

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
ДЕРЖАВНИЙ ВИЩИЙ НАВЧАЛЬНИЙ ЗАКЛАД  
"НАЦІОНАЛЬНИЙ ГІРНИЧИЙ УНІВЕРСИТЕТ"



**ЕФЕКТИВНЕ ВИКОРИСТАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ  
ТА ПАЛИВА**

Навчальний посібник

Дніпропетровськ  
НГУ  
2014

УДК 621.311  
ББК 31.19  
Е 90

*Рекомендовано вченою радою ДВНЗ "Національний гірничий університет" як навчальний посібник (протокол №4 від 29.04.2014).*

Рецензенти:

*О.В. Садовий* – д-р техн. наук, проф., проректор з наукової роботи, завідувач кафедри електрообладнання Дніпродзержинського державного технічного університету;

*В.С. Костишин* – д-р техн. наук, проф., завідувач кафедри електропостачання та електрообладнання промислових підприємств Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу;

*К.М. Маренич* – д-р техн. наук, проф., завідувач кафедри гірничої електромеханіки та автоматики ім. Р.М. Лейбова Донецького національного технічного університету.

Е 90        **Ефективне** використання електроенергії та палива: навч. посіб. / Ю.Т. Разумний, А.В. Рухлов, В.М. Прокуда, Н.Ю. Рухлова; М-во освіти і науки України; Нац. гірн. ун-т. – Д.: НГУ, 2014. – 223 с.

ISBN 978–966–350–503–9

Розглянуто основні питання підвищення рівня енергоефективності у діючих системах генерування та споживання електричної енергії та палива. Викладено відомості, що характеризують сутність електричної енергії, нормативно-методичні основи енергозбереження, витрати та економію палива в енергетиці, шляхи зниження електроспоживання технологічними установками, а також підвищення економічної ефективності енергозбережних проектів.

Наведено приклади розв'язання фундаментальних задач, контрольні питання та завдання до самостійної роботи.

Зміст навчального посібника відповідає робочій програмі дисципліни "Енергозбереження".

УДК 621.311  
ББК 31.19

ISBN 978–966–350–503–9

© Ю.Т. Разумний, А.В. Рухлов,  
В.М. Прокуда, Н.Ю. Рухлова, 2014  
© Державний ВНЗ "НГУ", 2014

## ЗМІСТ

Передмова	6
Розділ 1. Основні відомості про енергію та енергозбереження	11
1.1. Енергія та природа	11
1.2. Властивості електричної енергії	17
1.3. Перспективи споживання електричної енергії	24
1.4. Правова основа та загальні напрями енергозбереження	29
Розділ 2. Короткі відомості про стан та перспективи розвитку електроенергетики	38
2.1. Джерела генерації енергії	38
2.2. Поточний стан електроенергетичної галузі	40
2.3. Перспективи розвитку галузі генерації електроенергії	48
Розділ 3. Економія палива на теплових електростанціях	58
3.1. Загальні тенденції споживання палива	58
3.2. Використання палива на вугільних ТЕС	59
3.3. Вплив якості палива на обсяги його використання	63
3.4. Вплив нерівномірності електроспоживання на питомі витрати палива	68
Розділ 4. Загальна оцінка споживання електроенергії	77
4.1. Основні положення	77
4.2. Характеристики режимів електроспоживання	78
4.3. Розрахунок обсягу зниження витрати електроенергії	82
4.4. Вартісна оцінка зниження витрати електроенергії	90
Розділ 5. Підвищення ефективності споживання електроенергії технологічними установками	94
5.1. Вентиляторні установки	94
5.1.1. Підвищення ККД вентиляторів і систем електропривода	95
5.1.2. Зниження підсосів (витоків) повітря	96
5.1.3. Покращення стану вентиляційної мережі	97
5.1.4. Узгодження режиму роботи вентилятора з характеристикою мережі	100
5.2. Підйомні установки	104
5.3. Технологічний транспорт	106
5.3.1. Загальні положення ефективного використання електроенергії	106

