

## ЛЕКЦІЯ 7

### ЕФЕКТИВНІСТЬ ЕНЕРГОЗБЕРЕЖНИХ ПРОЕКТІВ

*Мета лекції – усвідомити основні положення комплексних рішень з оцінки ефективності використання електроенергії та палива.*

#### 7.1. Основні положення

Для підприємств критерієм оцінки економічної ефективності енергозбережних проектів є прибуток, який вони одержують після їх впровадження. Для країни за такої критерій доцільно прийняти інтегральний натуральний показник, наприклад, рівень зниження енергоємності національного доходу.

Для зручності аналізу рішення з підвищення енергоефективності класифікують за групами (залежно від їх спрямованості) на пряму, непряму, балансову і структурну економію ПЕР.

Енергозбережні проекти і технології в основному розраховані на пряму економію енергоресурсів та зниження величини витрат і втрат електроенергії при її виробництві та передачі. Найефективнішими при цьому є такі заходи:

- застосування вдосконалених процесів при виробництві електроенергії та спалюванні палива;
- заміна енергоємних процесів на маловідходні та енергозбережні технології;
- демонтаж застарілого і неекономічного обладнання та впровадження нового, більш енергоефективного;
- удосконалення структури енергоспоживання підприємств за рахунок використання ефективних і якісних енергоносіїв, оптимізації енергетичних потоків, теплових схем і технологічних процесів;
- підвищення енергетичного ККД технологічних агрегатів за рахунок покращення організації технологічних процесів і режимів роботи, скорочення їх простоїв, зменшення непродуктивних витрат енергоресурсів, удосконалення процесу спалювання палива, застосування рекуперації, регенерації тепла, рециркуляції енергоносіїв, проміжних підігрівів тощо;
- комбінування процесів, коли енергетичний потенціал продуктів на виході одного технологічного процесу або потоку безпосередньо використовується в іншому (наприклад, тепловміст (ентальпія) чавуна – в сталеплавильному агрегаті, ентальпія нафтопродуктів первинної переробки нафти – на установках вторинної переробки тощо);
- використання вторинних енергетичних ресурсів, які утворюються в одних технологічних установках і процесах для інших агрегатів і процесів.

Залежність прибутку підприємства від витрат і результатів, пов'язаних з реалізацією енергозбережних технологій, визначається співвідношенням чинників, які позитивно і негативно діють на показники економічної діяльності підприємства.

До основних чинників, що *сприяють зростанню прибутку* підприємства, відносять:

- збільшення продуктивності технологічного устаткування при реалізації заходів з підвищення енергоефективності;
- зниження енерговитрат на одиницю продукції, що виробляється, підвищення її якості та, як наслідок, зростання обсягу реалізації;
- економія енергоресурсів, що сприяє зниженню матеріальних витрат і собівартості виробленої продукції;
- зменшення платежів за забруднення навколишнього середовища у зв'язку із зменшенням обсягу ПЕР (у першу чергу палива).

До чинників, що *знижують рівень прибутку*, можна віднести:

- можливе збільшення вартості основних фондів підприємства;
- зростання матеріальних (незважаючи на економію енергоресурсів) і експлуатаційних витрат на підтримання енергозберігаючого устаткування і установок у належному стані;
- збільшення чисельності обслуговуючого персоналу тощо.

Розрахунки економічної ефективності енергозбережних заходів покладаються на планово-економічні відділи підприємства, а пропозиції і заходи зі зниження енергоспоживання розробляються технологічними службами і службою головного енергетика. Для виконання економічних розрахунків розглянемо цінові показники вартості та собівартості електроенергії.

## **7.2. Тарифи на електроенергію та собівартість виробленої електроенергії**

Тарифи на електроенергію встановлюються рішенням Національної комісії, яка здійснює державне регулювання у сфері електроенергетики (НКРЕ). Залежно від категорії і готовності споживача застосовуються одноставкові та одноставкові диференційовані за зонами доби або напругою тарифи. Раніше у розрахунках за електроенергію, використану потужними промисловими підприємствами, був задіяний двоставковий тариф, який відмінили у 1997 р., коли почався перехід на більш прогресивну систему тарифів.

Одноставковий тариф за лічильником в основному застосовується для комунально–побутових установок і населення. Він не стимулює споживача до регулювання режимів електроспоживання і, як правило, не вимагає спеціальних лічильників. Розрахунки за спожиту електроенергію здійснюються шляхом множення загальної витрати електроенергії на вартість 1 кВт·год.

Двоставковий тариф передбачав основну ставку за заявлену півгодинну потужність у години максимуму навантаження енергосистеми і додаткову ставку за спожиту електроенергію, тобто

$$C_w = C_{0p}P_z + C_{0w}W, \quad (7.1)$$

де  $C_{0p}$ ,  $C_{0w}$  – вартість відповідно 1 кВт заявленої потужності  $P_3$  і 1 кВт·год спожитої електроенергії  $W$  за розрахунковий період.

Одноставковий диференційований за зонами доби тариф – прогресивний підхід до розрахунків за електроенергію, оскільки враховує різну вартість виробництва електроенергії за зонами. Прийнято три зони доби: пікова, напівпікова і нічна. Цей тариф відображає фактичні витрати на виробництво електроенергії і стимулює споживача до РРЕ, тобто працювати у ті години доби, коли є можливість зменшити грошові витрати на електроенергію.

Вартість електроенергії розраховують за такою формулою:

$$C_w = C_{0n} W_n + C_{0nn} W_{nn} + C_{0n} W_n, \quad (7.2)$$

де  $C_{0n}$ ,  $C_{0nn}$ ,  $C_{0n}$  – вартість 1 кВт·год спожитої електроенергії відповідно у пікову, напівпікову і нічну зони доби, грн/кВт·год;  $W_n$ ,  $W_{nn}$ ,  $W_n$  – споживання електроенергії згідно із зонами доби, кВт·год.

Застосування диференційованого тарифу вимагає встановлення відповідних лічильників або автоматизованої системи обліку електроенергії. За відсутності на підприємстві необхідного устаткування енергопостачальна організація застосовує одноставковий тариф, що підтверджується договором на поставку електроенергії.

Національна комісія постановою № 1262 від 04.11.2009 р. встановила такі значення тарифних коефіцієнтів зон доби: пікова – 1,68, напівпікова – 1,02, нічного провалу – 0,35 на відміну від раніше діючих відповідно 1,8; 1,02; 0,25. Такі зміни тарифних коефіцієнтів відбулися внаслідок певного зменшення нерівномірності графіка електроспоживання, подальше вирівнювання якого може сприяти ще більшому змінненню цих величин.

Відповідно до рішення НКРЕ на січень 2014 р. роздрібні тарифи на електроенергію для споживачів (крім населення) на території України згідно з класом напруги складають (без ПДВ, коп./кВт·год):

- 1 клас (35 кВ і вище) – 81,11;
- 2 клас (6–10 кВ) – 103,24.

Вивчення та аналіз деяких договорів і розрахунків, а також величин оплати за електроенергію виявив, що на всіх підприємствах, які розраховуються за диференційованим тарифом, фінансові витрати на електроенергію зменшуються від 5 до 16 %. Математичне сподівання зменшення величини оплати за електроенергію відносно витрат при одноставковому тарифі складає приблизно 10 %. Це слід ураховувати споживачам, які працюють за диференційованим тарифом та мають намір перейти на комбінований режим електропостачання.

Собівартість виробленої електроенергії може бути визначена за результатами аналізу робочих характеристик діючих ТЕС України. Так, наприклад, у табл. 7.1 наведено техніко-економічні показники Придніпровської ТЕС, у тому числі собівартість електроенергії та її паливна складова.

Аналіз цих показників виявив, що фактична собівартість електроенергії за 2008 р. складає 33,02 коп./кВт·год при паливній складовій 25,21 коп./кВт·год,

що відповідає 76,35 %. Для грудня 2008 р. паливна складова складає 76,66 % від загальної собівартості 37,42 коп./кВт·год. При цьому частка вугілля у балансі палива змінюється від 89,3 до 92,7 %. Для інших "вугільних" ТЕС України спостерігається приблизно таке саме співвідношення, тому для розрахунків собівартості виробленої електроенергії можна приймати середню величину паливної складової у межах 70 – 75 %, яка значною мірою залежить від вартості палива.

Для електричних станцій, що працюють на природному газі, характерні дещо інші співвідношення паливної складової. Це пояснюється тим, що до складу ТЕС входять різні споруди та технологічні установки, які пов'язані з вугільними складами, вуглепідготовкою, очисними спорудами та ін. Крім цього, вартість природного газу вища за вартість вугілля. Ці обставини визначають частку паливної складової у собівартості виробленої електроенергії для ГТУ та ПГУ на рівні 80 – 85 %.

**Таблиця 7.1**

**Техніко-економічні показники роботи Придніпровської ТЕС**

Показник	Одиниця виміру	2008 рік			
		Грудень		3 початку року	
		план	факт	план	факт
Коефіцієнт готовності	%	53,6	55,2		
Робоча потужність	МВт	853,4	909,5	797,3	839,9
Виробництво електроенергії	тис. кВт·год	418000	345695	4540000	4066581
Відпуск електроенергії	тис. кВт·год	372651	305093	4071853	3638375
Питома витрата палива	г/кВт·год	404,7	403,1	407,8	414,3
Структура палива: газ	%	9,3	7,3	9,6	10,6
мазут	%	0,2	0	0,3	0,1
вугілля	%	90,5	92,7	90,1	89,4
Собівартість	коп./кВт·год	37,96	37,47	33,83	33,02
у т.ч. паливної складової:	коп./кВт·год	30,44	28,5	25,56	25,21
газу	коп./кВт·год	2,83	2,08	2,45	2,67
мазуту	коп./кВт·год	0,06	0	0,08	0,03
вугілля	коп./кВт·год	27,55	26,42	23,03	22,51
Ціна натур. палива: газу	грн/1000 м <sup>3</sup>	1547,76	1547,76	1202,28	1203,84
мазуту	грн/т	2308,33	1333,33	2308,33	1313,92
вугілля	грн/т	530,55	534,21	444,79	429,51
Обсяг натур. палива: газу	1000 м <sup>3</sup>	13621	8931	147995	148878
мазуту	т	300	6	4800	704
вугілля	т	198032	160889	2078628	1873724
Питома витрата палива	кг/Гкал	180	180,1	180,5	184,6

Розрахувати собівартість виробленої електроенергії  $B_{0w}$  можна за залежністю, яка надає загальну оцінку:

$$B_{0w} = \frac{Q_{0m}}{Q_n \eta_{en}} B_n (1 + K_{екс}), \quad (7.3)$$

де  $Q_{0m} = 3,6$  МДж – теоретичний вміст теплоти у 1 кВт·год електроенергії;  $Q_n$  – теплота згорання палива, МДж/кг;  $\eta_{en}$  – коефіцієнт використання палива, в.о.;  $B_n$  – вартість палива, грн/т або грн/кг;  $K_{екс}$  – коефіцієнт експлуатації обладнання, в.о.

Величина собівартості електроенергії залежить від багатьох чинників: ціни на паливо та його теплоти згорання, стану обладнання, рівня автоматизації технологічних процесів тощо. Тому врахувати усі чинники, що впливають на собівартість, складно, навіть для конкретної ТЕС (для цього достатньо порівняти планові показники з фактичними, наведеними у табл. 7.1).

**Приклад 7.1.** Розрахувати собівартість виробленої електроенергії за залежністю (7.3) для вихідних даних у вигляді фактичних показників роботи Придніпровської ТЕС за грудень (табл. 7.1) та порівняти її з показником фактичної собівартості. Прийняти  $K_{екс} = 0,3$ .

**Розв'язування.** Як паливо використані природний газ в об'ємі  $8931 \cdot 10^3$  м<sup>3</sup> з теплою згорання, не меншою за 45 МДж/кг, та вугілля масою 160889 т з  $Q_e \approx 23$ –24 МДж/кг. Тоді загальна теплота згорання використаного палива  $Q_n \approx 26$  МДж/кг, а його вартість  $B_n \approx 700$  грн/т. Фактична величина питомої витрати палива на виробництво електроенергії  $g_{0w} = 403,1$  г/кВт·год (табл. 7.1). За перетвореною залежністю (3.3) коефіцієнт використання палива

$$\eta_{en} = \frac{Q_{0m}}{Q_n g_{0w}} = \frac{3,6}{26 \cdot 0,4031} = 0,34.$$

Тоді згідно з формулою (7.3) собівартість виробленої електроенергії

$$B_{0w} = \frac{3,6}{26 \cdot 0,34} \cdot \frac{700}{1000} (1 + 0,3) = 0,37 \text{ грн/кВт·год,}$$

що майже відповідає фактичній собівартості за табл. 7.1.

Використовуючи дані табл. 7.1, визначить самостійно скільки електроенергії витрачається на власні потреби ТЕС та які фінансові витрати складає їх частка у собівартості?

