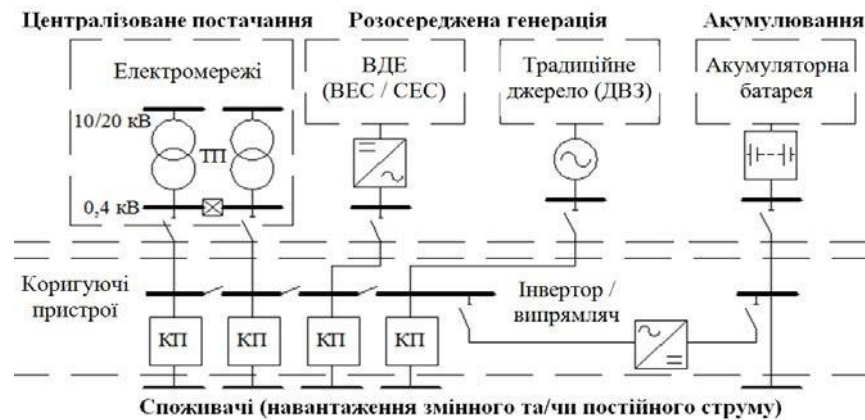


Рис. 6. Комплексна структура локальної енергосистеми

Критерій оптимізації, виходячи з найбільш уживаних вимог до комбінованих систем на базі ВДЕ, може мати наступні формулювання:

- сумарна генерована енергія практично дорівнює спожитій, тобто мінімізується математичне очікування небалансу;
- небаланс потужності має бути якомога меншим, тобто мінімізується дисперсія небалансів;
- обмеження щодо режиму роботи резервного джерела;
- обмеження по надлишку або дефіциту енергії;
- мінімізація вартості обладнання – такий критерій виражається через детерміновані величини.

Можливі й інші варіанти постановки задачі, залежно від мети та умов роботи системи. При цьому розосереджена генерація може бути як традиційною, так і відновлюваною, і слугувати для стабілізації енергоживлення за відсутності централізованої мережі чи для її розвантаження в години «пікового» споживання [3]

## Висновки.

## Лабораторна робота 8

**Тема:** Принцип роботи сучасних теплових електричних станцій.

**Мета:** Ознайомлення із принципом роботи сучасних теплових електричних станцій.

### Хід роботи.

Електрична станція - сукупність установок й устаткування, які використовуються для виробництва електричної енергії й теплоти, а також необхідні для цього спорудження й будинки, розташовані на певній території. Найпоширеніші паротурбінні теплові електричні станції (ТЕС), що використовують теплоту, яка виділяється при спалюванні органічного палива. Електрична енергія на таких станціях виробляється генератором із приводом від паротурбінної установки.

Залежно від виду енергії, що виробляється, розрізняють:

- конденсаційні електричні станції (КЕС), призначені для виробництва тільки електричної енергії;
- теплоелектроцентралі (ТЕЦ), які виробляють електричну енергію й теплоту.

На КЕС установлюються турбіни з низьким тиском наприкінці процесу розширення пари. При цьому потік пари, що відробив, надходить у конденсатор, де охолоджується із втратою теплоти в навколишнє середовище. На ТЕЦ пару, що відробила, використовують частково або повністю. У цьому випадку втрати теплоти в навколишнє середовище скорочуються. У цей час потужність ТЕЦ становить близько 40% загальної потужності ТЕС, а їхня частка в сумарному виробітку електроенергії досягає 35%.

По виду використовуваного палива розрізняють вугільні, мазутні, газові й газомазутні ТЕС.

Устаткування електростанцій, на яких спалюють органічне паливо, може бути пристосоване для спалювання твердого, рідкого або газоподібного палива. Звичайно один вид палива для даної електростанції є основним, а інший - резервним.

Відповідно до початкових параметрів пари розрізняють ТЕС із докритичним і зверхкритичним тиском пари. Для турбоагрегатів потужністю до 200 МВт застосовують докритичний тиск пари (близько 13 МПа), а при потужності 250...300 МВт і вище – зверхкритичний тиск пари (звичайно 24 МПа).

Теплові електростанції розрізняються також по типу котельного агрегату, який застосовується. На ТЕС із докритичним тиском пари встановлюються переважно барабанні котли із природною циркуляцією. Такі ж котли за умовами надійності застосовують на ТЕЦ, особливо з великими



втратами конденсату у зовнішнього споживача. Прямоточні котли застосовуються на станціях із критичним і зверхкритичним тиском пари.

Відповідно до технологічної структури розрізняють блокові й неблокові ТЕС. При блоковій схемі кожна турбіна забезпечується паром тільки від «свого» котла. Система котел - турбіна в цьому випадку називається енергоблоком. Неблокові ТЕС мають загальні для всіх котлів магістралі перегрітої пари й живильної води.

Розглянемо технологічну схему виробництва електроенергії на вугільній ТЕС із паротурбінними установками (*рисунок 1*). Вугілля надходить зі складу 4 у систему пилотування 3, де воно подрібнюється, підсушується й розмелюється до пилоподібного стану. Розмелене паливо надходить у пальники 5, у яких змішується з повітрям і далі згоряє в топковій камері парового котла 6. Теплота, що виділилася в топці, передається в поверхнях нагрівання воді, що перетворюється спочатку в насичену, а потім перегріту пару, енергією якої приводиться в обертання ротор парової турбіни 13. В електричному генераторі 14, з'єднаному з турбіною,