5.3.2. Прогресивний напрям зниження рівня електроспоживання за рахунок удосконалення системи електроприводу	110
5.4. Насосні установки	117
5.4.1. Загальні положення та рішення	117
5.4.2. Енергоефективні режими роботи багатоагрегатних головних водовідливних установок	120
5.5. Компресорні установки	128
5.6. Способи зменшення втрат електроенергії у повітряних та кабельних лініях	132
5.7. Зниження рівня втрат електричної енергії у силових трансформаторах	134
5.8. Ефективне використання електроенергії освітлювальними установками	136
5.9. Зниження споживання реактивної потужності асинхронними двигунами	137
Розділ 6. Вплив якості електроенергії на величину її витрати та рівень втрат	142
6.1. Загальні положення застосування напівпровідникових перетворювачів у системах регульованого електропривода	142
6.2. Джерела вищих гармонік в електричних мережах шахт	145
6.2.1. Вентильні перетворювачі	145
6.2.2. Перетворювачі частоти з ланкою постійного струму	146
6.2.3. Безпосередні перетворювачі частоти	147
6.2.4. Каскадні схеми на базі асинхронного двигуна	147
6.3. Основні негативні наслідки застосування систем регульованого електропривода	149
6.3.1. Додаткові втрати потужності та енергії від струмів вищих гармонік	149
6.3.2. Проблема компенсації реактивної потужності	153
6.3.3. Інші негативні наслідки впливу вищих гармонік струму та напруги	156
6.4. Шляхи вирішення проблеми підвищення якості електроенергії	157
Розділ 7. Ефективність енергозберіжних проектів	164
7.1. Основні положення	164

7.2. Тарифи на електроенергію та собівартість виробленої електроенергії	165
7.3. Методика оцінки ефективності енергозбережних проектів	169
7.4. Керування електроспоживанням за допомогою споживачів-регуляторів	173
7.4.1. Загальні положення	173
7.4.2. Технологічний процес транспортування вугілля	174
7.4.3. Технологічний процес відкачування води на поверхню	176
7.5. Ефективність комбінованого електропостачання	185
7.6. Системи когенерації	195
7.6.1. Виробництво енергії двигунами внутрішнього згорання	199
7.6.2. Енергетична ефективність комбінованого способу виробництва енергії	201
7.6.3. Застосування ТЕЦ на вугільних шахтах для виробництва електричної та теплової енергії	203
Додаток А. Перелік державних стандартів України, діючих у галузі енергозбереження	207
Додаток Б. Питома теплота згорання різних видів палива і деяких речовин	210
Додаток В. Співвідношення між одиницями енергії і коефіцієнти перетворення одиниць виміру	211
Додаток Г. Перерахунок характеристик палива	214
Додаток Д. Склад і характеристики різних видів органічного палива	216
Перелік скорочень	217
Список літератури	218
Алфавітний покажчик	221

## ПЕРЕДМОВА

Фахівці з виробництва і використання енергії, вчені та громадськість передових країн світу все більше і більше переконуються в необхідності проведення дієвих заходів щодо підвищення ефективності використання ПЕР і енергії. Це породжено багатьма причинами. Головні з них – прискорене виснаження природних непоновлюваних запасів палива та негативний вплив хімічних, теплових та механічних викидів у навколишнє середовище, причому за оцінками фахівців, екологічна проблема збережеться, навіть, якщо в енергетику залучити вторинні та поновлювальні горючі енергоресурси планети. Максимально обмежити дію шкідливих чинників на біосферу є завданням, від вирішення якого залежатиме збереження сприятливих умов життя на даному етапі розвитку світового співтовариства Землі.

Істотна увага цій проблемі приділяється і в Україні. Так, Закон України "Про енергозбереження" вимагає вирішувати питання використання енергії з урахуванням екологічних аспектів. Також не випадково, що національні нормативні документи вимагають, щоб ефективність заходів з енергозбереження на підприємствах оцінювалася, крім іншого, рівнем зменшення величини платежів за забруднення навколишнього середовища (ДСТУ 2155-93).