### 7.3. Методика оцінки ефективності енергозбережних проектів

Упровадження й експлуатація енергозбережних проектів або технологій зазвичай пов'язані з капітальними затратами і поточними витратами. Для порівняння економічних показників до і після реалізації енергозбережних рішень із загального прибутку, що залишається у розпорядженні підприємства, виділяється та його частка, зміна якої обумовлена впровадженням конкретного проекту:

$$\Delta\Pi_t = \Pi_t - \Pi_{0t}, \quad (7.4)$$

де  $\Pi_t, \Pi_{0t}$  – відповідно величини прибутків у  $t$ -у році варіанта з енергозбережним проектом і без нього.

У цілому збільшення величини прибутку, що залишається у розпорядженні підприємства у році  $t$  за рахунок реалізації енергозбережного проекту,

$$\Delta\Pi_t = C_t^n \Delta B_t^n + C_t^m \Delta Q_t^m + C_t^e \Delta W_t^e + \Delta\Pi_t^{exp} - (Z_t^{exc} + eK) + \Delta Z_t, \quad (7.5)$$

де  $C_t^n$  – ціна збереженого умовного палива за діючими тарифами;  $\Delta B_t^n$  – зменшення обсягу поставок умовного палива на підприємство в результаті реалізації енергозбережного проекту;  $C_t^m$  – тариф на купівлю теплової енергії;  $\Delta Q_t^m$  – зменшення обсягів споживання тепла;  $C_t^e$  – тариф на електроенергію;  $\Delta W_t^e$  – зменшення обсягів споживання електроенергії;  $\Delta\Pi_t^{exp}$  – зменшення величини платежів за забруднення навколишнього середовища;  $Z_t^{exc}, K$  – відповідно поточні витрати і капітальні затрати, пов'язані з експлуатацією, придбанням і встановленням енергозбережного устаткування;  $e$  – внутрішня норма ефективності;  $\Delta Z_t$  – зменшення величини експлуатаційних витрат, окрім витрат на обслуговування енергозбережного устаткування.

Величина платежів за забруднення навколишнього середовища  $\Delta\Pi^{exp}$  визначається за ОРД 34.02.305–2002 "Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу от энергетических установок. Методика определения" та іншими нормативними документами України.

Зменшення величини платежів підприємства за забруднення навколишнього середовища розраховується як сума виплат за зменшення обсягів викидів шкідливих речовин в атмосферу, скидань у гідросферу і розміщення твердих відходів з урахуванням встановлених для підприємства у році  $t$  лімітів. Зміна величини оплати за викиди шкідливих речовин в атмосферу розраховується так:

$$\Delta\Pi_t^{ac} = \sum_i \left( H_i^n \Delta M_{ii}^n + K_n^a H_i^n \Delta M_{ii}^{nn} \right) K_m^a, \quad (7.6)$$

де  $H_i^n$  – норматив оплати за викид в атмосферу тонни  $i$ -ї шкідливої речовини у межах встановленого ліміту;  $\Delta M_{ii}^n$  – зниження обсягів викиду  $i$ -ї шкідливої речовини в атмосферу в році  $t$  у межах ліміту за рахунок упровадження енергозберігаючого проекту;  $K_n^a$  – коефіцієнт кратності платежів за понадлімітні викиди (встановлюється у межах від 1 до 5);  $\Delta M_{ii}^{nn}$  – зменшення в році  $t$  обсягу понадлімітного викиду в атмосферу  $i$ -ї шкідливої речовини;  $K_m^a$  – коефіцієнт, який враховує територіальні екологічні та соціально–економічні особливості.

Зміна величини оплати підприємства за скидання шкідливих речовин у гідросферу в році  $t$  розраховується аналогічно:

$$\Delta\Pi_t^e = \sum_j \left( H_j^l \Delta M_{tj}^l + K_n^e H_j^l \Delta M_{tj}^{nl} \right) K_m^e, \quad (7.7)$$

де  $H_j^l$  – норматив оплати за скидання тонни  $j$ -ї шкідливої речовини у межах ліміту;  $\Delta M_{tj}^l$  – зменшення обсягів скидання  $j$ -ї шкідливої речовини у гідросферу в році  $t$  у межах ліміту за рахунок упровадження енергозберігаючого проекту;  $K_n^e$  – коефіцієнт кратності платежів за понадлімітне скидання в гідросферу шкідливих речовин (приймається від 1 до 5);  $\Delta M_{tj}^{nl}$  – зменшення у році  $t$  обсягу понадлімітного скидання в гідросферу  $j$ -ї шкідливої речовини;  $K_m^e$  – регіональний (басейновий) коефіцієнт, який враховує територіальні екологічні умови та умови функціонування водного господарства.

Зміна величини оплати підприємства за розміщення твердих і рідких відходів у навколишньому середовищі у році  $t$  внаслідок упровадження енергозбережних заходів

$$\Delta\Pi_t^o = \sum_k \left( H_k^l \Delta M_{tk}^l + K_n^e H_k^l \Delta M_{tk}^{nl} \right) K_m K_e, \quad (7.8)$$

де  $H_k^l$  – норматив оплати за розміщення тонни відходів  $k$ -го класу токсичності у межах ліміту;  $\Delta M_{tk}^l$  – зменшення у році  $t$  маси відходів  $k$ -го класу токсичності, що підлягають зберіганню, в межах ліміту за рахунок реалізації енергозбережних заходів;  $K_n^e$  – коефіцієнт кратності платежів за понадлімітне розміщення відходів у навколишньому середовищі;  $\Delta M_{tk}^{nl}$  – зменшення в році  $t$  обсягу понадлімітного розміщення відходів  $k$ -го класу токсичності завдяки впровадженню енергозбережних заходів;  $K_m$  – коефіцієнт, що враховує особливості розташування місця (зони) зберігання відходів;  $K_e$  – коефіцієнт, що враховує характер облаштування місця зберігання відходів.

Сумарний показник зменшення величини економічних платежів у році  $t$

$$\Delta\Pi_t^{exp} = \Delta\Pi_t^{ac} + \Delta\Pi_t^e + \Delta\Pi_t^o. \quad (7.9)$$

Для оцінки ефективності енергозбережних технологій за увесь період експлуатації устаткування використовується показник інтегрального дисконтування розрахункової зміни прибутку:

$$\Delta\Pi = \sum_{t=t_n}^{t_3} \Delta\Pi_t (1+e)^{t_p-t}, \quad (7.10)$$

де  $t_n$ ,  $t_3$  – відповідно рік початку і закінчення дії енергозбережного проекту (технології);  $e$  – внутрішня норма ефективності або максимальна величина банківського відсотка (облікової ставки), за якої кредит банку на впровадження енергозбережного проекту може бути погашений за термін його реалізації;  $t_p$  – розрахунковий рік зведення величини витрат і результатів, обумовлених упровадженням проекту.

Аналіз ефективності капітальних затрат на енергозберезний проект (технологію), профінансований підприємством з власних або позикових джерел, виконується за показником внутрішньої ефективності одноразових витрат  $e$ , який обчислюється так:

$$\sum_{t=t_n}^{t_3} (P_t - B_t - K_t)(1+e)^{t_p-t} = 0, \quad (7.11)$$

де  $P_t$  – виручка, одержана від реалізації продукції в році  $t$ ;  $B_t$ ,  $K_t$  – відповідно поточні витрати при виробництві продукції (без урахування амортизаційних відрахувань) і одноразові витрати в році  $t$ .

Стимулювання розробок, упровадження і використання енергозберезних технологій з економії ПЕР має здійснюватися за рахунок субсидій, дотацій, податкових, кредитних та інших пільг, а також за рахунок застосування економічних санкцій при неефективному використанні ПЕР, що має бути відображено у спеціальних законодавчих актах з енергозберезення.

Усі енергозберезні проекти і технології спрямовані на зниження величини витрати ПЕР. Складові спрощеного виразу (7.5) безумовно підтверджують, що зменшення обсягів споживання електроенергії  $\Delta W_t^e$  безпосередньо впливає на зниження поставок умовного палива  $\Delta B_t^n$  і, як наслідок, зменшення впливу на гідро-, літо- та атмосферу. Це одне з головних завдань, яке повинне турбувати людство. Тому в рамках навчального посібника стисло розглянемо деякі енергозберезні проекти, що безпосередньо стосуються нашої спеціалізації. Нагадуємо, що частково проблему нерівномірності електроспоживання можливо вирішити за рахунок упровадження споживачів–регуляторів, технологій когенерації та комбінованих систем електропостачання.

## **7.4. Керування електроспоживанням за допомогою споживачів – регуляторів**

### **7.4.1. Загальні положення**

*Споживач–регулятор* являє собою електроприймач, режим роботи якого передбачає можливість обмеження електроспоживання у години максимуму і збільшення у години мінімуму з метою вирівнювання навантаження в енергосистемі. Тому Енергостратегія-2012 передбачає для вугільної галузі розробити "Комплексну програму енергозберезення для зниження споживання електроенергії вуглевидобувними підприємствами, що працюють у режимі водовідливу".

Взагалі впровадження електроприймачів як СР стосується технології виробництва будь-якого промислового підприємства або споживача електроенергії.

Ефективне розв'язання проблеми регулювання режимів електроспоживання промислового підприємства (шахти) можливе за рахунок створення спеціалізованої системи СР на базі енергоємних електроприймачів і засобів керу-



вання ними. Така система являє собою сукупність електроприймачів, сформованих за технологічними процесами і керованими за єдиною програмою в режимі регулювання навантаження з метою формування добових ГЕН.

Одною із складових системи СР є технологічний пристрій (бункер, водозбірник та ін.), що дозволяє споживачу електричної енергії перейти в інший режим роботи, який передбачає можливість зниження рівня електроспоживання у години максимуму навантаження в енергосистемі або інший будь-який час доби [9].

Нагадаємо, що у ХІХ та до середини ХХ ст. мали значне поширення водонапірні башти для водопостачання невеликих населених пунктів, особливо у сільській місцевості. Їх принцип роботи простий. Спочатку закачували у резервуари необхідний обсяг води, який поповнювали в мірі витрачання споживачами. При цьому ніхто у ті часи не замислювався і не називав насоси цих систем водопостачання споживачами–регуляторами електроенергії, хоча вони є "класичним" прикладом таких установок за умови їх вмикання для наповнення башти водою тільки у нічні години. Однак зараз значно змінилися технології та відповідно зріс попит на електроенергію.

Споживач електроенергії (підприємство) має бути зацікавлений у РРЕ. Економічна зацікавленість полягає у зниженні величини оплати за спожиту електроенергію при розрахунках її вартості за диференційованим тарифом шляхом застосування тарифних коефіцієнтів.

Система СР для регулювання режимів електроспоживання формується з урахуванням технологічних і організаційних заходів підприємства. Технологічні заходи повинні забезпечувати нормальне функціонування підприємств із заданою ритмічністю та вироблення продукції нормативної якості при дотриманні вимог Правил безпеки, Правил технічної експлуатації тощо.

Організаційні заходи створюють можливість планувати і здійснювати роботу дільниць і цехів підприємства в режимі, що забезпечує виконання виробничої програми з урахуванням соціальних і фізіологічних вимог. До організаційних заходів можна віднести допустимі межі інтенсивної роботи дільниць у нічні часи, вихідні, святкові дні та різні пори року.

На базі контрольних обстежень і аналізу технологічних характеристик СР може бути використаний для процесів:

- видобутку і транспортування вугілля або породи – енергоємні електроприймачі (приводи) скіпових підйомних установок і магістральних стрічкових конвеєрних ліній в шахті і на поверхні;
- відкачування шахтних вод – електродвигуни насосних агрегатів і установок [9].

#### **7.4.2. Технологічний процес транспортування вугілля**

Розглянемо детальніше приклад акумулювання вугілля або породи у накопичувальному бункері білястовбурного двору шахти. Для можливості зупинок з метою РРЕ наступного за акумулюючим бункером транспортного ланцюга (підйомної установки або стрічкового конвеєру) останній повинен мати тех-

нологічний резерв для створення певного запасу продукту, що накопичується у спеціально створеній для цього ємності обсягом  $V_p$ .

Істотним фактором, що впливає на ємність акумулюючого бункера, створеного для цілей РРЕ, є час відключення СР, тобто тривалість часу максимального активного навантаження  $t_m$  (ранкового або вечірнього) в енергосистемі. Тоді ємність акумулюючого бункера розраховується для можливості накопичування вантажопотоку за час  $t_m$  і одночасного виконання функцій технологічної ємності  $V_m$  [9]:

$$V_{pv} = \frac{A_g t_m}{n_p n_{zm} t_{zm} \left[ 1 - (1 - k_m)^{n_{ov} / n_k} \right] \gamma_g},$$

де  $A_g$  – річна продуктивна потужність шахти;  $n_p$  – кількість робочих днів у році;  $n_{zm}$  – кількість змін з видобутку вугілля протягом доби;  $t_{zm}$  – тривалість зміни;  $k_m$  – середньогалузевий коефіцієнт машинного часу;  $n_{ov}$  – кількість очисних вибоїв;  $n_k$  – коефіцієнт, що враховує кількість вхідних вантажопотоків;  $\gamma_g$  – насипна маса вугілля.