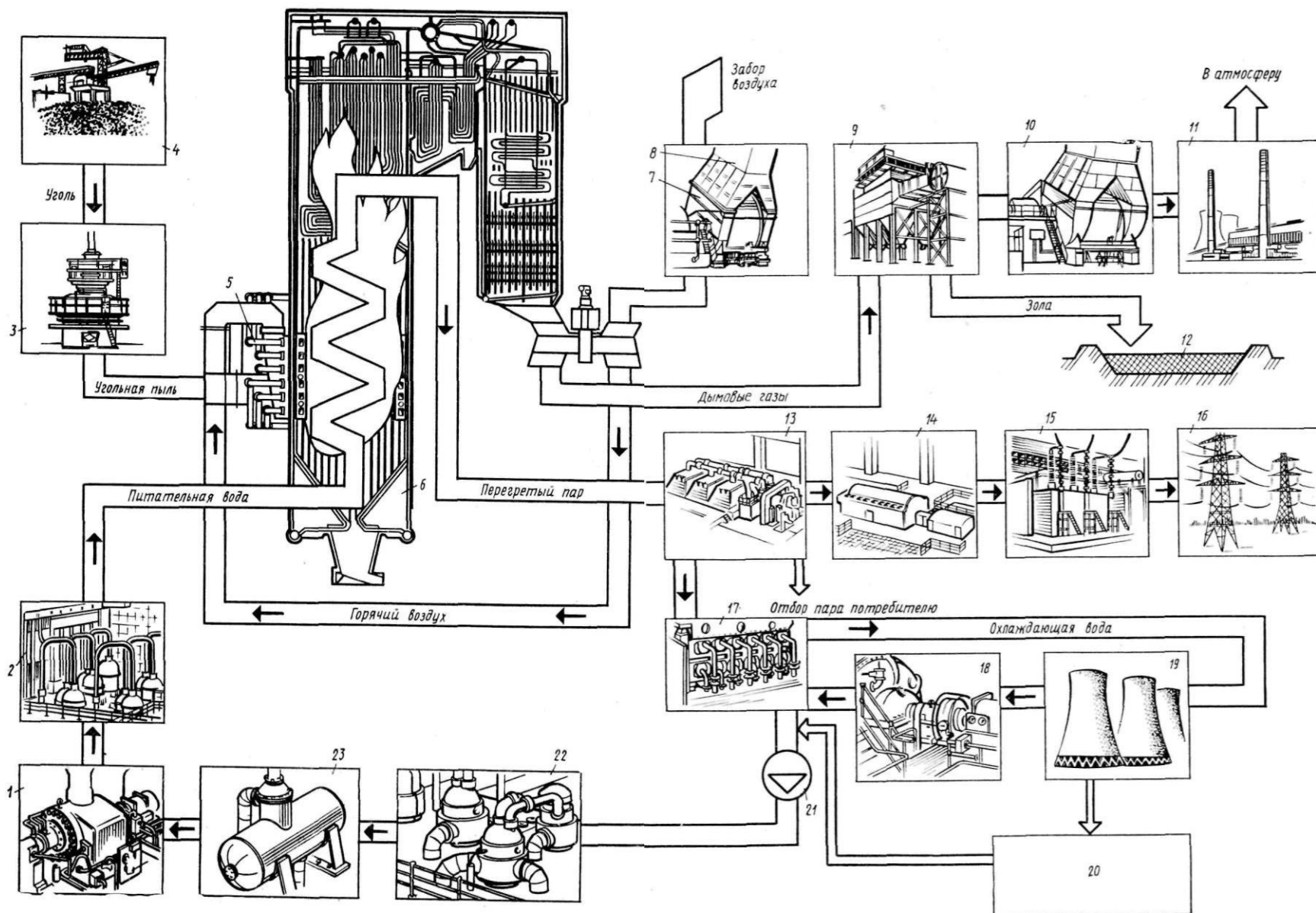


Рисунок 1 — Технологічна схема виробництва енергії на ТЕС

виробляється електрична енергія, що після підвищення напруги в трансформаторі 15 направляється по лініях електропередачі 16 до споживача.

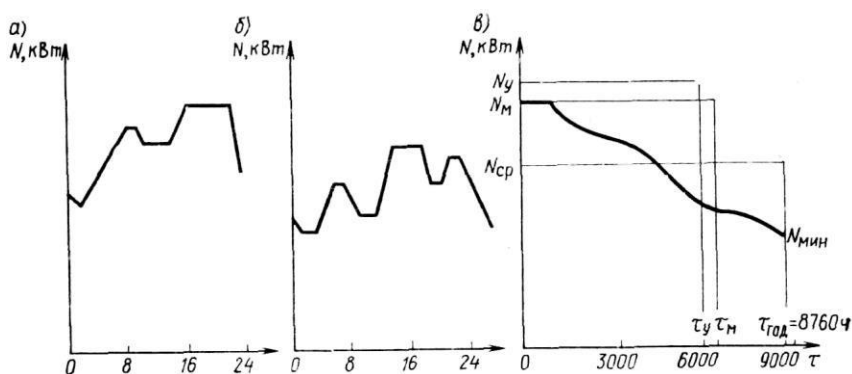
Повітря, необхідне для процесу горіння в топці, нагнітається дуттьовим вентилятором 8 і підігрівається теплотою димових газів у повітропідігрівнику 7. Продукти згоряння палива, пройшовши газовий тракт котла й віддавши свою теплоту поверхням нагрівання, надходять у систему очищення димових газів 9, а потім димососом 10 викидаються в димар 11 і розсіюються в атмосфері. Уловлена в системі очищення зола разом зі шлаками, що випадає в топковій камері, направляється на золовідвал 12.

Сучасні ТЕС проектуються зі шлакоблоковими заводами.

Пара, що відробила в турбіні 13, конденсується в конденсаторі 17 за рахунок відводу теплоти охолодною водою, що перекачується циркуляційним насосом 18 з охолоджувачів 19, у якості яких служать градирні, ставки-охолоджувачі або природні водойми (ріки, озера, водоймища). Конденсат відкачується з конденсатора насосом 21 і пропускається через систему підігрівників низького тиску 22, де нагрівається парою, яку відбирають із проміжних східців турбіни. Далі конденсат надходить у деаератор 23, у якому він звільняється від кисню й вуглекислоти. Деаерована вода живильним насосом 1 через систему підігрівників високого тиску 2 подається в котел 6, у результаті чого забезпечується замкнутий цикл руху робочого тіла. Втрати робочого тіла в циклі компенсуються очищеною в системі 20 підготовки додатковою водою.

### **Споживання електричної енергії.**

Характерною рисою електричних станцій є строга відповідність виробництва електричної енергії й теплоти її споживанню. Тому для забезпечення надійної роботи електростанції необхідно знати споживання енергії в часі, графічне зображення якого в плоскій системі координат (*рисунок 2*) називають *графіком навантаження*. Розрізняють добові, місячні й річні графіки навантажень.



**Рисунок 2 — Графіки навантажень електростанції протягом зимових (а) і літніх (б) діб й року (в)**

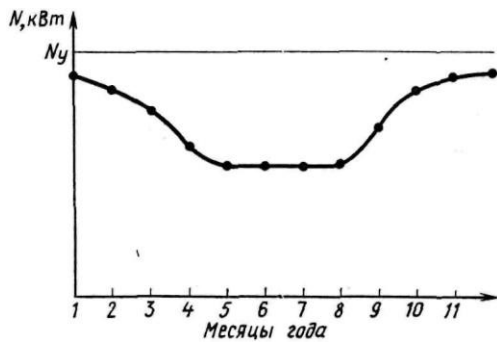
Форму графіка навантаження в значній мірі визначають види енергоспоживання. Промислове енергоспоживання за рахунок одно- і двозмінних підприємств знижується вночі й частково у вечірній час. Комунально-побутове споживання енергії значно ранком і ввечері, причому у вечірній час пік навантаження більше тривалий. Інтенсивність транспортних перевезень по міських електричних магістралях має явно виражений піковий характер у ранкові й передвечірні години. Вуличне освітлення має максимум уночі, коли інші навантаження незначні у порівнянні з денними. Добові графіки сільськогосподарського споживання енергії характеризуються відносно рівним навантаженням при сезонній зміні її абсолютної величини. *Графік добових навантажень* отримуємо шляхом погодинного додавання всіх споживачів району, що обслуговуються, за літні (червень) і зимові (грудень) дні. Зимовий графік (*рисунк 2, а*) має два піки, літній (*рисунк 2, б*) - три. Літні навантаження менше по абсолютній величині.

У *річному графіку* навантажень (*рисунк 2, в*) по осі абсцис відкладається тривалість навантаження  $\tau$  у годинниках за рік ( $\tau_{\text{рік}} = 8760 \text{ год.}$ ), а по осі ординат — навантаження  $N$ , кВт. Тривалість протягом року будь-якого навантаження визначають підсумовуванням його тривалості за 210 зимових й 155 літніх діб (для широти Київ). Площа під кривою графіка річної тривалості визначає сумарну річну потребу в електроенергії  $W_e$ . Якщо цю площу представити прямокутником зі стороною  $\tau_{\text{рік}} = 8760 \text{ год.}$ , то інша сторона дасть *середнє річне навантаження*  $N_{\text{ср}}$ , кВт. Якщо при такому поданні за сторону прямокутника взяти максимально необхідну потужність  $N_m$ , то його інша сторона буде еквівалентна *числу годин*  $\tau_m$  *використання на рік* *максимальної* потужності.