Підвищення рівня розуміння проблеми енергозбереження на державному руслі дозволило Україні на початку 90-х років ХХ ст. прийняти ряд принципових рішень і організаційних заходів, що скеровані на стимулювання програм з економії палива та ефективного використання електроенергії в країні: створений Інститут проблем енергозбереження НАН України, у 1993 р. заснований науково-технічний журнал "Проблеми енергозбереження", а у 1994 р. – уведений в дію Закон України "Про енергозбереження". У ці ж роки почалася розробка стандартів з енергозбереження. У навчальні програми вищих навчальних закладів для відповідних спеціальностей уведена дисципліна "Енергозбереження". З'явилися різні підприємства, здатні надавати консалтингові, інжинірингові та інші послуги. Розроблена "Енергетична стратегія України на період до 2030 р.", що оновлюється кожні 5 років. Так, на теперішній час (2013) громадське обговорення проходить проект Енергостратегії-2012, у якому наведено заходи та напрями підвищення енергоефективності. Таким чином, в Україні створена цілісна система, що забезпечує вирішення практично всіх питань у галузі енергозбереження.

Енергостратегія-2012 як програмний документ передбачає грандіозний розвиток усіх галузей ПЕК країни на період до 2030 р. – модернізацію діючих і будівництво нових енергоблоків ТЕС, АЕС, ГАЕС, а також більш широке використання поновлюваних джерел енергії й альтернативних видів палива тощо.

Стосовно практичних позитивних результатів в енергозбереженні, то їх на сучасному етапі можна досягти у всіх галузях промисловості.

В енергетиці це, перш за все, модернізація електростанцій з метою зниження витрат палива; більш широке впровадження пікових електростанцій; розвиток комбінованого виробництва енергії; поліпшення якості вугільного палива; залучення вторинних енергоресурсів (поновлюваних і нетрадиційних джерел енергії) та ін.

У промисловості ефективне використання електроенергії та, відповідно, зниження її питомих витрат прямо пов'язано з організацією виробництва і режимами роботи технологічних установок (коефіцієнтами завантаження, включення тощо). Тому працівники та керуючий персонал мають бути зацікавлені у підвищенні ефективності використання енергії та палива. Неприпустимо, коли технологи адресують рішення суміжних питань енергетикам, а енергетики – технологам.

Очевидно, що досягти значних результатів у вказаному напрямі можливо тільки на рівні міждисциплінарних знань. Тому більшість рішень і рекомендацій мають розроблятися та впроваджуватися енергетиками і технологамі спільно. Активність має проявляти енергетик (енергоменеджер), який відповідає за впровадження та ефективність результатів.

У багатьох публікаціях (монографіях, підручниках, посібниках, ДСТУ, Енергостратегії-2012 тощо) широко використовується термін "енергозбереження". Це визначення в якійсь мірі можна застосувати для теплової енергії. Наприклад, при якісній теплоізоляції теплофікаційних трубопроводів, утепленні зовнішніх конструкцій будівель можна значно зменшити обсяг споживання й розсіювання теплової енергії в атмосферу. Також можливо зменшити витрату палива на виробництво енергії за рахунок застосування прогресивних технологій його спалювання. З урахуванням властивостей електроенергії (змінного струму), що полягають в одночасності технологічних процесів її генерації та споживання, робимо висновок: без генерації електричної енергії не відбуватиметься її споживання та навпаки. По суті, це єди-

на електротехнологічна система без будь-яких пристроїв накопичування. Саме тому термін "енергозбереження" не може бути застосований у повній мірі до електричної енергії – це нонсенс. Коректніше використовувати термін "ефективне використання енергії та палива".

Критеріями ефективності процесів генерації та споживання електроенергії є:

- на рівні країни – узагальнені показники енерговитрат валового внутрішнього продукту. Енергостратегією–2012 передбачається зниження електроємності ВВП на 42 % (з 0,19 у 2009 р. до 0,11 кВт·год/грн у 2030);

- на рівні генерації електроенергії на ТЕС – питомі витрати палива на її виробництво. Енергостратегією-2012 передбачається поступове зниження питомої витрати умовного палива на 12,4 % (з 396 у 2009 р. до 347 г/кВт·год у 2030);

- на рівні споживання електроенергії – зниження її питомих витрат на виробництво будь-яких товарів та послуг, а також технологічних витрат в елементах системи електропостачання за рахунок упровадження прогресивних технологій та техніки. Ці показники дуже важливі, тому що планується значне (на 50 %) збільшення попиту на електроенергію (з 191 у 2010 р. до 282 млрд кВт·год у 2030).