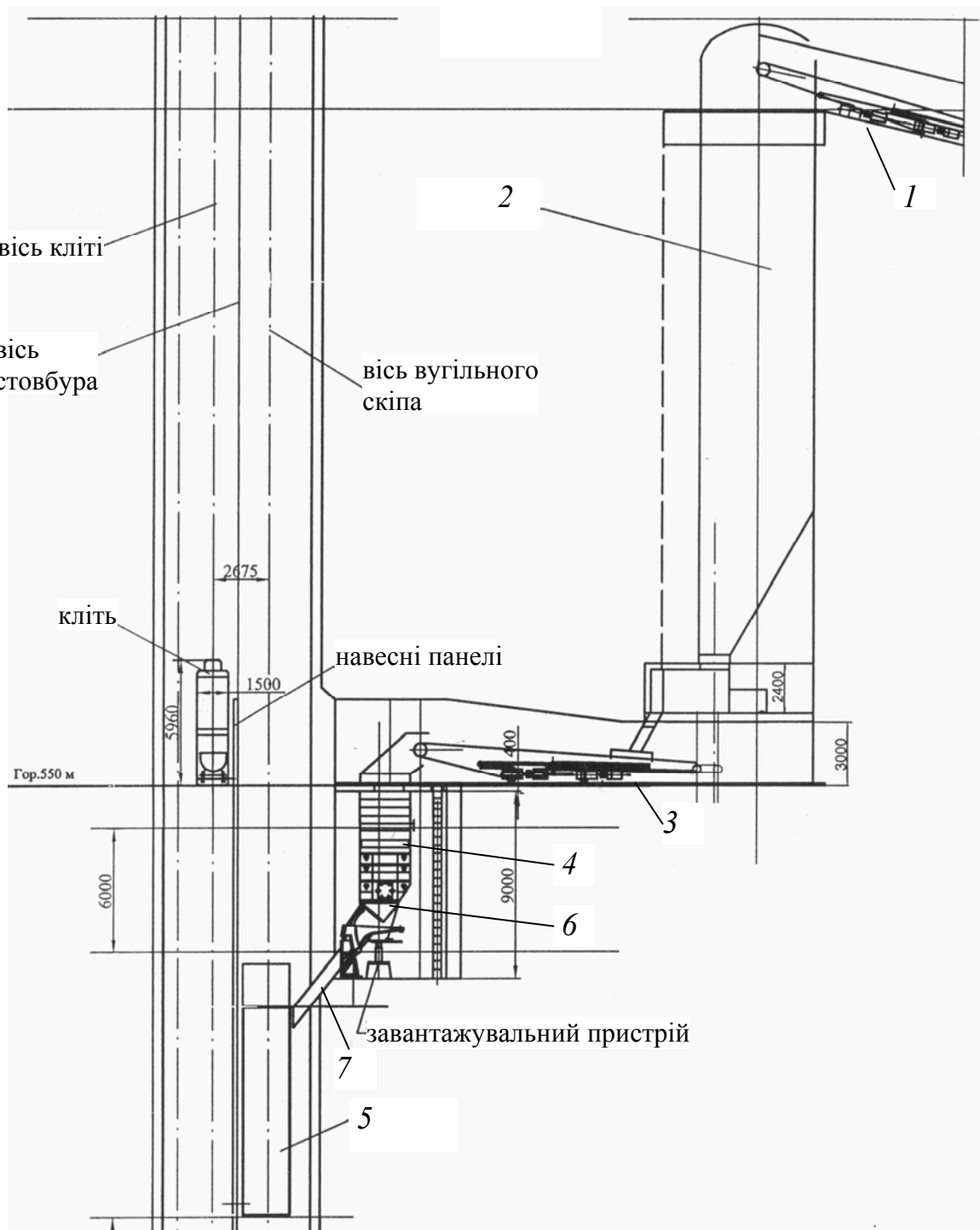
Аналогічні висновки справедливі і для процесу транспортування породи за винятком того, що тут технологічна ємність розглядається як аварійна, тобто  $V_m = V_{av}$ .

Ємність суміщеного бункера для породи

$$V_{pn} = \frac{A_n t_m}{n_p n_{zm} t_{zm} \gamma_n},$$

де  $A_n$  – кількість видобутої породи;  $\gamma_n$  – насипна маса породи.

Загальний вигляд накопичувального бункера, який побудований у білястовбурному дворі шахти, наведений на рис. 7.1. Вугілля транспортується магістральним конвеєром 1 та поступає у бункер 2 протягом часу максимального навантаження в енергосистемі  $t_m$ . Далі вмикається конвеєр 3 для транспортування вугілля із накопичувального бункера 2 у бункер–дозатор 4. Після опускання (приходу) скіпа 5 до завантажувальної площадки та наповнення бункера–дозатора 4 відкривається засувка (шибер) 6 і по спуску 7 скіп завантажується та підіймається на поверхню для розвантаження. Так само побудований і породний технологічний комплекс. Наведений приклад вугільного бункера використовується як правило для згладжування вантажопотоку. Проте за умови збільшення його ємності накопичувальний бункер дозволяє здійснювати РРЕ з метою вимикання потужного вугільного підйому в години максимального навантаження в енергосистемі.



**Рис. 7.1. Приклад побудови вугільного накопичувального бункера біля стовбурного двору**

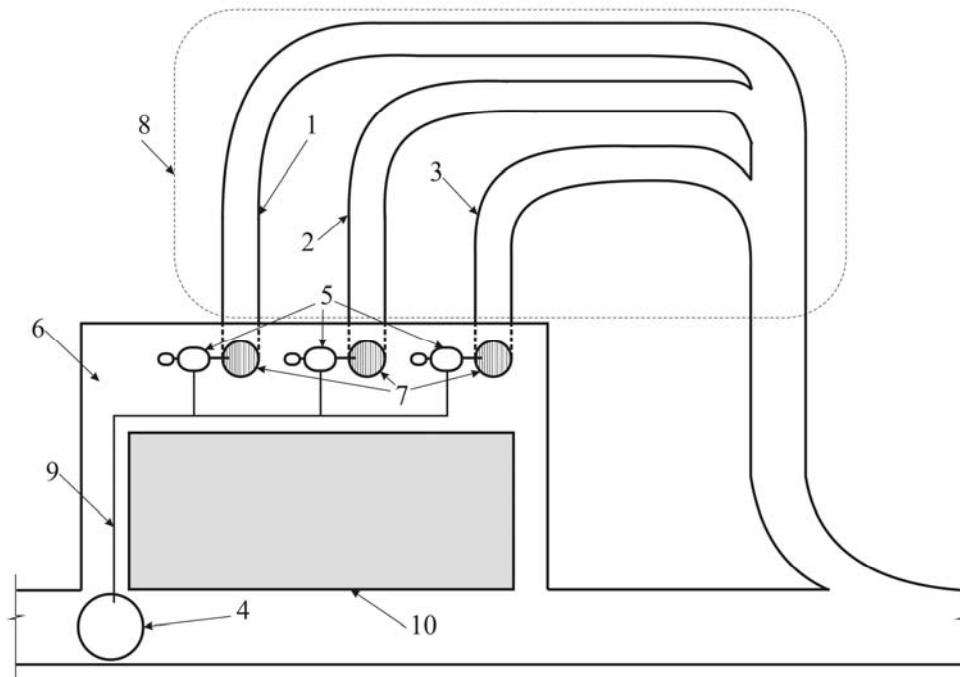
### **7.4.3. Технологічний процес відкачування води на поверхню**

Підвищення енергоефективності роботи головного водовідливу вугільних шахт як СР досягається за рахунок РРЕ, під яким слід розуміти комплекс організаційно-технічних заходів, які забезпечують регламентований енергопостачальною організацією режим електроспоживання. Проте при цьому не розглядаються технологічні умови, що мають бути виконані. Нерідко процес РРЕ зво-

диться до найпростіших заходів (перестановка або заміна устаткування, збільшення перерізу кабелів тощо), тоді як значні резерви ефективного використання електроенергії залишаються поза увагою. Отже, для підвищення енергоефективності ГВУ необхідно дотримуватися певних технологічних умов. Однією з таких умов є вибір доцільного об'єму водозбірника.

Участь головного водовідливу в процесі РРЕ має бути економічно вигідною як споживачу (шахті), так і виробнику електроенергії (енергосистемі), що досягається за рахунок використання диференційованого тарифу оплати за електроенергію. Даний підхід до способу оплати за електроенергію стимулює підприємство обмежувати електроспоживання у періоди максимального навантаження в енергосистемі. Економічний ефект від регулювання режимів роботи ГВУ, включаючи відключення насосів у пікові періоди й інтенсивне відкачування води у нічні години, має бути суттєвим. Причому інтенсивна робота насосів може призвести до збільшення величини витрати електроенергії. Для реалізації таких режимів роботи необхідно створити умови, за яких ГВУ працюватиме у зоні максимального ККД і з мінімальною питомою витратою електроенергії.

На рис. 7.2 наведена узагальнена технологічна схема ГВУ шахти (на прикладі використання трьох насосів та водозбірника з трьох гілок). Об'єм водозбірника на стадії проектування визначається відповідно до вимог ПБ і ПТЕ. Проте навіть між цими документами немає єдиного підходу при вирішенні цього питання. Так, наприклад, відповідно до ПБ, які діяли до 2010 р., об'єм водозбірника ГВУ має бути не менший за величину 4-годинного максимального припливу води (без урахування замулення). При цьому діючі для того самого часу ПТЕ у редакції 1975 р. (НАОП 1.1.30–1.05.75) рекомендували, щоб об'єм водозбірника був не меншим за величину 8-годинного нормального водоприпливу. В 2005 р. виходить нове видання ПТЕ (СОУ 10.1–00185790–002–2005), де рекомендується, щоб об'єм водозбірника був вже не меншим за величину 12-годинного нормального припливу. З наведеного виходить, що у вимогах нормативних документів є певна неузгодженість.



**Рис. 7.2. Узагальнена технологічна схема ГВУ:**

**1, 2, 3 – гілки водозбірника; 4 – допоміжний стовбур; 5 – насосні агрегати з привідними електродвигунами; 6 – центральна насосна камера; 7 – приймальні колодязі; 8 – водозбірник; 9 – нагнітальний трубопровід; 10 – породний масив**

Умова визначення об'єму водозбірника, яка наведена в ПТЕ редакції 2005 р., не є настільки обґрунтованою. З економічної точки зору спорудження водозбірників на 12-годинний приплив призводить до збільшення одноразових капітальних затрат. Крім того, виникають несприятливі технологічні чинники під час проектування і експлуатації головного водовідливу. Спорудження водозбірника такого великого об'єму є непростою технічною задачею. Необхідно враховувати кількість гілок, міцність породи, а також нерівномірність об'ємів гілок та багато чого іншого.

У 2010 р. виходить нове видання ПБ (НПАОП 10.0–1.01–10), де рекомендується, щоб об'єм водозбірника ГВУ був не меншим за величину 8-годинного припливу. При цьому не розглядаються характер водоприпливу (нормальний або максимальний) та ступінь замулення водозбірника. За нормальних умов роботи водовідливної установки, виходячи з необхідності ремонту та очищення водозбірника, він повинен мати не менше двох гілок. Отже, вимоги нормативних документів не дозволяють у повній мірі використовувати ГВУ як ефективний СР.

Зміни, які внесені в останні видання ПБ і ПТЕ та спрямовані на поліпшення технологічних умов роботи ГВУ, стосуються шахт, що реконструюються або будуються; при цьому інтенсивність використання даних заходів останніми роками мінімальна. Практично усі шахти України будувалися за вимогами старих ПБ з водозбірниками, розрахованими на 4-годинний водоприплив, а тому на більшості діючих шахт їх ємність не задовольняє вимогам нових ПТЕ редакції 2005 р. Крім того, цей параметр визначався без урахування процесу очи-

щення однієї з гілок та їх замулення. Процес очищення гілки водозбірника є трудомістким і виконується, як правило, вручну (за ПТЕ – не менше одного разу на рік перед весняними паводками, а також у міру забруднення), а отже значний час водозбірники експлуатуються із певним ступенем замулення, що відображається на їх фактичному (регульовальному) об'ємі. Тому виникає задача визначення необхідного об'єму водозбірника і кількості його гілок, достатнього (але не надмірного) для відключення насосів у години максимального навантаження в енергосистемі за будь-яких умов функціонування ГВУ.

*Розрахунок необхідного об'єму водозбірника ГВУ.* Для виконання водовідливом функцій СР необхідно створити технологічні умови, за якими об'єм однієї або декількох гілок, за вирахуванням тієї, що потребує очищення, був би достатнім  $V_{\partial}$  ( $\text{м}^3$ ) для 4-годинного максимального припливу води, оскільки найбільша тривалість одного періоду максимального навантаження в енергосистемі складає 4 години [19], тобто

$$V_{\partial} = K_3 t_m Q_{\max}, \quad (7.12)$$

де  $K_3 = 1,15$  – коефіцієнт, що враховує середнє значення замулення гілки водозбірника від максимально допустимого, яке дорівнює 30 %;  $t_m = 4$  години – найбільша тривалість одного періоду максимального навантаження в енергосистемі;  $Q_{\max}$  – значення максимального годинного шахтного водоприпливу,  $\text{м}^3/\text{год}$ .