З врахуванням викладеного потребу в електроенергії визначають наступним виразом:

$$W_e = \int_{\tau=0}^{\tau_{\text{річне}}} N d\tau = N_{\text{ср}} \cdot 8760 = N_m \cdot \tau_m.$$

Річний графік місячних максимумів (*рисунк 3*) має сідлоподібний характер зі значним зниженням абсолютних величин навантажень у літні місяці. Різниця, що утворилася, між установленою *потужністю*  $N_y$  електростанції й необхідною поточною величиною навантаження використовується для виводу частини встаткування в ремонт.



**Рисунок 3 — Річний графік місячних максимумів**

Відношення кількості виробленої електроенергії за рік  $W_e$  до встановленої потужності електростанції  $N_y$  називають *числом годин використання встановленої потужності*  $\tau_v$  (див. **рисунок 2, в**), а відношення  $\tau_v/\tau_{\text{рік}}$  — *коефіцієнтом використання встановленої потужності*  $k_v$ .

$$\tau_y = W_e / N_y ; k_n = \tau_y / 8760 = N_{\text{ср}} / N_y .$$

Для забезпечення необхідної надійності в енергопостачанні

встановлена потужність електростанції  $N_y$  повинна перевищувати максимальну потужність  $N_m$ , необхідну споживачеві, на величину резерву.

Відношення  $k_p = N_y / N_m$  називають коефіцієнтом резерву. Він характеризує встановлену на електростанції надлишкову потужність і відіграє важливу роль при економічному аналізі енерговиробництва.

Розрізняють гарячий, холодний і ремонтний резерви. Під *гарячим* резервом розуміють запас потужності, який можна реалізувати, довантаживши або перевантаживши в дозволених межах працююче встаткування. *Холодний* резерв становить потужність наявних на електростанції й готових до роботи агрегатів, для запуску яких потрібний певний час. *Ремонтний* резерв становлять агрегати, що працюють замість виведеного в плановий ремонт устаткування.

Неможливість зберігання електричної енергії визначає безперервну рівність її виробітку й споживання. Для покриття планового навантаження споживачів складаються графіки роботи електростанцій. Якщо електростанція працює в енергетичній системі, то її електричне навантаження визначається графіком, що задається цією системою. Більшість енергосистем складається з різнотипних агрегатів. Для кожного значення сумарної потужності, споживаної в енергосистемі, існує оптимальний розподіл навантаження між агрегатами, що забезпечує найвищу економічність виробітку електроенергії. Виникаючі непланові відхилення навантажень розподіляються між електростанціями й окремими агрегатами. Таким чином, планові й непланові зміни навантаження споживачів викликають роботу значної частини енергетичного встаткування в змінних режимах, що включають роботу на знижених навантаженнях, повний останов у нічні години, перевантаження в періоди максимального споживання й ін. Одним зі шляхів підвищення економічності виробітку електроенергії при змінних навантаженнях є використання високоманевреного встаткування.

Під *маневреністю ТЕС* розуміють здатність підтримувати й виконувати графік електричного навантаження. Маневреність містить у собі наступну сукупність техніко-економічних характеристик устаткування: швидкість зміни навантаження, діапазон зміни потужності, здатність швидкого пуску й останову, прийнятну економічність роботи при часткових навантаженнях.

*Припустимі швидкості зміни навантаження* залежать від зміни температурного режиму окремих елементів і деталей устаткування й виникаючих у зв'язку із цим температурних напруг, які, діючи спільно зі статичними напругами, не повинні перевищувати припустимих значень. Швидкість навантаження енергоблоку визначається як турбіною, так і котлом, а турбіни- в основному способом регулювання її потужності. Припустима швидкість зміни навантаження котла залежить від його типу.

*Діапазон зміни навантаження* характеризується мінімальним

навантаженням енергоблоку, що визначається в основному котлом і залежить від його типу, конструкції топки, виду палива, що спалюється. Барабанні котли на газі або мазуті допускають зниження навантаження до 20% від номінальної, а прямоточні - до 40...50%.

При часткових навантаженнях у діапазоні 50...100% від номінальної економічність енергоблоку знижується в основному через зменшення ККД турбоустановки. При зниженні навантаження менш 50% від номінальної істотно зменшується ККД котла й відносно зростає витрата електроенергії на власні потреби.

*Основними пусковими характеристиками* встаткування є тривалість пуску й витрата палива на пуск. Вони залежать від пускової схеми, вихідного теплового стану встаткування і його конструкції, параметрів пари, способів пуску й останову. Витрата палива на пуск, наприклад блоку 300 МВт, може досягти 120...150 т.

У кожному графіку навантаження розрізняють базову, напівпікову (слабозмінну) і пікову (різкозмінну) частини. У базовій частині графіка навантаження працюють найбільш економічні ТЕС, АЕС і ГЕС у період скидання паводкових вод. Для цих електростанцій використання максимуму навантаження становить 6000... 7500 год. на рік. Для агрегатів, що покривають слабозмінну й пікову частини навантаження, це число становить відповідно 2000 ... 6000 й 500 ... 2000 год. на рік. Причому слабозмінній пікова частини навантаження з розвитком електропостачання збільшують свою питому вагу, а відношення мінімального навантаження  $N_{min}$  до максимального  $N_m$  (див. **рисунок 2, в**) має тенденцію до зниження. У зв'язку із цим виникла необхідність переведення у напівпіковий режим існуючих КЕС і ТЭЦ, що раніше працювали в базовій частині. Але ці верстати не в змозі забезпечити повністю покриття змінного графіка електричного навантаження, і тому розроблені й вводяться в експлуатацію спеціальні *напівпікові* й *пікові* агрегати, що володіють високими маневреними характеристиками й здатні підтримувати й виконувати будь-які графіки навантажень. Крім того, використовуються інші способи покриття піків електричних навантажень: використання резерву потужності й тимчасових перевантажень паротурбінних блоків, що працюють у режимах частих пусків й остановів; використання ГЕС; застосування станцій, що гідроакумулюють, і ін.