Процес очищення водозбірника є періодичним і послідовним, тобто гілки виводяться з експлуатації по черзі, коли рівень замулення кожної з них досягає 30 %. Отже, рівень замулення гілок, що залишилися у роботі, відповідає середнім (проміжним) значенням. На основі цього у виразі (7.12) приймаємо середнє значення рівня замулення, яке дорівнює 15 %.

За умови, якщо гілки  $n_{\text{гил}}$  рівні за розміром, то вираз (7.12) набуває вигляду, який дозволяє визначити об'єм усього водозбірника:

$$V_{\text{вод}} = \frac{n_{\text{гил}}}{n_{\text{гил}} - 1} K_3 t_m Q_{\max} = \frac{n_{\text{гил}}}{n_{\text{гил}} - 1} 4,6 Q_{\max}. \quad (7.13)$$

Якщо величину максимального водоприпливу умовно прийняти такою,  $Q_{\max} = 1 \text{ м}^3/\text{год}$ , то залежність (7.13) можна записати так:

$$V_{\text{вод}} = 4,6 \frac{n_{\text{гил}}}{n_{\text{гил}} - 1}. \quad (7.14)$$

Кількість гілок  $n_{\text{гил}}$  і критерій рівності або нерівності їх об'ємів приймають, виходячи з конструктивних умов побудови водозбірника конкретної шахти, а саме: технічних можливостей і гірничогеологічних умов, відповідності технологічної схеми водозбірника плану білястовбурного двору, виробничої необхідності, економічної доцільності тощо.

Для сучасних конструктивних умов побудови водозбірника та з урахуванням засобів з'єднання і взаємного розташування гірничих виробок його гіл-

ки мало коли бувають рівними за об'ємом. Ця обставина створює певні обмеження при мінімізації необхідної для РРЕ ємності водозбірника за умови використання головного водовідливу як ефективного СР. У такому виконується така умова щодо величини об'ємів гілок водозбірника  $V_{zil.i}$ :

$$V_{zil1} > V_{zil2} > \dots > V_{zil.i} \quad (7.15)$$

При цьому, якщо найбільша за об'ємом гілка  $V_{zil1}$  знаходиться у процесі очищення, то сумарна ємність усіх гілок, що залишилися у роботі з акумуляції води,

$$V_{zil2} + V_{zil3} + \dots + V_{zil.i} = \sum_{i=2}^{n_{zil}} V_i \geq 4,6Q_{\max} \quad (7.16)$$

Аналіз об'ємів гілок діючих ГВУ вугільних шахт, а також різних планів гірничих виробок, що відносяться до водовідливу, виявив, що ємність кожної наступної гілки водозбірника збільшується у середньому на 25–35 %, за рідкісним виключенням на 40 % і більше (табл. 7.2). Такі суттєві різниці об'ємів гілок (при  $n_{zil} = 2$ ) призводять до неможливості регулювання електроспоживання у період очищення найбільшої за об'ємом гілки, тобто не дозволяє використовувати такі ГВУ як ефективні СР. Таку проблему можливо вирішити шляхом побудови однакових за об'ємом гілок, що у свою чергу дозволить ефективно регулювати процес електроспоживання незалежно від графіка очищення водозбірника.

**Таблиця 7.2**

**Параметри деяких ГВУ діючих шахт**

Шахта	Приплив води, м <sup>3</sup> /год		Кількість гілок водозбірника, шт.	Об'єм гілок водозбірника, м <sup>3</sup>	Різниця об'ємів гілок, %
	Нормальний	Максимальний			
Тернівська (гор. 265 м)	300	400	3	900; 600; 600	50
Самарська (гор. 300 м)	400	500	3	1200; 900; 900	33,3
Білицька (гор. 250 м)	250	300	2	1100; 900	22,2
Білицька (гор. 500 м)	200	250	2	500; 500	0
Червоноармійська-Західна (гор. 708 м)	250	340	2	1900; 1400	35,7
Благодатна (гор. 210 м)	300	350	2	900; 640	40,6
ім. М.І. Сташкова (гор. 225 м)	1000	1200	2	2000; 950	110,5

З урахуванням нерівності (7.15) і умови (7.16) розраховані питомі об'єми ( $\text{м}^3/(\text{м}^3/\text{год})$ ) гілок  $v_{\text{гіл}}$  та водозбірника в цілому  $v_{\text{вод}}$ , що наведені у табл. 7.3.

Нагадаємо, що об'єми гілки водозбірника не завжди бувають однаковими, а їх кількість за вимогами ПБ і ПТЕ не може бути меншою двох (найпоширеніші значення 2 і 3). Проте встановлено, що питомий об'єм водозбірника, тобто необхідний обсяг виконуваних підземних будівельних робіт, завжди менший для однакових за ємністю гілок і більшої їх кількості. Це підтверджують дані табл. 7.3. Наприклад, при трьох гілках водозбірника його питомий об'єм для функцій РРЕ повинен складати  $8,0 \text{ м}^3/(\text{м}^3/\text{год})$  для різних за ємністю гілок і лише  $6,9 \text{ м}^3/(\text{м}^3/\text{год})$  для однакових. Різниця питомих об'ємів  $\Delta v_{\text{вод}}$  складає  $1,1 \text{ м}^3/(\text{м}^3/\text{год})$ , що істотно відобразиться на капітальних витратах при спорудженні водозбірника на шахті з великим припливом води. Крім того, на період очищення не найбільшої за ємністю гілки з'являється небажаний надмірний об'єм водозбірника. Наприклад, при очищенні третьої гілки з питомим об'ємом  $2,0 \text{ м}^3/(\text{м}^3/\text{год})$  водозбірника, складеного з трьох різних гілок, сумарний об'єм двох робочих гілок  $3,4 + 2,6 = 6,0$ , що значно більше необхідного за умовою (7.16)  $4,6 \text{ м}^3/(\text{м}^3/\text{год})$ .

**Таблиця 7.3**

**Залежність питомого об'єму водозбірника  $v_{\text{вод}}$  від кількості його гілок**

Кількість гілок водозбірника $n_{\text{гіл}}$ , ШТ.	$n_{\text{гіл}}$ Питомий об'єм водозбірника $v_{\text{вод}}$ , коли ємність його гілок $v_{\text{гіл}}$ ( $\text{м}^3/(\text{м}^3/\text{год})$ )				Різниця питомих об'ємів $\Delta v_{\text{вод}}$ , $\text{м}^3/(\text{м}^3/\text{год})$
	однакова		різна		
	$v_{\text{вод}}$	$v_{\text{гіл}}$	$v_{\text{вод}}$	$v_{\text{гіл}}$	
2	9,2	2×4,6	10,35	5,75; 4,6	1,15
3	6,9	3×2,3	8,0	3,4; 2,6; 2,0	1,1
4	6,13	4×1,53	7,2	2,6; 2,0; 1,5; 1,1	1,07
5	5,75	5×1,15	6,7	2,1; 1,6; 1,3; 0,95; 0,75	0,95
6	5,52	6×0,92	6,45	1,85; 1,5; 1,1; 0,85; 0,65; 0,5	0,93

За наведеними у табл. 7.3 даними можна визначити, що при однакових за ємністю гілках водозбірника його необхідний об'єм зменшується на величину від  $1,15$  до  $0,93 \text{ м}^3$  на  $1 \text{ м}^3/\text{год}$  припливу води порівняно з різними. У разі, коли у процесі очищення знаходиться найбільша за розміром гілка, сумарна ємність гілок, що залишилися в роботі, за умовою (7.16) дорівнює  $4,6Q_{\text{max}}$ . При очищенні не найбільшої за об'ємом гілки ( $V_i < V_{\text{max}}$ ) загальна ємність інших перевищує значення  $4,6Q_{\text{max}}$ . Це свідчить про необхідність виконання надмірного обсягу гірничих робіт (від  $0,5$  до  $1,5 \text{ м}^3$  на  $1 \text{ м}^3/\text{год}$  припливу води), пов'язаних із побудовою водозбірника головного водовідливу для умови різних за об'ємом його гілок.



Такий надмірний обсяг гірничих робіт може бути економічно виправданий при відключенні насосів у напівпіковий режим. За відсутності прибутку в цьому режимі слід будувати водозбірник з однаковими за об'ємом гілками.

З урахуванням питомих величин (табл. 7.3) визначається загальний об'єм водозбірника  $V_{вод}$  та ємності його гілок  $V_{гил.i}$  ( $m^3$ ):

$$V_{вод} = v_{вод} Q_{max}; \quad V_{гил.i} = v_{гил.i} Q_{max}. \quad (7.17)$$

**Приклад 7.2.** Для умовно прийнятого максимального припливу води  $Q_{max} = 1000 m^3/год$  визначити об'єми водозбірника  $V_{вод}$  і його гілок  $V_{гил.i}$  для різних способів його побудови (кількість гілок – 2, 3 і 4). Отримані результати порівняти з нормативними.

**Розв'язування.** За виразами (7.17), використовуючи питомі величини з табл. 7.3, визначаємо необхідний об'єм водозбірника та ємності однакових за розмірами гілок при  $n_{гил} = 2$ :

$$V_{вод} = v_{вод} Q_{max} = 9,2 \cdot 1000 = 9200 m^3;$$

$$V_{гил1} = V_{гил2} = v_{гил} Q_{max} = 4,6 \cdot 1000 = 4600 m^3,$$

де  $v_{вод} = 9,2 m^3/(m^3/год)$  – питомий об'єм водозбірника;  $v_{гил} = 4,6 m^3/(m^3/год)$  – питомий об'єм його гілок.

Обчислюємо необхідний об'єм водозбірника та ємності різних за розмірами гілок при  $n_{гил} = 2$ :

$$V_{вод} = v_{вод} Q_{max} = 10,35 \cdot 1000 = 10350 m^3;$$

$$V_{гил1} = v_{гил1} Q_{max} = 5,75 \cdot 1000 = 5750 m^3;$$

$$V_{гил2} = v_{гил2} Q_{max} = 4,6 \cdot 1000 = 4600 m^3,$$

де  $v_{вод} = 10,35 m^3/(m^3/год)$  – питомий об'єм водозбірника;  $v_{гил1} = 5,75$  і  $v_{гил2} = 4,6 m^3/(m^3/год)$  – питомий об'єм його гілок.

Для водозбірника, який складається з 3 – 4 гілок, розрахунки виконаємо аналогічно, а результати зведемо у таблицю (наведемо для порівняння об'єми водозбірника, що визначені за діючими нормативними документами).

Умовний максимальний водоприплив, $m^3/год$	Кількість гілок водозбірника, шт.	Об'єм водозбірника, коли ємність його гілок ( $m^3$ )				Різниця об'ємів, $m^3$	Об'єм водозбірника, $m^3$ , за вимогами:	
		однакова		різна			ПБ	ПТЕ
$Q_{max}$	$n_{гил}$	$V_{гил}$	$V_{вод}$	$V_{гил}$	$V_{вод}$	$\Delta V_{вод}$	$V_{вод}$	$V_{вод}$
1000	2	4600; 4600	9200	5750; 4600	10350	1150	8000	12000
1000	3	2300; 2300; 2300	6900	3400; 2600; 2000	8000	1100	8000	12000
1000	4	1533;	6132	2600;	7200	1068	8000	12000

		1533; 1533; 1533		2000; 1500; 1100				
--	--	------------------------	--	------------------------	--	--	--	--

**Висновки.** Аналізуючи отримані дані бачимо, що корисний об'єм водозбірника, тобто необхідний обсяг підземних будівельних робіт, менший для однакових за ємністю гілках і більшої їх кількості. Доцільно порівняти необхідний для ефективного регулювання електроспоживання об'єм водозбірника, визначений за виразом (7.17), з об'ємом, розрахованим згідно з вимогами сучасних ПБ і ПТЕ. Аналіз свідчить, що ємність водозбірника, нормована ПТЕ, значно завищена, а визначена за вимогами ПБ – недостатня для ефективного РРЕ за наявності двох гілок і надмірна за наявності трьох і більше гілок.

**Приклад 7.3.** Для вихідних умов прикладу 7.2 та за допомогою способу, наведеного у п. 7.4.3 (табл. 7.3), визначити капітальні затрати на спорудження водозбірника ГВУ при приблизній питомій вартості підземних будівельних робіт  $C_{вод} = 2000$  грн/м<sup>3</sup>. Оцінити економію грошових коштів, отриману при спорудженні водозбірника з однаковими за об'ємом гілками та різними.

**Розв'язування.** Згідно з прикладом 7.2 визначимо об'єми водозбірника та його гілок для різних варіантів його спорудження (див. таблицю).

Розрахуємо капітальні затрати на спорудження водозбірника з однаковими за об'ємом гілками (для  $n_{гіл} = 2$ ):

$$K_{вод} = V_{вод} C_{вод} = 9200 \cdot 2000 = 18400,0 \text{ тис. грн.}$$

Аналогічно обчислимо капітальні затрати на спорудження водозбірника для інших варіантів, отримані результати заносимо у таблицю.

Для визначеної різниці об'ємів водозбірника (при однакових та різних за ємністю гілках) розрахуємо економію грошових коштів (вартість надлишкових будівельних робіт) від спорудження водозбірника з однаковими за об'ємом гілками та різними (див. таблицю):

$$\Delta K_{вод}^2 = \Delta V_{вод}^2 C_{вод} = 1150 \cdot 2000 = 2300,0 \text{ тис. грн;}$$

$$\Delta K_{вод}^3 = \Delta V_{вод}^3 C_{вод} = 1100 \cdot 2000 = 2200,0 \text{ тис. грн;}$$

$$\Delta K_{вод}^4 = \Delta V_{вод}^4 C_{вод} = 1068 \cdot 2000 = 2136,0 \text{ тис. грн.}$$

Максимальний водоприплив, м <sup>3</sup> /ГОД	Кількість гілок, шт.	Об'єм водозбірника, коли ємність його гілок (м <sup>3</sup> )				Різниця об'ємів, м <sup>3</sup>	Капітальні витрати(тис. грн) при гілках однак./різ.	Вартість надлишкових робіт, тис. грн
		однакова		різна				
$Q_{max}$	$n_{гіл}$	$V_{гіл}$	$V_{вод}$	$V_{гіл}$	$V_{вод}$	$\Delta V_{вод}$	$K_{вод}$	$\Delta K_{вод}$
1000	2	4600; 4600	9200	5750; 4600	10350	1150	<u>18400,0</u> 20700,0	2300,0
1000	3	2300;	6900	3400;	8000	1100	<u>13800,0</u>	2200,0

		2300; 2300		2600; 2000			16000,0	
1000	4	1533; 1533; 1533; 1533	6132	2600; 2000; 1500; 1100	7200	1068	<u>12264,0</u> 14400,0	2136,0

Виконаний розрахунок підтверджує економічну доцільність спорудження водозбірника ГВУ з однаковими за об'ємом гілками, оскільки необхідний обсяг підземних будівельних робіт зменшується на величину до 15 %, а вартість цих робіт знижується відповідно до різних за об'ємом гілок.

Отже, наведений спосіб розрахунку об'єму водозбірника головного водовідливу вугільних шахт дає можливість керувати режимами електроспоживання шляхом відключення насосів у години максимального навантаження в енергосистемі протягом усього року незалежно від режиму очищення гілок водозбірника, що дозволяє більш ефективно використовувати ГВУ як споживача-регулятора. Застосування, у разі можливості, однакових за об'ємом гілок, а також урахування їх кількості дозволить зменшити обсяг підземних будівельних робіт для побудови водозбірника. Крім того, усі ці переваги досягаються за умови повного дотримання вимог діючих нормативних документів щодо технологічного процесу відкачування води з підземних гірничих виробок.

### **7.5. Ефективність комбінованого електропостачання**

Для вирішення проблеми нерівномірності графіка електроспоживання нині створені практично всі умови. Так, наприклад, ДСТУ 3440–96 "Системи енергетичні" визначає, що системною оптимізацією режимів електропостачання є низка заходів, які спрямовані на забезпечення ефективності вироблення, розподілення та постачання електроенергії й які базуються на новітніх науково-технічних засобах та проблемно-орієнтованих знаннях. Таке визначення пов'язано з енергозбережним функціонуванням енергосистеми – науково-технічним, фінансово-економічним, адміністративно-правовим, організаційним та іншим регулюванням процесів вироблення, перетворення, передачі й використання енергетичних ресурсів. У свою чергу енергозбережне функціонування більшою мірою визначається економією паливно-енергетичних ресурсів, тобто відносним зменшенням витрат паливно-енергетичних ресурсів. Таке зменшення відбувається за допомогою регулювання попиту на енергію шляхом розроблення та впровадження стратегічних програм, що враховують потреби енергосистеми та споживачів енергії.

Для реалізації загальних наукових та методично-правових умов ДСТУ роз'яснює, за рахунок яких технічних засобів можливо здійснювати, насамперед, виробництво електроенергії, та наводить тлумачення понять: блок-станція, базисна, напівпікова та пікова електростанція, базисний та маневрений режими електростанції та ін. Окрім того, у ДСТУ 2790–94 роз'яснюється поняття "комбінована електропостачальна система".

Використовуючи ідею застосування промислових СР та з метою підвищення рівня енергоефективності використання палива шляхом його економії на діючих ТЕС централізованої енергосистеми і створення умов ефективної роботи АЕС, передбачається спорудження електричної станції на підприємстві з одночасним переходом на диференційований тариф оплати. Такий варіант доцільний у першу чергу для великих підприємств гірничо-металургійного комплексу, де споживана електрична потужність складає понад 100 МВт. При цьому пропонується впровадження сучасних електричних станцій, ефективно працюючих у маневреному режимі, з високим значенням ККД (не менш 40 %), які слід віднести до децентралізованих систем.

При цьому на відміну від комбінованої системи електропостачання "системні" маневрені електричні станції (ГЕС, ГАЕС та ін.) розташовані на значній відстані від потужних регіональних споживачів з великими обсягами електроспоживання. Тому передача електроенергії від таких джерел у періоди пікових навантажень обумовлює підвищення витрат на її транспортування, що у середньому складають близько 14 % і більше.

Комбінована система електропостачання підприємства являє собою централізовану та децентралізовану системи, ефективна робота яких забезпечується вибором протягом доби кращих реалізацій для отримання більшого прибутку як самим підприємством, так і централізованою енергосистемою за рахунок економії більших обсягів палива. Передбачається, що у піковій та напівпіковій зонах доби електроенергія має споживатися підприємством від власного (децентралізованого) джерела, а вночі – від енергосистеми. Така сутність комбінованого режиму роботи двох систем електропостачання дозволяє поступово вирішувати проблему нерівномірності графіка електроспоживання.

Економічні взаємовигідні умови для роботи централізованої та децентралізованої систем існують, про що свідчать нерівності, притаманні комбінованій системі електропостачання:

$$C_{0w}^u K_n W_n > C_{0w}^d W_n; \quad (7.18)$$

$$C_{0w}^u K_{nn} W_{nn} > C_{0w}^d W_{nn}; \quad (7.19)$$

$$C_{0w}^u K_n W_n < C_{0w}^d W_n, \quad (7.20)$$

де  $C_{0w}^u$  – тариф на електроенергію, грн/кВт·год;  $K_n$ ,  $K_{nn}$  та  $K_n$  – коефіцієнти до тарифу відповідно у години піку, напівпіку та нічного провалу навантаження;  $W_n$ ,  $W_{nn}$  та  $W_n$  – споживана електроенергія відповідно до зон доби, кВт·год;  $C_{0w}^d$  – собівартість виробленої електроенергії за рахунок власного (децентралізованого) джерела, грн/кВт·год.

Якщо умови виконуються, то регіональні споживачі (підприємства) здійснюють електроспоживання відповідно до нерівностей (7.18) і (7.19) від децентралізованої системи. Разом із цим нерівність (7.19) залежно від вартості палива може бути зі зворотнім знаком або перетворюватися у рівність.

Нижче як приклад наведений розрахунок рівня ефективності використання комбінованої системи електропостачання, виконаний для таких умов. Підприємство регіону працює у три зміни із сумарною максимальною споживаною потужністю  $P_m = 100$  МВт та тривалістю використання максимального навантаження  $T_m = 6000$  годин. Тоді рівень річного електроспоживання  $W_p = P_m T_m = 100 \cdot 6000 = 600$  млн кВт·год, а за зонами доби відповідно: пікова – 180, напівпікова – 300, вночі – 120. Вартість електроенергії складає 0,75 грн/кВт·год. За відомими тарифними коефіцієнтами та періодами доби визначена річна вартість електроенергії зведена у табл. 7.4.

**Таблиця 7.4**

**Вартість електроенергії, споживаної від енергосистеми**

Періоди доби	Тривалість періоду доби, год	Тарифні коефіцієнти	Річне споживання електроенергії, млн кВт·год	Річна вартість електроенергії, млн грн
Пік	6	1,68	180	226,8
Напівпік	11	1,02	300	229,5
Ніч	7	0,35	120	31,5
Разом			600	487,8

Як джерело електроенергії для децентралізованої системи розглядають "вугільну" ТЕС (або ТЕЦ), а також ГТУ і ПГУ, що працюють на газовому паливі. Такими може бути "традиційний" природний газ і синтез-газ, отриманий з вугілля за технологією його газифікації. Вартість і теплота згорання різних видів палива наведено у табл. 7.5.

Значення коефіцієнтів використання палива прийняті 0,4; 0,37 і 0,45 відповідно для ТЕС, ГТУ і ПГУ. За даними табл. 7.5 і залежністю (7.3) визначено питомі витрати натурального палива та собівартість виробництва електроенергії для прийнятих типів електростанцій. Результати розрахунків наведено у табл. 7.6.

**Таблиця 7.5**

**Вартість і теплота згорання палива**

Вид палива	Вартість	Теплота згорання, МДж/м <sup>3</sup>
Вугілля	1000 грн/т	25,2
Природний газ	2400 грн/1000 м <sup>3</sup>	33,0
Синтез-газ	1000 грн/1000 м <sup>3</sup>	15,0

**Таблиця 7.6**

**Показники роботи електричних станцій**

Тип електростанції	СНТ використання	Питома витрата палива		Собівартість виробництва електроенергії, грн/кВт·год		
		Гілл-ля, кг/кВт·г	Газ, м <sup>3</sup> /кВт·год	Вугілля	Природний	Синтез-газ

			Природ- ний	Синтез- газ			
ТЕС	0,4	0,357	-	-	0,46	-	-
ГТУ	0,37	-	0,295	0,65	-	0,85	0,778
ПГУ	0,45	-	0,242	0,533	-	0,697	0,64

Оцінимо рівень ефективності використання комбінованого електропостачання для умов спорудження ТЕС. Питома вартість будівництва ТЕС за узагальненими даними приймається 1500 дол./кВт або 12 тис. грн/кВт. Тоді загальна вартість спорудження ТЕС потужністю 100 МВт складе 1200 млн грн.

За табл. 7.4 річна вартість електроенергії, спожитої від енергосистеми, дорівнює 487,8 млн грн. Вартість виробленої електроенергії на децентралізованій ТЕС в обсязі 600 млн кВт·год при її собівартості 0,46 грн/кВт·год (див. табл. 7.6)  $C_w = 600 \cdot 0,46 = 276$  млн грн за рік. Однак такий підхід не відповідає ідеї комбінованого електропостачання і відноситься до повного переходу на децентралізоване енергозабезпечення та, очевидно, не виявляє економічного інтересу для енергосистеми (енергопостачальної компанії). Навпаки, у такому разі може бути створена конфліктна ситуація.

Правильне розв'язання задачі полягає у виборі меншої величини оплати за спожиту електроенергію за періодами доби з урахуванням показників, наведених у табл. 7.4:

- піковий: 226,8 млн грн  $> 0,46 \cdot 180 = 82,8$  млн грн;
- напівпіковий: 229,5 млн грн  $> 0,46 \cdot 300 = 138$  млн грн;
- нічний: 31,5 млн грн  $< 0,46 \cdot 120 = 55,2$  млн грн.

Як бачимо, економічно доцільно, щоб підприємство у періоди піку і напівпіку отримувало електроенергію від власної децентралізованої ТЕС, а вночі – від централізованої енергосистеми. Можливо вирішити цю проблему і за вартістю електроенергії за періодами доби, однак результат буде той самий:

- піковий:  $0,75 \cdot 1,68 = 1,25 > 0,46$  грн/кВт·год;
- напівпіковий:  $0,75 \cdot 1,02 = 0,765 > 0,46$  грн/кВт·год;
- нічний:  $0,75 \cdot 0,35 = 0,2625 < 0,46$  грн/кВт·год.

Зменшення величини оплати за електроенергію

$$\Delta C_w = 487,8 - (82,8 + 138 + 31,5) = 235,5 \text{ млн грн на рік.}$$

Для зазначених умов простий термін окупності

$$t_{ок} = 1200 / 235,5 = 5,1 \text{ року.}$$

Разом із тим, наведений режим роботи ТЕС, коли підприємство споживає електроенергію від енергосистеми тільки вночі з тарифним коефіцієнтом 0,35, постачальнику буде не вигідний. Визначимо показники роботи ТЕС тільки у піковий період (у години напівпіку та вночі електропостачання здійснюється від централізованої енергосистеми).

Для пікового режиму роботи ТЕС річне зниження величини оплати за спожиту електроенергію

$$\Delta C_w = 487,8 - (82,8 + 229,5 + 31,5) = 144 \text{ млн грн,}$$

а термін окупності такий:

$$t_{ок} = 1200/144 = 8,3 \text{ року,}$$

що для проектів "великої" енергетики досить прийнятно.

Слід зазначити, що застосування ТЕС для роботи у маневреному режимі досить проблематично (див. розд. 3), оскільки при високому рівні маневреності вони не настільки володіють тією ефективністю, яка властива ГТУ і ПГУ. Виконаємо аналогічні розрахунки для "газових" електричних станцій з урахуванням застосування природного та синтез-газу. Питома вартість будівництва прийнята на рівні 8000 і 12800 грн/кВт відповідно для ГТУ і ПГУ. Результати розрахунків зведено у табл. 7.7.