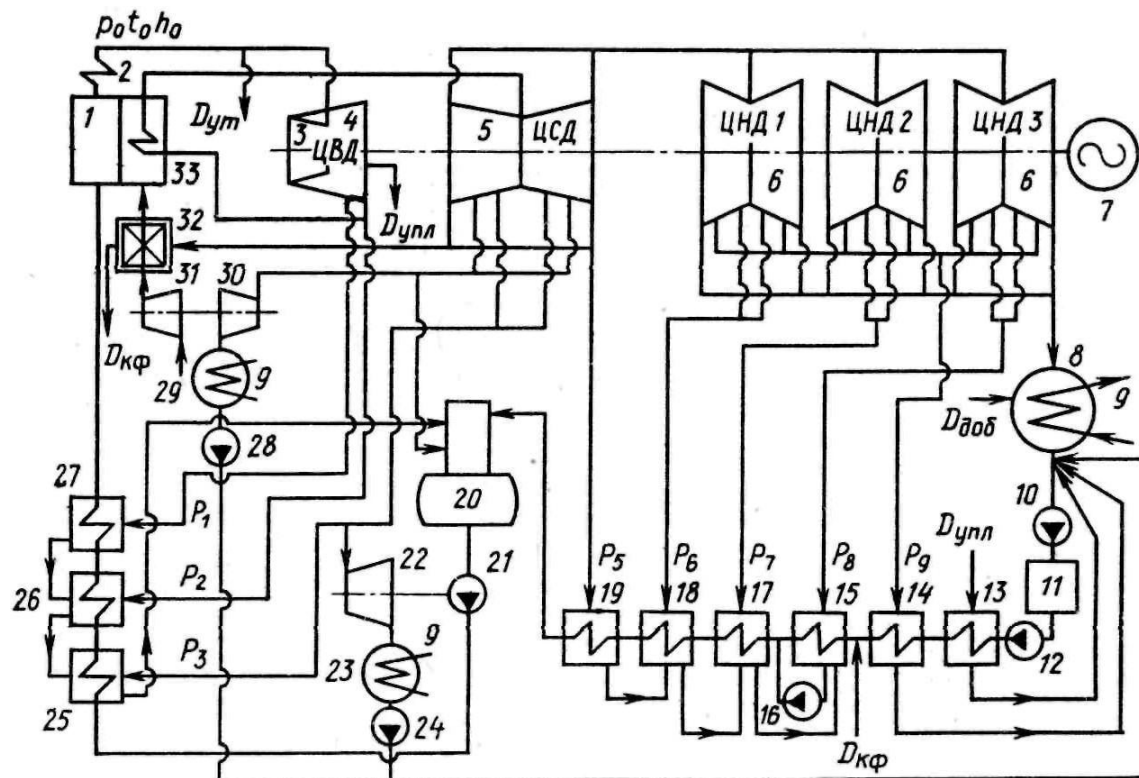
### ***Теплова схема ТЕС на органічному паливі***

Розрізняють повну й принципову теплову схему ТЕС. Повна теплова схема включає все наявне встаткування, що з'єднує його лінії й арматури. *Принциповою тепловою схемою ТЕС називають* схематичне зображення сукупності основного теплового встаткування (парові котли, турбіни, конденсатори, теплообмінники й ін.), з'єданого трубопроводами, що

транспортують основні потоки теплоносіїв (пари й води). У цій схемі не зображується резервне й однотипне встаткування, лінії, що дублюють, допоміжне устаткування, трубопроводи, арматури.

Як приклад розглянемо принципову теплову схему конденсаційної електростанції з потужним енергетичним блоком, що складається із прямооточного парового котла 1 (рисунк 4) і п'ятициліндрової турбіни 3 + 4 + 5 + 6, механічно пов'язаної з генератором 7. Після пароперегрівника котла

2 свіжа пара надходить у внутрішній корпус 3 циліндра високого тиску (ЦВД), де спрацьовується частина теплоперепаду, а потім переходить у зовнішній корпус ЦВД 4, у якому відбувається його подальше розширення. Після підігріву в проміжному підігрівнику 33 пара направляє у двопотоковийциліндр середнього тиску(ЦСД) 5, потім - у три двопотоковихциліндри низького тиску (ЦНД) 6. Після розширення в проточній частині турбіни пара надходить у конденсатор 8, де за рахунок охолодження циркуляційною (охолодною водою 9, перетворюється в рідину-конденсат, що насосами 10 прокачується через установку, що знесолює 11 і далі насосом 12 через теплообмінники 31...15 й 17...19 подається в деаератор 20. Рідина, що протікає на ділянці від конденсатора до деаератора, прийнято називати конденсатом, а після видалення з неї агресивних газів на ділянці від деаератора до котла - живильною водою.



$D_{ут}$  — витоки пари;  $D_{кф}$  — конденсат граючої пари калорифера;  $D_{упл}$  — витоки пари через ущільнення турбіни;  $D_{доб}$  — додаткова вода

**Рисунок 4 — Принципова теплова схема КЕС**

Живильна вода насосом 21 через регенеративні підігрівники високого



тиску 25...27 подається в котел 1. Живильний насос 21 приводиться в дію допоміжною турбіною 22 зі скиданням пари, що відробила, у власний конденсатор 23. Конденсат спеціальним насосом 24 подається в усмоктувальну лінію конденсатного насосу 10.

Система регенеративного підігріву живильної води має вісім східців підігріву. У підігрівники високого тиску 25...27 пара надходить зі ЦВТ і ЦСТ турбіни, а в підігрівники низького тиску - в основному з відборів ЦНТ. Конденсат цієї пари в системі регенерації високого тиску каскадно(послідовно) зливається з одного підігрівника в інший, а потім у деаератор. У системі регенерації низького тиску каскадний злив здійснюється до другого по ходу конденсату підігрівника 15. Після нього спеціальний (зливальний) насос 16 повертає конденсат у лінію основного конденсату, що надходить у підігрівник 17. З підігрівника 14 конденсат пари, що гріє, зливається в усмоктувальну лінію конденсатного насосу 10. Перед

надходженням у систему регенерації конденсат нагрівають підігрівником 13, куди направляються протечки пари через лабіринтові ущільнення турбіни, умовно показані зі ЦВТ.

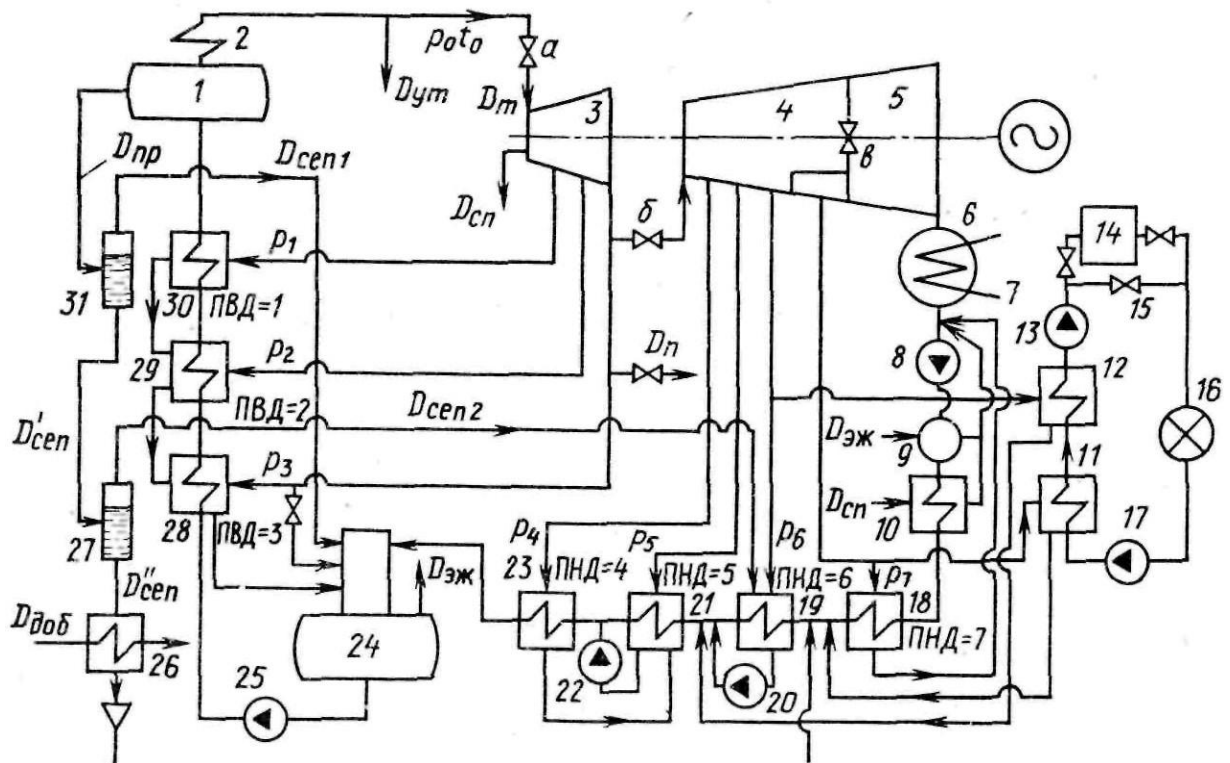
Повітря, необхідне для горіння, повітродувкою 31 через калорифери 32 подається в повітропідігрівник котла. На калорифер пара надходить із регенеративного відбору, а його конденсат подається в лінію основного конденсату між підігрівниками 14 й 15. Привод повітродувки здійснюється допоміжною турбіною 30, що має власний конденсатор 29. Пара на цю турбіну надходить із відбору ЦСТ, а конденсат насосом 28 подається в усмоктувальну лінію насоса 10.

Принципова теплова схема ТЕЦ із турбіною, що має два регульованих відбори, наведена на *рисунку 5*. Пара з котла 1 через пароперегрівник 2 надходить у турбіну, що має частину високого тиску 3, середнього 4 і низького 5. Після розширення в проточній частині турбіни пара надходить у конденсатор 6, охолоджуваний циркуляційною водою 7. Конденсат, що утворився, конденсатним насосом 8 прокачується через тракт системи регенерації низького тиску в деаератор 24, що обігрівається парою зі ЦВТ турбіни. Потоки, що змішуються в деаераторі, утворюють живильну воду, що живильним насосом 25 через підігрівники 28...30 тракту системи регенерації високого тиску подається в котел.

Система регенерації складається з 7 підігрівників. З підігрівників високого тиску 28...30 конденсат гріючоїпарикаскадно зливається в деаератор 24. У тракті до деаератора каскадний злив виконаний тільки з підігрівника 23 у підігрівник 21, після якого зливальний насос 22 подає конденсат у лінію між цими підігрівниками. У цю ж лінію зливальним насосом 20 подається конденсат гріючоїпариз підігрівника 19. З підігрівника 18 конденсат подається в усмоктувальну лінію конденсатного насоса 8.

Тракт системи регенерації низького тиску містить сальниковий підігрівник 10 й охолоджувач ежекторної пари 9, утилізуючинизькопотенційні витоки пари  $D_{сп}$  через лабіринтові ущільнення турбіни й пароповітряної суміші  $D_{эж}$  з ежектора. Конденсат із цих підігрівників надходить до конденсатного насосу 8.

У розглянутій тепловій схемі передбачена двоступінчаста утилізація теплоти продувної води в розширниках безперервної продувки 31, 27, які по парі з'єднані з відповідними по тиску точками теплової схеми, а засолена вода через теплообмінник 26, що підігріває додаткову воду, скидається в каналізацію.



$D_{ут}$  — витоки пари;  $D_{пр}$  — продувка котла;  $D_{сеп1}$ ,  $D_{сеп2}$  — пара із сепаратора;  $D'_{сеп}$  — продувка сепаратора;  $D''_{сеп}$  — витік води із сепаратора,  $D_{доб}$  — додаткова вода;  $D_{п}$  — пара споживачеві;  $D_{сп}$  — витоки пари через ущільнення турбіни;  $D_{эж}$  — пара на ежектор

**Рисунок 5 — Принципова теплова схема ТЕЦ**

Передбачено регулювання витрати пари в турбіну. Регулювальними органами **бів** можна змінювати витрату пари в регульовані відбори ЦВТ 3 і ЦВТ 4. Пара з відбору ЦВТ 3 надходить на виробництво  $D_{п}$ , на деаератор й на підігрівник 28. Пара з відбору ЦВТ 4 надходить у систему регенерації й на мережну установку 11, 12.

Мережна установка призначена для відпустки споживачеві 16 теплоти на потреби опалення й гарячого водопостачання. Мережна вода прокачується через підігрівники 11, 12 мережними насосами першого 17 і другого 13 підйому й через перемичку 15 надходить до споживача 16. У мережній установці східчастий підігрів води викликаний необхідністю якісного (східчастого) регулювання температури й, отже, кількості теплоти, що відпускається споживачеві, при незмінній витраті води. При низьких зовнішніх температурах повітря є можливість догрівати воду в піковому водогрійному котлі 14. Конденсат граючої пари з мережних підігрівників 11, 12 зливається у відповідні по температурі точки теплової схеми.

Розглянуті принципові теплові схеми є типовими. Зміст у них елементів може варіюватися на конкретних ТЕС, а схеми їхнього включення в основний тракт і взаємозв'язок з іншими елементами визначаються умовами економічності, надійності, ремонтпридатності, зручності в експлуатації й

інших умовах.

### ***Устаткування ТЕС***

Устаткування на паротурбінних ТЕС розділяють на основне й допоміжне. До *основного устаткування* відносять парові котли, турбіни, конденсатори, теплообмінники, електричні генератори. *Допоміжне устаткування* включає систему технічного водопостачання, насоси, тягодуттьові установки, механізовані склади твердого палива, системи пілоготування, золовловлення й золовидалення, для підготовки додаткової води й очищення конденсатора й ін.

*Насосне устаткування.* У теплову систему ТЕС входять конденсаторні, зливальні, живильні, бустерні й циркуляційні насоси.

Через *циркуляційні насоси* КЕС (див. ***рисунок 4***) проходять великі потоки охолодної води для створення кратності охолодження в конденсаторі 40...60 кг/кг. При цьому не потрібно великого напору, тому що скидання води після конденсатора здійснюється найчастіше по самопливних каналах. Цим умовам задовольняють пропелерні вертикальні насоси, у яких регулювання продуктивності здійснюється поворотом лопатей.

На ТЕЦ потоки пари в конденсатор малі, кількість охолодної води незначна і як циркуляційні насоси застосовують відцентрові (радіальні) насоси.

*Конденсатні насоси* 10 (див. ***рисунок 4***), 8 (див. ***рисунок 5***) повинні забезпечити напір, достатній для подолання опору тракту системи регенерації низького тиску й призначені для подачі конденсату в основну лінію.

*Мережні насоси*, що перекачують воду до споживача теплоти, виконуються, як правило, у вигляді двох груп 13 й 17 (див. ***рисунок 4, 5***). Друга група насосів працює на зворотній мережній воді й має напір, необхідний для подолання опору мережної установки. Напір мережних насосів першої групи залежить від довжини трубопроводів, рельєфу місцевості. По абсолютній величині він значно більше, ніж у насосів другої групи.

Всі перераховані насоси ГЕС мають електропривод й, як правило, виконуються без регулювання частоти обертання.