**Таблиця 7.7**

**Розрахункові характеристики ГТУ і ПГУ**

Тип електро-станції	Паливо	Вартість виробництва електроенергії, млн грн за рік, у режимі роботи		Економічний ефект, млн грн за рік	Термін окупності, років
		Піковий	Напівпіковий		
ГТУ	Природний газ	153	–	73,8	9,8
	Синтез-газ	140	–	86,8	8,3
ПГУ	Природний газ	125,5	209,1	121,7	10,5
	Синтез-газ	115,2	192,0	149,1	8,6

ГТУ доцільно використовувати тільки у піковий період доби, тому що, по суті, вони для цього й призначені. Тим більше, що у напівпіковий період доби собівартість виробництва електроенергії вища порівняно з її вартістю при отриманні від енергосистеми. Терміни окупності більші при застосуванні природного газу, що пояснюється його вартістю, прийнятою на рівні 300 дол./1000 м<sup>3</sup>.

Варіант спорудження ПГУ має кращі показники ефективності завдяки додатковому виробництву теплової енергії: при її врахуванні ефективність ПГУ збільшується, а термін окупності зменшується і для природного газу складає 8 років, а для синтез-газу – 6 років. Вельми привабливим є варіант, коли для роботи ПГУ використаний синтез-газ вартістю 125 дол./1000 м<sup>3</sup>. Удосконалення технології отримання синтез-газу з вугілля приведе до підвищення його теплоти згорання і відповідно до ефективної роботи ПГУ навіть при збільшенні його вартості до 150 дол./1000 м<sup>3</sup>.

У роботі [28] зазначається, що енергетичні газові турбіни середньої та великої потужності можуть стати альтернативою для покриття дефіциту електроенергії в Україні в денний час та згладжування добового графіка навантаження. Зменшення навантаження на застарілу українську теплоенергетику в денний

час та її експлуатація в умовах, близьких до постійного навантаження протягом доби, дозволять продовжити ресурс використання багатьох ТЕС країни.

Незважаючи на спроможність вирішення проблеми та наявність необхідних умов, існують ускладнюючі обставини, що полягають у правильному обліку всіх витрат, пов'язаних із спорудженням власного джерела [29]. Найпоширенішою помилкою є те, що при визначенні цих витрат на першому етапі розрахунків, коли, власне, і ухвалюється саме рішення, враховують тільки вартість спорудження самих енергоблоків, використовуючи цінові показники їх виробників, чого явно недостатньо. В кращому разі враховують також витрати, пов'язані з реконструкцією електричних, теплових і газових мереж внутрішнього енергопостачання. Наприклад, реконструкція внутрішньої системи енергопостачання може бути потрібна:

- у зв'язку із зростанням струмів короткого замикання при приєднанні до мереж додаткових джерел електроенергії;

- для забезпечення стійкої роботи генераторів при коротких замиканнях у внутрішній мережі;

- при перебудові релейних захистів і автоматики у самій системі.

Проте цього недостатньо. Слід також враховувати витрати на реконструкцію зовнішнього електро- і газопостачання. Ці витрати у кожному конкретному випадку можуть істотно відрізнитися за величиною залежно від місцевих умов. Практика засвідчила, що іноді вони виявляються зіставними з вартістю спорудження незалежного джерела. Природно, така споруда стає економічно недоцільною. У цьому разі вельми неприємним сюрпризом виявляються технічні умови енергосистеми, що вимагають великих, не врахованих економічним розрахунком, витрат на реконструкцію зовнішніх мереж. Отже, з практики можна навести такий приклад, коли підприємство намагалося спорудити власне додаткове джерело електропостачання, що складалося з чотирьох генераторів потужністю по 1000 кВт кожний, технічними умовами енергосистеми було приписане спорудження нової підстанції 220/110/6 кВ на додаток до вже існуючої на підприємстві підстанції 110/6 кВ. Зрозуміло, що ні про яку окупність енергоблоків у такій ситуації не може бути й мови.

Все ж таки, як не парадоксально здається на перший погляд, при більш кмітливому вивченні ситуації можна углядіти, що певні мотиви для подібних вимог у енергосистеми можуть бути. Так, у згаданому вище випадку, свої вимоги енергосистема обґрунтувала тим, що повітряні ЛЕП 110 кВ, від яких живиться існуюча заводська підстанція 110/6 кВ, є занадто важливими, оскільки здійснюють зв'язок потужної районної підстанції з великою ТЕЦ. Крім того, від цих ліній відпайками живиться ряд підстанцій міських і промислових районів. При приєднанні додаткових генераторів існуючі системи релейного захисту та автоматики можуть працювати з відхиленнями, що може призвести до значних системних аварій.

Виникає суперечливе питання: чи правомірно перекладати тягар реконструкції мереж енергосистеми на підприємства, які виявляють ініціативу спорудження додаткових джерел електроенергії, що фактично розвантажують мережі енергосистеми як за активною, так і за реактивною потужностями, полегшують



режими її роботи, сприяють стабілізації рівнів напруги? Така політика може лише налякати й без того нечисленних інвесторів, які вкладають свій капітал у розвиток малої енергетики, а у споживачів відбити всяке бажання мати власне джерело електропостачання.

Крім того існує проблема якості електроенергії, оскільки практично всі її показники погіршуються із зменшенням потужності автономно працюючих генераторів. Так, величина коливань напруги при швидкій зміні навантаження обернено пропорційна потужності короткого замикання в мережі або сумарній потужності генераторів. Аналогічним чином, тільки різною мірою, залежать від потужності генераторів й інші показники якості електроенергії. У ряді випадків їх значення виходитимуть за межі, встановлені ГОСТ 13109–97. При цьому будуть потрібні розрахунки і, можливо, спеціальні заходи щодо забезпечення якості електроенергії. Ускладнюються питання забезпечення чутливості релейних захистів у системі автономного електропостачання, постає проблема надійності живлення ланцюгів оперативного струму.

Існує світовий досвід, де сьогодні більше 65 % нових електрогенеруючих потужностей базуються на використанні парогазових установок та газотурбінних ТЕС, показники роботи яких набагато кращі, ніж традиційних пилувугільних паротурбінних станцій.

Незважаючи на такий досвід і на переваги та економічну доцільність упровадження маневрених потужностей на рівні промислових підприємств та окремих регіонів за рахунок бізнес-структур, НКРЕ не проводить активну політику з вирішення проблеми нерівномірності електроспоживання.

#### *Наявність газотурбінних маневрених джерел енергії*

За даними роботи [28], незважаючи на дефіцит природних енергоносіїв, приблизно 75 % газових турбін потужністю за 15 МВт використовуватимуть, як паливо, природний газ. Швидке зростання світових цін на газ і труднощі його доставки в деякі райони світу, навіть у зрідженому стані, сприятимуть підвищенню ролі вугілля як джерела енергії. Тому швидкий розвиток енергетичного газотурбобудування буде супроводжуватися розробкою і впровадженням нових технологій отримання синтетичного газу з вугілля та інших природних енергоносіїв.

Україна виробляє газотурбінні установки простого циклу, які можуть застосовуватися для покриття дефіциту електроенергії в денний час і "згладжування" навантаження на теплову енергетику. До них відносяться серійні промислові газові турбіни потужністю до 25 МВт, газова турбіна ГТЕ-60 потужністю 60 МВт (ДП НВКГ "Зоря-Машпроект"), яка буде введена в експлуатацію найближчим часом, а також газова турбіна російсько-українського виробництва UGT-110000 потужністю 114 МВт. Ці турбіни не поступаються західним аналогам за економічністю, більш того, установка UGT-110000 за ваговими характеристиками перевищує зарубіжні газові турбіни: при масі близько 60 тонн її питома вагова характеристика складає тільки 0,52 кг на кіловат встановленої потужності.

Перспективним буде для України і використання ПГУ в металургійному комплексі, де власна потреба в електроенергії складає до 2000 МВт, причому

частина цієї потужності задіяна в денний час. За даними ДП НВКГ "Зоря-Машпроект", утилізація теплоти доменного газу при використанні парогазових установок ПГУ-150 потужністю 150 МВт дозволить не тільки підвищити ККД утилізації з 10 – 12 (паротурбінний блок) до 40 – 45 %, але й виробити для України до 2,0 ГВт·год електроенергії, яка може бути спрямована на потреби металургії. Це допоможе істотно знизити навантаження на теплову енергетику. Алчевській металургійний комбінат розпочав упровадження трьох парогазових установок на доменному газі потужністю 150 МВт кожна фірми Mitsubishi (вартість будівництва – близько 480 млн дол.). Проте розрахунки, виконані в ДП НВКГ "Зоря-Машпроект", свідчать, що економічно привабливим буде проект створення української ПГУ-150 на базі ГТУ типу UGT-110000, який може бути втілений протягом двох–трьох років.

Ще одним важливим напрямом використання ПГУ-150 є нафтопереробний комплекс України. При освоєнні технології глибокої переробки нафти з утилізації відходів нафтопереробних заводів України можна отримати майже 1,5 ГВт·год електроенергії, яка піде на "згладжування" графіка денного електроспоживання.

Для вирішення цієї проблеми сьогодні в Україні є всі умови. Розробляються і виробляються конкурентні на світовому ринку газові турбіни простого циклу та парогазові установки малої і середньої потужності, а в кооперації з Росією – ПГУ великої й надвеликої потужностей. Зокрема, для покриття денного дефіциту потужності в обсязі 1100 МВт в Україні необхідно встановити сім ПГУ-150 сумарною вартістю близько 1 млрд дол.

При вдалій організації українська енергомашинобудівна промисловість може виробити до 80 % елементів ПГУ великої та надвеликої потужностей. Перспективним є і створення установок, працюючих на низькокалорійних газах – доменному газі та відходах глибокої переробки нафти. Важливого значення для розвитку газотурбобудування набуває промислова газифікація вугілля з українських родовищ, що дозволить зменшити споживання природного газу.

З метою підвищення ефективного використання палива на ТЕС енергосистеми та створення сприятливих умов для роботи АЕС доцільно споруджувати електричні станції середньої потужності безпосередньо на підприємствах з взаєморозрахунками за спожиту електроенергію згідно з прогресивним диференційованим тарифом. У першу чергу споруджувати власні станції необхідно на великих підприємствах, наприклад, гірничо-металургійного профілю, споживана електрична потужність яких складає 100 МВт і більше. При цьому слід передбачати спорудження сучасних електричних станцій, ефективно працюючих у маневреному режимі з високим значенням ККД (не менше 45 %).

Паливом для ГТУ традиційно може бути природний газ з теплотою згорання 33 МДж/м<sup>3</sup> або синтез-газ, отриманий за технологією внутрішньоциклової газифікації вугілля, з теплотою згорання 15 МДж/м<sup>3</sup>, а також за технологією підземної газифікації (11,58 МДж/м<sup>3</sup>).

Стосовно технології роботи ГТУ або ПГУ, то вона широко розкрита у відповідній літературі. Як основне обладнання пропонується використовувати

реально апробоване газотурбінне устаткування вітчизняних і світових виробників:

- ДП НВКГ "Зоря-Машпроект", м. Миколаїв;
- ВАТ "Мотор Січ", м. Запоріжжя;
- ДП "Івченко-Прогрес", м. Запоріжжя;
- ВАТ "Сумське НВО ім. М.В. Фрунзе", м. Суми;
- ВАТ "АК "Південтрансенерго", м. Запоріжжя;
- фірми "General Electric", "Siemens" тощо.

Величина ККД процесу виробництва електроенергії в розімкненому циклі газотурбінної установки знаходиться в межах 30 – 45 %. З метою підвищення ефективності згорання палива газова турбіна оснащується котлом-утилізатором, тип якого вибирається згідно з характеристикою споживача теплової енергії. Так, наприклад, когенераційні установки встановлюються за наявності опалювального навантаження та потреби в технологічній парі. Коефіцієнт використання тепла палива на когенераційних установках може досягати 90 %. Парогазові установки – у разі потреби в тепловій енергії. Тоді паровий котел розробляється на енергетичні параметри пари, яка після котла-утилізатора використовується в паровій турбіні для додаткового виробництва електроенергії. Величина ККД процесу виробництва електроенергії на ПГУ досягає 55 % і більше, а загальний коефіцієнт використання тепла палива наближається до 90 %.

Для ГТУ може використовуватися як газоподібне, так і рідке паливо (наприклад, дизельне). Для спалювання в газових турбінах застосовують:

- природний газ;
- попутний газ нафтопереробки;
- шахтний метан з вмістом метану 45 % і більше;
- зворотні гази металургійного, коксохімічного, нафтохімічного та інших виробництв.

Встановлюваний котел-утилізатор розробляється для кожного конкретного випадку з урахуванням характеристик газової турбіни, потреби в тепловій енергії та теплової схеми енергоустановки.

ТОВ "Енерготехпром" (м. Дніпропетровськ) розробило прогресивні газові проекти та технології, які були впроваджені у виробництво (див. табл. 7.8).