Найбільш складні у виконанні й експлуатації *живильні насоси*, призначені для подачі води в котел. Значний тиск води на виході забезпечується багатоступінчастою конструкцією проточної частини насоса, а більша продуктивність і компактність - виконанням насоса швидкохідним. Крім того, живильний насос повинен бути регульованим для забезпечення роботи котла у всьому діапазоні навантажень. Приводом живильних насосів може бути електродвигун або парова турбіна. Потужності сучасних енергетичних блоків такі, що на привод живильних насосів потрібно

витрачати 9...30 МВт. На такі потужності немає електродвигунів і тому як приводний агрегат застосовуються парові турбіни 22 (див. *рисунок 4*).

Вода надходить у живильний насос із деаератора, де підігривається до температури насичення при його робочому тиску. Перекачування такої води може супроводжуватися небажаними явищами: кавітацією й запарюванням. *Кавітація* виникає при зниженні тиску на вході в насос, вода, що перекачується, коли, виявляється перегрітою. Це стан нестабільний і при будь-якому динамічному впливі вода частково скипає, утворюючи парову й рідку фазу. При наступному підвищенні тиску парові пухирці конденсуються й у результаті утворюються ударні хвилі, які є причиною вібрації, шуму, зниження ККД насоса. При тривалій роботі насоса в такому режимі робочий орган може зруйнуватися. З появою рідині, що перекачується, порожнин, заповнених паром, зв'язане явище *запарювання* насоса, коли пухирці пари поєднуються у великі пухирці, що повністю або частково перекривають живий перетин каналу, і подача робочого середовища припиняється.

Сучасні насоси для перекачування нагрітих рідин проектуються з урахуванням цих явищ і виникнення запарювання в ньому малоімовірно. Поява кавітації все-таки можлива через наявність у робочому каналі місцевих знижень тиску за гострими кромками, при поганому обтіканні, дефектах обробки деталей. Для запобігання кавітаційних явищ підвищують тиск живильної води на вході в насос до значень, що виключають кавітацію. Раніше це досягалось установкою деаераторів на оцінках, більше високих відносно живильних насосів. Тепер таким шляхом забезпечити противокавітаційний запас тиску не вдається, тому що живильні насоси розміщують на оцінці 4...6 м по висоті, а розташування деаераторів обмежують оцінками 14...20 м. У цих умовах створення противокавітаційних запасів тиску забезпечується насосом (бустерним), що підкачує, розташованим між деаератором і живильними насосами. Ці насоси мають окремий електропривод, або привод від турбіни живильного насоса через редуктор. В останньому випадку бустерні насоси становлять невід'ємну частину живильних насосів.

*Підігрівачі.* У тепловій схемі ТЕС використовуються регенеративні підігрівачі високого й низького тисків і мережні підігрівачі 11, 12 (див. *рисунок 5*).

*Підігрівачі низького тиску (ПНТ)* найчастіше виконуються поверхневими. Вони можуть бути також горизонтальними. Звичайно так виконуються мережні підігрівачі для відпустки великої кількості теплоти, яким потрібна розвинута поверхня нагрівання.

Підігрівачі високого тиску (ПВТ) пропускають через себе усю кількість живильної води. Параметри грючогой нагріваємого середовища

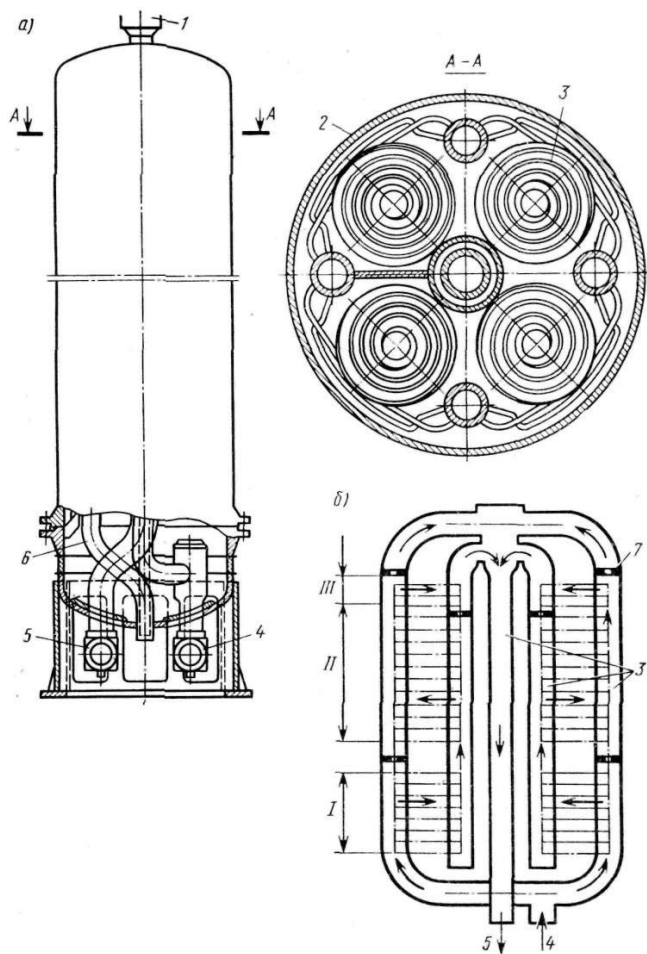
розрізняються. Все це пред'являє до підігрівників ряд вимог, що ускладнюють їхню конструкцію, збільшують габарити й виникає необхідність доповнення їх пристроями спеціального призначення. *Нарисунку 6*, а показана конструкція ПВТ із колекторною системою. У корпусі розташована трубна система нагрівача, що складається із чотирьох вертикальних стояків-колекторів, між якими розташовані нагрівальні спіралі, і вертикальні центральні труби, що відводять. Усередині стояків установлені перегородки й дросельні шайби, що забезпечують рух живильної води, показані на *рисунку 6, б* стрілками.

Гріюча пара надходить у підігрівник по трубопроводу зверху й рухається назустріч живильній воді, що нагрівається. Паровий простір підігрівника, зайнятий граючою парою, конструктивно розділений на тризони: верхня зона, куди надходить найбільш гаряча пара, називається охолоджувачем пари, середня - властиво підігрівником, де відбувається конденсація пари, і нижня - охолоджувач конденсату.

В охолоджувачі пари живильна вода відбирає від пари, що надходить, теплоту перегріву. Для цього в паровому просторі охолоджувача розташовано безліч перегородок, які забезпечують тривалий контакт перегрітої пари й живильної води.

Пройшовши охолоджувач, пара надходить у підігрівник, де відбувається конденсація пари й передача теплоти конденсації живильній воді. Конденсат, що утворився, має температуру насичення, що значно вища температури живильної води, що надходить. Тому для більш повного використання теплоти конденсату він направляється в охолоджувач конденсату. Охолоджений конденсат направляється або в підігрівник з більш низьким тиском, або в деаератор.

Регенеративні підігрівники обов'язково обладнуються показчиками рівня конденсату граючої пари, системами сигналізації й захисту від перевищення його рівня. Заповнення підігрівника водою може привести до її влучення в турбіну, що неминуче викличе важку аварію. Особливо небезпечно переповнення підігрівника високого тиску, що може бути наслідком розриву трубок живильної води.



1 - підведення граючої пари; 2 - корпус; 3 - колектори живильної води; 4, 5 - підведення й відведення живильної води; 6 - відведення конденсату граючої пари; 7 - дросельна шайба;  
I, II, III - перший, другий і третій ходи живильної води.

**Рисунок 6 — Регенеративний підігрівник (а) високого тиску й схемаруху живильної води (б)**

Водопостачання. Основними споживачами води на ТЕС є конденсатори парових турбін (для цієї мети витрачається 92...96% загальної кількості води), газоохолоджувачі електричних генераторів (2...4%), маслоохолоджувачі (1...2%), система охолодження підшипників обертових механізмів (0,3...0,8%), гідротранспорт води й шлаків (0,1...0,4%), водопідготовка (0,05...0,8%). Застосовуються прямоточна, оборотна й змішана система водопостачання.

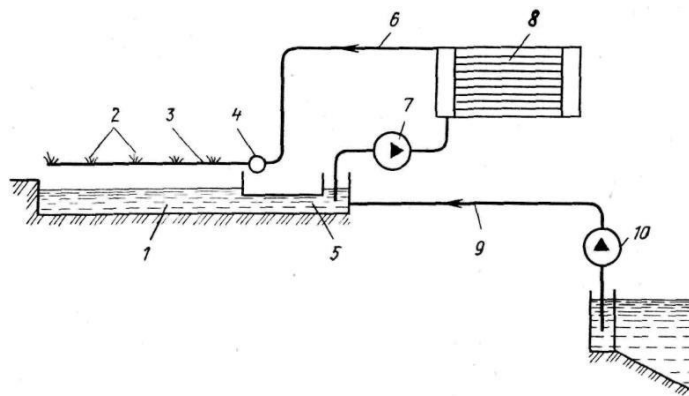
Найбільш простою є прямоточна система водопостачання. Вона припускає наявність у районі електростанції природного джерела води (ріки, озера, моря) з прибутком, який у три-чотири рази перевищує потребу в охолодній воді. Вода надходить на електростанцію по водопроводах або спеціальному каналі, а потім циркуляційними насосами подається до конденсаторів турбін й інших споживачів. Скидання води відбувається під залишковим тиском тими ж насосами нижче за течією (якщо джерелом води є

ріка) або у вилучене від водозабору місце (якщо озеро або море).

При відсутності джерела води з великим прибутком той самий запас води використовується багаторазово. Таку систему водопостачання називають оборотною. У неї входять охолоджувач води, водопроводи, що підводять і скидають й циркуляційні насоси. Як охолоджувачі використовуються водоймища-охолоджувачі, бризкальні басейни та градирні.

Охолодження води у водоймищах відбувається за рахунок часткового її випару й конвективного теплообміну. Забір і скидання води для потреб електростанції проводиться у відокремлених один від одного місцях водойми. Перевагами водоймищ-охолоджувачів є мала витрата води на відшкодування її втрат, низька температура води взимку, гарні умови водозабору. Недоліком таких схем є великі площі, що вимагаються для охолодження води (орієнтовно 8...10 м<sup>2</sup> на 1 кВт установленної потужності), необхідність спорудження греблі.

Штучний охолоджувач виконується у вигляді *бризкальних пристроїв (малюнок 7)*.



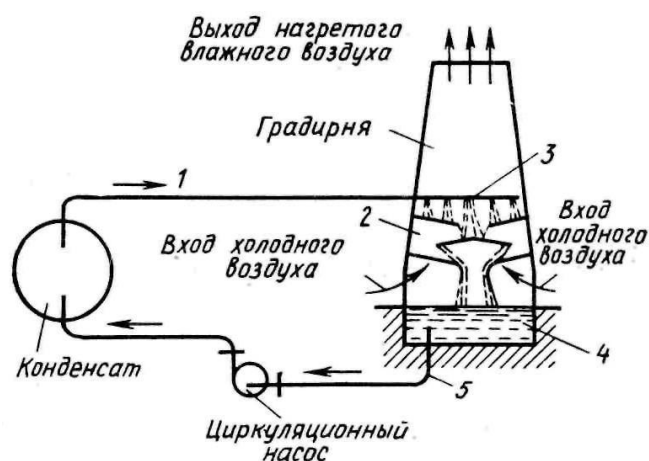
1 - водозбірний басейн; 2 - сопла, що розприскують; 3 - розподільний трубопровід; 4 - колектор, 5 - канал, що підводить; 6 - напірний трубопровід нагрітої води; 7 - циркуляційний насос; 8 - конденсатор турбіни; 9 - трубопровід додаткової води; 10 - насос додаткової води

**Рисунок 7 — Система оборотного водопостачання із бризкальною установкою**

Розбризкування води в них відбувається за допомогою сопл за рахунок напору насосів. На 1 кВт установленної потужності потрібно 0,1...0,2



м<sup>2</sup> площі басейну. Перевагою бризкальних басейнів є простота конструкції й невелика вартість, а недоліками - менший у порівнянні з водоймищами-охолоджувачами ефект охолодження, велике віднесення води, що приводить до зволоження, а в зимовий час - до зледеніння місцевості в радіусі до 200 м. Часто як охолоджувачі в системі оборотного водопостачання використовують *градирні (рисунок 8)*, що дозволяє підвищити компактність споруджень електростанції. Бувають градирні й зі штучною тягою, де більш інтенсивний рух повітря досягається за допомогою вентилятора. Охолоджена вода з басейну 4, розташованого у основині градирні надходить до циркуляційних насосів, якими прокачується через конденсатори й повертається в зрошувальний пристрій.



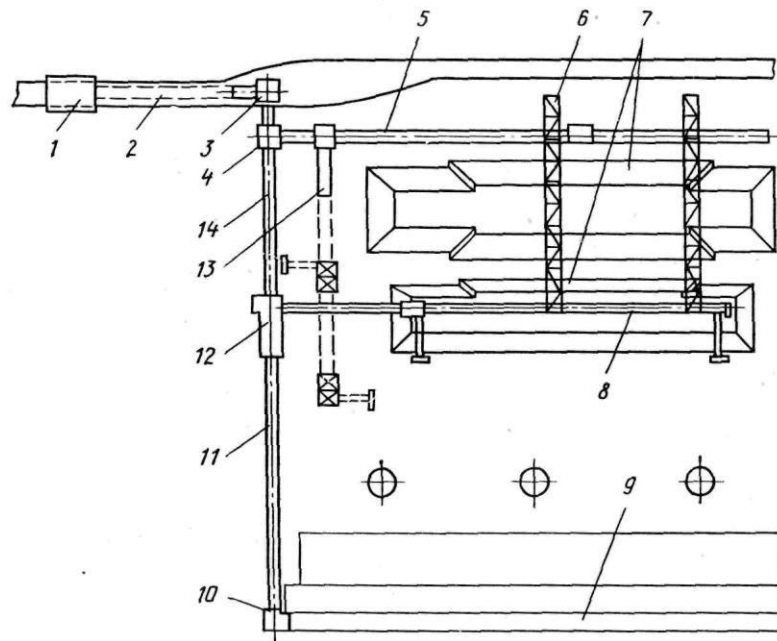
1,5 - підведення й відведення охолодної води; 2 - зрошувальний пристрій, 3 - розподільна жолоба; 4 – скидальний басейн охолодної води

**Рисунок 8 — Система оборотного водопостачання із градирнею**

Основною перевагою градирень у порівнянні з водоймищами - охолоджувачами є компактність при доброму ефекті охолодження. Питома площа градирень становить 0,01...0,02 м<sup>2</sup>/кВт.