## 7.6. Системи когенерації

Процес виробництва на одній установці електричної і теплової енергії в сучасній науково-технічній літературі називають *когенерацією*. Привабливість цієї технології у тому, що питома витрата палива на виробництво електроенергії в таких установках значно менша порівняно з КЕС. Нині і в найближчій перспективі значна частина (більше 90 %) електроенергії вироблятиметься на основі перетворення теплової енергії. Термодинамічні розрахунки відображають, що на сучасних КЕС в електроенергію може бути перетворено не більше 40 % тепла використаного палива. Головна причина в тому, що сам термодинамічний принцип роботи конденсаційної електростанції передбачає джерело значних втрат. Неминуче відведення тепла в навколишнє середовище (через конденса-

тор) призводить до втрати більше половини тепла, що підводиться. ТЕЦ є більш економічними, оскільки тепло пари, яка відпрацювала в турбінах, повністю або частково використовується споживачами. Корисна віддача енергії на ТЕЦ при сприятливому об'єднанні електричного і теплового навантажень досягає 60 – 70 %.

**Таблиця 7.8**

**Енергетичні проекти ТОВ "Енерготехпром"**

Назва розробки	Підприємство, де було впроваджено розробку	Обсяги впровадження	Рік упровадження
Когенераційна газотурбінна електростанція потужністю 25 МВт у складі газової турбіни UGT-25000 ДП НВКГ "Зоря-Машпроект", котел-утилізатор продуктивністю 100 т/год пари, 3,9 МПа, 440 °С. Паливо – природний газ	Концерн "Стірол", м. Горлівка, Донецька обл.	Запроектовано. Побудовано. Уведено в експлуатацію	2006
Парогазова електростанція ПГУ-52 МВт потужністю 2 МВт у складі двох газових турбін ГТЕ-20С "Салют", двох котлів-утилізаторів продуктивністю по 40 т/год пари, 3,9 МПа, 440 °С, одна парова турбіна ПТ-12-3,4/1,0-1 ВАТ "КТЗ". Паливо – природний газ	ТЕЦ ВАТ "Ліпецка генеруюча компанія", м. Єлець, Росія	Запроектовано. Побудовано. Уведено в експлуатацію	2009
Когенераційна газотурбінна електростанція потужністю 200 МВт у складі 8-ми газових турбін MS 5001 фірми GE з водонагрівальними котлами-утилізаторами продуктивністю по 30 Гкал/год. Паливо – очищений газ нафтопереробки	ГТЕСН Ванкорського родовища ЗАТ "Ванкорнафта", Росія	Запроектовано. Побудовано. І черга (4 блока) уведена в експлуатацію	2010
Когенераційний енергоблок потужністю 15 МВт у складі газової турбіни ДЖ-59 ДП НВКГ "Зоря-Машпроект", котел-утилізатор з тиском 3,9 МПа, 440 °С. Паливо – природний газ	Картонно-тарний комбінат, м. Рубіжне, Луганська обл.	Запроектовано. Побудовано. Уведено в експлуатацію	2003
Когенераційна газотурбінна електростанція потужністю 48 МВт у складі 3-х газових турбін ДЖ-59 ДП НВКГ "Зоря-Машпроект" з водонагрівальними котлами-утилізаторами продуктивністю по 30 Гкал/год. Паливо – очищений газ нафтопереробки	ТЕЦ м. Кизил-Орда, Казахстан	Запроектовано. Побудовано. Уведено в експлуатацію	2005

У КГУ ефективність використання ПЕР на 30 – 40 % вища, ніж в установках, що виробляють тільки електроенергію або тепло. Такі установки більш екологічні (потрібно менше палива для виробництва такої ж кількості енергії) і більш економічні (інвестиції на їх закупівлю і монтаж окупаються за рахунок більш дешевої електроенергії).

Встановлено, що когенерація на сьогодні – найефективніша енергозберігаюча технологія. Проте, незважаючи на перевагу комбінованого виробництва енергії, існують КЕС, які виробляють тільки електроенергію, і ТЕЦ, що генерують одночасно теплову й електричну енергію. Формально прийнято вважати, що перші, як більш потужні, формують умовно "велику" енергетику, а другі – "малу".

При обґрунтуванні доцільності застосування установок комбінованого принципу виробництва тепла й електричної енергії використовують такі показники:

- зниження величини оплати за енергоносії через підвищення коефіцієнта використання палива при виробництві електроенергії;
- підвищення надійності та забезпечення аварійної і технологічної броні електропостачання при використанні КГУ як власного джерела електроенергії;
- зменшення викидів парникових газів у навколишнє середовище при виробництві теплової енергії установкою з більш високим коефіцієнтом використання палива.

Незважаючи на зазначені переваги, до теперішнього часу комбіноване виробництво енергії не набуло широкого застосування через такі причини:

- протидія монополістів – енергопостачальних компаній;
- обмежені фінансові можливості підприємств для спорудження сучасних КГУ і відсутність бізнес-планування;
- недосконалість законодавства щодо залучення позикових інвестицій для спорудження КГУ;
- відсутність практичного досвіду в розробці техніко-економічних обґрунтувань і схем фінансування проектів;
- недосконалість інформаційного забезпечення і недостатній рівень знань про переваги таких установок.

"Малу" енергетику доцільно розвивати, ґрунтуючись на принципі комбінованого виробництва теплової і електричної енергії. Існують три технологічні схеми для реалізації цього принципу:

1. Первинна енергія витрачається на виробництво електричної, а залишкове тепло – для задоволення потреб у тепловій;
2. Первинна енергія використовується для задоволення потреби в теплі, а залишкова – йде на виробництво електроенергії;
3. Виробництво електроенергії здійснюється за рахунок первинної енергії і залишкової (не використаної в первинному процесі перетворення) теплоти.

Найпоширенішою є перша схема, де первинне джерело енергії використовується для виробництва електроенергії, а теплота, що відходить, регенерується і застосовується для нагрівання й опалення.

При оцінці технічної доцільності застосування установок малої енергетики необхідно враховувати:

- показники теплоти (температуру води, тиск пари та ін.) та електричної потужності;
- режим роботи джерела з ЦЕС (автономний, паралельний);
- співвідношення "теплота – електрична потужність";
- вид первинного палива.

Для отримання максимально можливої вигоди від використання таких енергоустановок слід узгоджувати потреби підприємства у видах енергії. Для цього необхідна інформація про:

- наявні види палива;
- ціни і тарифи на електричну і теплову енергію;

- графіки навантажень теплової й електричної енергії.

При виборі потужності джерела генерації енергії треба знати сферу раціонального використання відповідного устаткування. Наприклад, ефективність газової турбіни зростає при підвищенні потужності від декількох кіловат до 100 МВт. Комбінований цикл з конденсаційною турбіною та рівними відборами потужності раціональний у межах від 10 до 100 МВт, а з паровою турбіною та протитиском – у межах від 2,5 до 50 МВт. Потужність газового двигуна, як правило, не повинна перевищувати 10, а дизельного – 20 МВт.

Для деяких підприємств раціональним може виявитися варіант застосування газового двигуна, працюючого, наприклад, на шахтному метані в комбінації з паровою турбіною (з протитиском або конденсаційній з відбором) залежно від потреб в тепловій та електричній енергії. Як паливо для варіанта з паровою турбіною та протитиском додатково використовується вугілля. Такі "гібридні" технології можуть істотно розширити сферу їх застосування.

Працюючи з оптимальним співвідношенням "тепло – електроенергія", КГУ можуть не задовольняти потреби користувача в теплі або електроенергії. Тоді потрібну частину електроенергії отримують від енергосистеми, а для виробництва додаткової теплоти (у тому числі в піковий період) установлюють котли.

КГУ, споруджувана на підприємстві, може працювати автономно або паралельно з ЦЕС. При автономній роботі її використовують згідно з графіками навантаження споживачів підприємства щодо електрики та тепла, тарифами на покупні електричну і теплову енергії, а при оцінці ефективності роботи повністю враховують капітальні витрати на її спорудження та вартість палива.

При паралельній роботі енергоустановка може функціонувати з незмінним навантаженням, а при оцінці її ефективності враховують взаєморозрахунки з енергосистемою за куплену (продану) електричну і теплову (якщо надлишок тепла, його можна продати) енергію, що також потребує аналізу графіків електричних і теплових навантажень.

Отже, фінансова оцінка проектів установок "малої" енергетики має допомогти вибрати таку їх потужність, щоб отримати гарантовану вигоду. Необхідно також відзначити, що на даній стадії аналізу багато показників визначаються орієнтовно, а деякі з них взагалі невідомі. Тому виправдано застосування спрощених моделей, включаючи моделі попиту на електричну і теплову енергії, або декількох технічно удосконалених варіантів.

### **7.6.1. Виробництво енергії двигунами внутрішнього згорання**

Розповсюджена схема виробництва енергії з використанням газового двигуна, який обертає електричний генератор, а тепло газів і водяного охолодження двигуна використовується для забезпечення теплових навантажень. Такі двигуни виготовляються багатьма фірмами країн світу. Потужність їх складає десятки – тисячі кіловат, "електричний" коефіцієнт корисної дії при потужності 260 – 3000 кВт досягає 35 – 40, "тепловий" – 47 – 53, загальний – близько 85 – 91 %. В Україні газові двигуни виготовляє ПАТ "Первомайськдизельмаш", із

зарубіжних – фірми "Elteco", "Jenbakher", "Deutz", "Wjartsila", "Sparc", "Tedom" та ін.

У більшості конструкцій двигунів нині передбачається турбонаддув, коли суміш палива і повітря вводиться в циліндри при тиску в декілька бар. Для цієї мети використовується невеликий турбонагнітач, який працює на вихлопних газах. Порівняно із звичайними в двигунах з турбонаддувом підвищений ККД і менші капітальні витрати на кіловат встановленої потужності.

До недавнього часу строк служби ДВЗ складав близько 10 років (80000 годин), проте перехід на природний газ і конструкцію, розроблену спеціально під процес когенерації, дозволив заявити про ресурс у 200000 годин (25 років при 8000 год роботи за рік).

Таки двигуни можуть працювати на рідких (легкі й середні сорти паливної нафти) і газоподібних видах палива. Для двигунів на газоподібному паливі має місце відносно низький тиск (0,1 бар), а тому не потрібно додатково підвищувати тиск газу. Двигуни, що працюють на природному газі, потребують менших витрат на обслуговування порівняно з двигунами на паливній нафті. Дизелі великої потужності, модифіковані на основі конструкцій морських двигунів, можуть також працювати на важкому нафтовому паливі (мазуті).

Тепло, що виділяється ДВЗ, відводиться декількома способами:

- безпосередньо з вихлопними газами;
- шляхом теплопередачі із систем охолодження двигуна, охолодження мастила і повітря наддуву, якщо двигун оснащений турбонагнітачем.

Фактично існує можливість регенерувати тепло тільки від вихлопних газів, систем охолодження двигуна та мастила, а також доохолоджувача паливної суміші.

Кількість теплоти, яка може бути регенерована з вихлопних газів, залежить від виду пари або температури гарячої води. Якщо, наприклад, необхідно отримати тільки гарячу воду з температурою 80 °С, то можна регенерувати більше теплоти порівняно з варіантом генерації пари при температурі 200 °С. Для отримання на ДВЗ потужністю 800 кВт гарячої води з температурою 80 °С можна корисно утилізувати близько 47 % енергії (еквівалентно потужності 376 кВт), що надходить з теплоти вихлопних газів – 19, системи охолодження двигуна – 24 і системи охолодження мастила – 4 %. Якщо ж цей двигун використовувати, наприклад, для отримання пари з температурою 200 °С, то утилізувати можна буде тільки теплоту вихлопних газів, а загальний ККД установки буде істотно нижчим (на 26 %).

Двигуни внутрішнього згорання працюють на незмінній частоті обертання (звичайно в межах від 1000 до 1500 об./хв) з метою забезпечення постійності частоти струму, що генерується. Оскільки втрати на тертя залежать від частоти обертання двигуна, то вони залишаються постійними і ККД генерації електричної енергії знижується.

Витрати на установку й експлуатацію різних типів ДВЗ, які мають однакову вихідну потужність, можуть істотно відрізнятись. Наприклад, капітальні вкладення в модифіковані двигуни транспортних засобів порівняно малі, але витрати на обслуговування великі. У той же час двигуни, які спеціально спрое-

ктовані для КГУ і мають підвищений ресурс, коштують дорожче, але витрати на їх обслуговування нижчі, і тому саме їм слід надавати перевагу.

### 7.6.2. Енергетична ефективність комбінованого способу виробництва енергії

Енергетична ефективність процесу когенерації визначається за допомогою коефіцієнта використання палива:

$$P_{ел} = P_n \eta_{вн.ел}; \quad (7.21)$$

$$P_{тепл} = P_n \eta_{вн.тепл}, \quad (7.22)$$

де  $P_{ел}$ ,  $P_{тепл}$  – відповідно електрична і теплова потужності установки, кВт;  $P_n$  – потужність, віднесена до енергетичної складової палива для виробництва 1 кВт·год електроенергії, кВт;  $\eta_{вн.ел}$ ,  $\eta_{вн.тепл}$  – коефіцієнти використання палива для виробництва електричної і теплової енергії відповідно.