*Паливне господарство.* Паливне господарство ТЕС служить для розвантаження, зберігання, транспортування й готування до спалювання палива, що потрапляє на електростанцію. На сучасних електростанціях обслуговують паливне господарство до 20% усього персоналу ТЕС.

Структура паливного господарства й застосовуване встаткування залежать від виду палива. Найбільш складним і дорогим є господарство для спалювання твердого палива (рисунок 9).



1 – розвантажувальний пристрій; 2, 5, 8, 11, 13, 14 – конвеєри; 3, 4, 10 – вузли пересипання; 6 – грейферний кран-перевантажувач; 7 – штабелі; 9 – бункерна галерея

**Рисунок 9 — Технологічна схема паливоподачі на електростанції великої потужності**

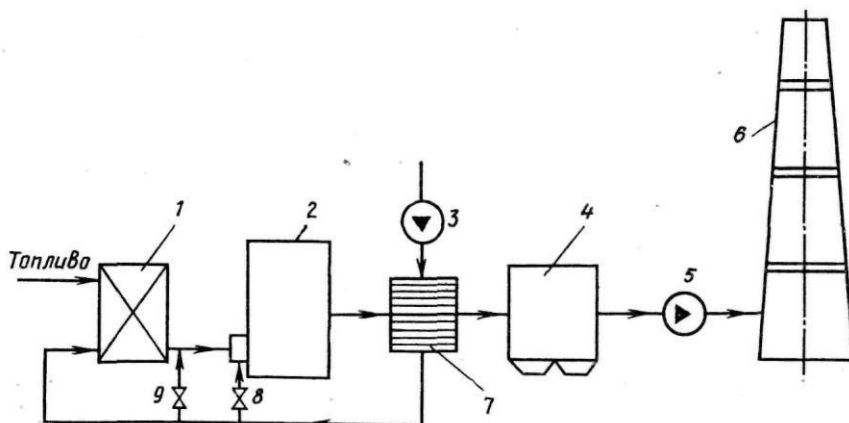
Вугілля на ТЕС звичайно доставляється залізничним транспортом. Вагони з паливом розвантажуються в розвантажувальному пристрої 1. Для забезпечення навантаження палива є пристрої, що розморожують, вагоперекидачі, механічні розпушувачі, вібратори. Вугілля попадає в прийомні бункери, закриті зверху ґратами. Затримані ґратами великі шматки подрібнюються спеціальними пристроями. З бункерів стрічковими живильниками вугілля подається на конвеєр 2, яким доставляється у вузол пересипання 3 і далі за допомогою конвеєра 14 - у дробильний корпус 12. Після здрібнювання в молоткових або хвильових дробарках вугілля надходить через конвеєр 11 у вузол пересипання 10 головного корпусу електростанції, а відтіля перевантажується на конвеєри бункерної галереї 9, з яких скидається по бункерах млинів котельних агрегатів.

Із дробильного корпусу вугілля, минаючи млина, може також надходити через конвеєр 8 на склад, де він грейферним краном-перевантажувачем 6 укладається в штабелі 7. Ємність складів вугілля дорівнює 30-добовій витраті його котлами електростанції. Якщо електростанція розміщена на відстані до 100 км від місця видобутку вугілля, ємність складу зменшується вдвічі. Строк зберігання бурого і кам'яного вугілля із виходом летучих речовин більше 13 % не перевищує півроку,

худого вугілля - до 1 року, антрациту - до 2 років. Зі складу вугілля по конвеєрах 13 або 5 надходить у вузол пересипання 4 і далі в дробильне приміщення 12.

*Газоповітряний тракт.* Парові котли вимагають великої кількості повітря для спалювання палива, при якому утворюється ще більше продуктів згоряння. Сукупність газоповітропроводів і теплообмінних поверхонь нагрівання, тягодуттьових машин і золоуловлювачів, димаря й зовнішніх газоходів становлять газоповітряний тракт ТЕС. До його особливостей відносяться: складність конфігурації й великі перетини газоповітропроводів, можливість виникнення аеродинамічних пульсацій і шуму при невідальному конструктивному виконанні.

Найпростіша принципова схема газоповітряного тракту ТЕС наведена на *рисунку 10*. Повітря до котла 2 подається дуттьовим вентилятором 3, що створює необхідний напір для подолання максимального опору повітряного тракту. Причому після повітропідігрівника 7 потік повітря розділяється на дві частини: первинний, вступник у систему пилотування 1 як сушильний агент і через дросель 9 для транспортування палива в топці, і вторинний, що направляє через дросель 8 безпосередньо до пристроїв для спалювання палива. Продукти згоряння палива охолоджуються в повітропідігрівнику 7, очищаються від золи в золоуловлювачах 4 і димососом 5 викидаються через димар 6 в атмосферу. Видалення продуктів згоряння може в окремих випадках проводитися за рахунок природної тяги димаря.



**Рисунок 10** — Принципова схема газоповітряного тракту

Напір, що повинна розвивати тягодуттьова машина, визначається аеродинамічним опором відповідного тракту. Максимальний опір повітряного тракту складається з опору повітропроводів, повітропідігрівника й пристроїв для спалювання палива. Опір газового тракту містить у собі опір всіх його ділянок, починаючи з верхньої частини топки й кінчаючи димарем.

Розрахункова продуктивність дуттьового вентилятора (подача) визначається кількістю повітря, необхідного для горіння, з урахуванням коефіцієнта надлишку повітря в топці, присосів повітря й витоків у тракті. Розрахункова продуктивність димососа визначається кількістю продуктів згоряння з урахуванням присосів повітря.

Вибір тягодуттьових машин проводиться із запасом 10% по продуктивності й 15...20% - по напору стосовно значень, обумовлених при розрахунку котла.

*Трубопроводи й арматури.* Трубопроводи електростанції служать для переміщення робочого тіла між окремими агрегатами технологічної схеми. Трубопроводи складаються із труб і засобів з'єднання їх між собою, фасонних частин, захисних пристроїв й убудованих елементів контрольно-вимірювальних приладів, опор, підвісок й опорних конструкцій.

Трубопроводи мають фасонні частини: відводи, трійники й хрестовини, переходи, компенсатори. Для низьких параметрів теплоносія використовуються лінзові або сальникові компенсатори, а для високих параметрів виняткове застосування мають П- і ліровидні компенсатори. На кожному трубопроводі є пристрої, що забезпечують можливість його правильного заповнення, прогріву, спорожнювання (повітряники, дренажі).

Всі трубопроводи, що працюють при температурах вище 50°C у приміщеннях і вище 60°C поза ними, ізолюються матеріалами з теплоізоляційними властивостями, що зберігаються при тривалому впливі високих температур. На станціях трубопроводи мають маркіроване фарбування й розмітку залежно від роду робочого тіла, його параметрів, стану, напрямку руху.

Трубопровідні арматури розділяється на наступні види:

- *запірну* (крани, клапани, засувки, поворотні затвори), призначену для періодичного включення або відключення потоку робочого тіла;
- *регулюючу* (регулювальні клапани, клапани, регулятори рівня) для зміни або підтримки тиску, температури, рівня й витрати середовища;
- *контрольну* (пробно-спускні крани й покажчики рівня) — для спостереження за рівнем і наявністю робочого тіла.

Арматури бувають із приводом (ручним, механічним, електричним, електромагнітним, пневматичним або гідравлічним) і автоматична, діюча від самого робочого середовища або зміни його параметрів.

## **Висновок.**