Потужність паливної складової для роздільного  $P_{н.р}$  і комбінованого  $P_{н.к}$  способу виробництва електричної і теплової енергії з урахуванням співвідношень (7.21) і (7.22) можна розрахувати так:

$$P_{н.р} = \frac{P_{ел}}{\eta_{вн.ел}} + \frac{P_{тепл}}{\eta_{вн.тепл}}; \quad (7.23)$$

$$P_{н.к} = \frac{P_{ел} + P_{тепл}}{\eta_{вн.ел} + \eta_{вн.тепл}}. \quad (7.24)$$

Тоді годинна витрата палива ( $\text{м}^3/\text{год}$ , л/год, кг/год):

$$g_z = P_y / (\eta_{вн} Q), \quad (7.25)$$

де  $P_y$  – сумарна потужність установки, кВт;  $Q$  – теплота згорання палива, кВт·год/ $\text{м}^3$ , кВт·год/кг.

**Приклад 7.4.** Двигун внутрішнього згорання електричною потужністю 300 кВт з  $\eta_{вн.ел} = 0,35$  і тепловою потужністю 400 кВт з  $\eta_{вн.тепл} = 0,5$  працює на природному газі. Визначити годинну витрату газу при номінальній потужності та теплоті згорання  $Q = 10,8$  кВт·год/ $\text{м}^3$  і порівняти її з витратою газу при роздільному способі виробництва електричної і теплової енергії.

**Розв'язування.** Відповідно до виразу (7.25) годинна витрата газу при комбінованому способі виробництва енергії

$$g_z^{ком} = \frac{300 + 400}{(0,35 + 0,5) \cdot 10,8} = 76,25 \text{ м}^3/\text{год},$$

а роздільному



$$g_{z.ел}^{роз} = \frac{300}{0,35 \cdot 10,8} = 79,36 \text{ м}^3/\text{год};$$

$$g_{z.тепл}^{роз} = \frac{400}{0,5 \cdot 10,8} = 74,07 \text{ м}^3/\text{год}.$$

Тоді сумарна витрата газу при роздільному способі виробництва енергії

$$g_z^{роз} = 79,36 + 74,07 = 153,43 \text{ м}^3/\text{год},$$

а годинна економія газу при когенерації

$$\Delta g_z = 153,43 - 76,25 = 77,18 \text{ м}^3/\text{год}.$$

**Приклад 7.5.** На підприємстві електричне  $P_{ел}$  та теплове  $P_{тепл}$  навантаження відповідно складає 2000 і 2500 кВт. Електричну енергію підприємство одержує від енергосистеми, а теплову – від власної котельні. Вказане навантаження задіяне протягом року ( $T_p = 6000$  год). Вартість електричної енергії, що купується,  $C_{0W} = 20$  коп/(кВт·год), а природного газу для котельної –  $C_{0z} = 300$  грн/1000 м<sup>3</sup>. Коефіцієнт використання палива для котельної  $\eta_{ен} = 0,75$ , а теплота згорання природного газу  $Q = 10,8$  кВт·год/м<sup>3</sup>.

Визначити щорічні витрати на придбання і виробництво енергії при існуючій системі енергозабезпечення, а також для варіанта встановлення газопоршневих двигунів з коефіцієнтами використання палива  $\eta_{ен.ел} = 0,4$  і  $\eta_{ен.тепл} = 0,4$ . Оцінити при цьому окупність витрат на встановлення двигунів.

**Розв'язування.** 1. Для існуючої системи забезпечення енергією вартість спожитої за рік електроенергії (тис. грн):

$$C_W = P_{ел} T_p C_{0W} = 2000 \cdot 6000 \cdot 0,2 = 2400.$$

Річна витрата газу котельною (тис. м<sup>3</sup>):

$$G_p^{z.к} = \frac{P_{тепл}}{\eta_{ен} Q} T_p = \frac{2500}{0,75 \cdot 10,8} \cdot 6000 = 1852.$$

Вартість цього об'єму природного газу (тис. грн):

$$C_z^1 = G_p^{z.к} C_{0z} = 1852 \cdot 300 = 555,6.$$

Загальні витрати на енергію при існуючій системі (тис. грн):

$$Z_E = C_W + C_z^1 = 2400 + 555,6 = 2955,6.$$

2. При встановленні газопоршневих двигунів річна витрата газу (тис. м<sup>3</sup>):

$$G_p^{z.дв} = \frac{P_{ел} + P_{тепл}}{(\eta_{ен.ел} + \eta_{ен.тепл}) Q} T_p = \frac{2000 + 2500}{(0,4 + 0,4) \cdot 10,8} \cdot 6000 = 3152.$$

Вартість цього обсягу природного газу (тис. грн):

$$C_z^2 = G_p^{z.дв} C_{0z} = 3125 \cdot 300 = 937,5.$$

Річна економія витрат на електричну і теплову енергію (тис. грн):

$$\Delta Z = Z_E - C_z^2 = 2955,6 - 937,5 = 2018,1.$$

Якщо врахувати, що ПАТ "Первомайськдизельмаш" виготовляє газопоршневі двигуни потужністю 500 кВт, то потрібно буде застосувати чотири установки, які забезпечать підприємство електричною і тепловою енергією. При пи-

томій вартості 1 кВт встановленої потужності 2000 грн загальні витрати на чотири установки з двигунами  $Z_{\text{дв}} = 2000 \cdot 2000 = 4$  млн грн.

Простий термін окупності витрат

$$t_{\text{ок}} = \frac{Z_{\text{дв}}}{\Delta Z} = \frac{4000}{2018,1} \approx 2 \text{ роки.}$$

Тому варіант установлення газопоршневих двигунів слід вважати доцільним.

### **7.6.3. Застосування ТЕЦ на вугільних шахтах для виробництва електричної та теплової енергії**

Фахівцями Національного гірничого університету, ДП "Дніпродіпрошахт" і ПАТ "ДніпроВНДПенергопром" розроблений проект унікальної ТЕЦ на основі використання як палива низькосортного вугілля, яке видобувається на шахтах ПАТ "ДПЕК Павлоградвугілля". ТЕЦ потужністю 50 МВт (2×25 МВт) повинна забезпечувати електричною і тепловою енергією групу вугільних шахт і прилеглі до них селища та містечка, а у разі аварій в енергосистемі гарантувати живлення електроприймачів аварійної і технологічної броні, що надзвичайно важливо для потенційно небезпечних гірничих виробництв.

Проектом передбачено: встановлення на ТЕЦ котлів з ЦКШ, використання в окислювальних процесах метану і вугільного пилу струменя шахтного повітря, що надходить з гірничих виробок, а також можливість опріснення і хімічної підготовки шахтної води з подальшим її використанням у технологічному циклі ТЕЦ.

Наявність в Україні розвиненої вугільної галузі дозволить спорудити потрібну кількість таких технологічних енергокомплексів. Головним чином їх перевага в тому, що з'являються умови, за яких негативний вплив виробничих процесів на навколишнє середовище нейтралізується (взаємокомпенсується) завдяки переходу до спільного для шахти і ТЕЦ замкненого технологічного циклу. За підрахунками, в Україні на базі таких комплексів можна створити "малу" енергетику зі встановленою потужністю близько 4000 МВт.

На рис. 7.3 наведена технологічна схема екологічно чистого паливно-енергетичного комплексу "Шахта – ТЕЦ".

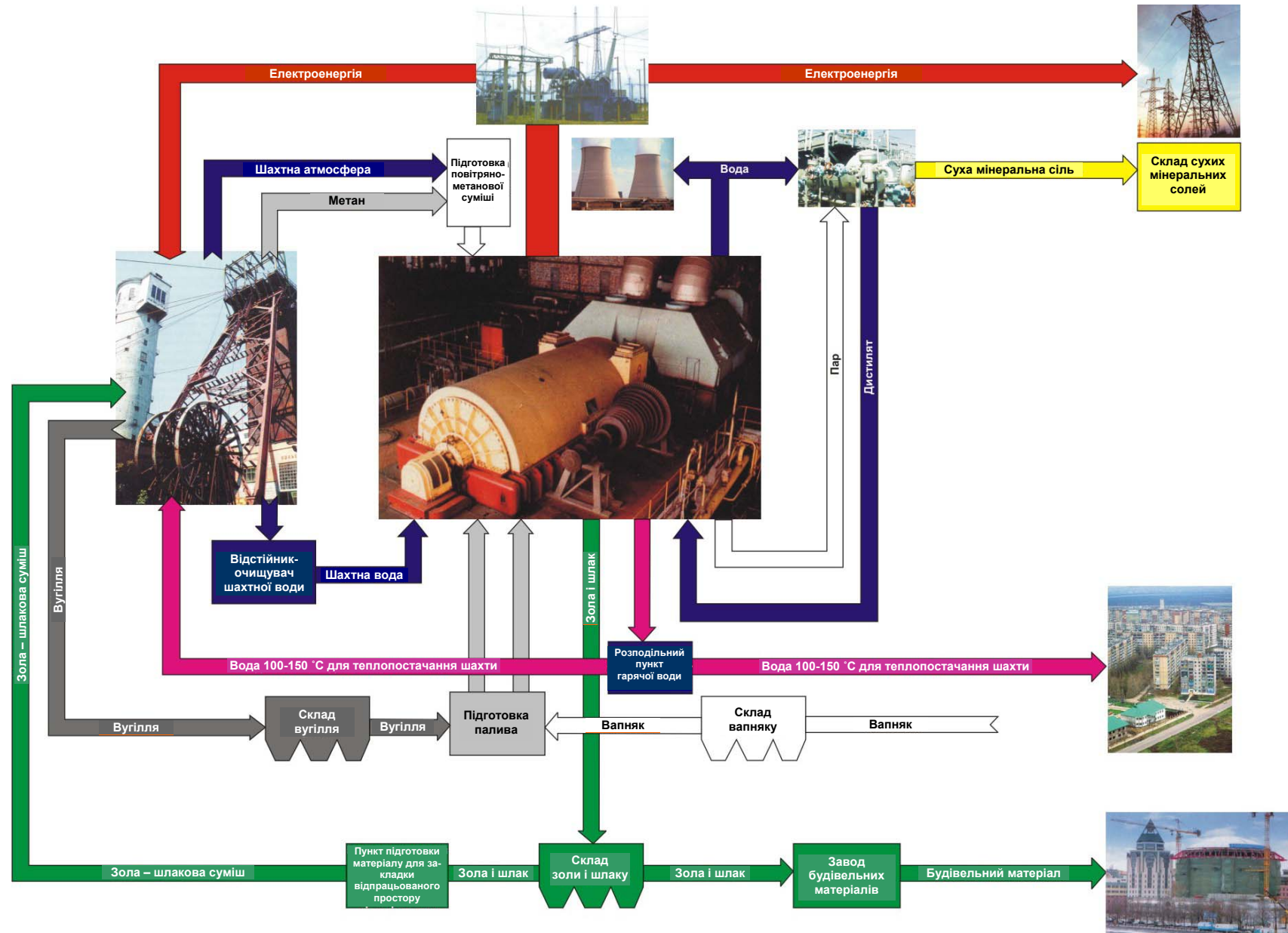


Рис. 7.3. Технологічна схема екологічно чистого паливно-енергетичного комплексу "Шахта – ТЕЦ"

## Контрольні питання

1. Назвіть критерій оцінки економічної ефективності енергозбережних проектів для підприємства та країни в цілому.
2. Наведіть найефективніші енергозбережні проекти та заходи.
3. Які основні чинники сприяють зростанню величини прибутку підприємства?
4. Які основні чинники знижують величину прибутку підприємства?
5. Назвіть відомі Вам тарифи на електроенергію.
6. Перелічіть складові собівартості виробництва електроенергії. Наведіть приклади.
7. За якими складовими оцінюється ефективність енергозбережних проектів згідно з розглянутою методикою?
8. Що покладено в основу енергозбережних проектів?
9. Що таке споживач–регулятор і які функції він виконує? Наведіть приклади.
10. Яких умов слід дотримуватися при застосуванні споживача–регулятора?
11. Чому гілки водозбірника ГВУ мають бути однаковими за ємністю?
12. Поясніть, що являє собою комбінована система електропостачання та в чому її відмінність від комбінованого виробництва енергії.
13. Назвіть мету застосування комбінованої системи електропостачання.
14. Які типи генерації електроенергії доцільно віднести до ефективних систем комбінованого електропостачання?
15. Що таке когенерація? Наведіть приклади.
16. Як визначається енергетична ефективність комбінованого способу виробництва енергії?
17. Наведіть переваги впровадження ТЕЦ на вугільних шахтах для виробництва енергії?

## Завдання до самостійної роботи

1. Використовуючи співвідношення (7.18) – (7.20), визначити економічну доцільність упровадження комбінованої системи електропостачання для умов підприємства, на якому Ви проходили виробничу (переддипломну) практику.
2. Розглянувши матеріал лекцій 4 і 5 у частині зниження величини витрати електроенергії (особливо приклади), розрахувати економію палива (див. лекцію 3), яка потенційно може відбутися.

*Комплексні рішення стосовно оцінки рівня енергоефективності та застосування децентралізованих і комбінованих систем електропостачання, що розглянуті у цьому розділі, насамперед стосуються енергозбережних проектів. Таких проек-*

*тів існує дуже багато, але вони мають різну спрямованість та можливість впровадження. Головне, що в них розглядається різноманітність напрямів професійної діяльності фахівців: технологів, економістів, енергетиків, екологів, будівельників та інших. І в цьому полягає комплексність таких рішень.*