Підвищення ефективності використання палива та енергії – це такий показник, що охоплює майже усі сфери діяльності людини та має велике значення для економіки країни. У зв'язку з цим автори посібника обмежилися галуззю паливно-енергетичного комплексу з напрямом на вуглевидобувні підприємства (шахти), що відповідає спеціалізації Національного гірничого університету. Крім того, у навчальному посібнику наведено матеріали (загально технічні, наукові та навчальні), пов'язані з ефективним використанням електроенергії, що можуть бути долучені до підготовки фахівців іншої галузевої спрямованості.

Існує декілька найважливіших проблем, які стоять перед ПЕК України в галузі науково-технічного та кадрового забезпечення. По-перше, зростаючий дефіцит кваліфікованих інженерних та робочих кадрів, який відчувають практично всі підприємства ПЕК країни. По-друге, скорочення наукових та технічних кадрів, а також мала увага до розвитку науково-технічного забезпечення галузі.

Для усунення цих недоліків слід здійснити ряд заходів, першочерговими з яких є:



- забезпечення необхідного і достатнього фінансування академічної та галузевої науки і при цьому пріоритет повинен надаватися виконанню прикладних науково-дослідних робіт за важливими напрямками розвитку галузей ПЕК з подальшим практичним застосуванням результатів досліджень;

- підвищення на рівні країни престижу наукової праці у технічній сфері, відповідної уваги до підготовки наукових кадрів вищої кваліфікації через мережу аспірантур і докторантур при академічних і галузевих інститутах, університетах;

- узгодження спеціальностей, за якими здійснюється підготовка інженерних кадрів за бюджетні кошти, з потребами галузей ПЕК; відтворення системи підвищення кваліфікації інженерно-технічних працівників у галузях ПЕК з метою освоєння сучасних технологій виробництва, правових питань, інвестиційного менеджменту;

- відновлення повноцінної професійно-технічної освіти для підготовки кваліфікованих робітничих кадрів для галузей ПЕК.

Матеріал цього навчального посібника може стати основою при вивченні дисципліни "Енергозбереження" студентами спеціальностей 8.05070103 "Електротехнічні системи електроспоживання" (у тому числі спеціалізації "Системи електроспоживання гірничих підприємств"), 8.05070108 "Енергетичний менеджмент" та 8.05070205 "Електромеханічні системи геотехнічних виробництв", які здатні забезпечити реалізацію національної політики в області енергоефективності використання електроенергії та палива на підприємствах усіх форм власності.

У навчальному посібнику розглядаються питання генерації й споживання електроенергії та використання палива на електричних станціях. Складається він із семи розділів, у яких систематизовано розглянуто: основні відомості про енергію та властивості електроенергії, а також правова основа та напрями енергозбереження (розд. 1); проблеми електроенергетики та шляхи їх вирішення, включаючи нерівномірність електроспоживання (розд. 2); економію палива на ТЕС, враховуючи вплив його якості та нерівномірність графіка електроспоживання (розд. 3); загальну оцінку споживання електроенергії (розд. 4); підвищення рівня ефективності споживання електроенергії технологічними процесами та окремими електроустановками (розд. 5); проблему впливу якості електроенергії на її витрату та втрати (розд. 6); загальну оцінку рівня енергоефективності (розд. 7). У більшості розділів наведено приклади розрахунків, а у додатках –

корисну інформацію. Крім цього, навчальний посібник містить теми рефератів та контрольні питання, що допоможуть студентам відповідних спеціальностей закріпити теоретичні положення та самостійно вирішувати практичні завдання щодо ефективного використання електроенергії та палива.

Автори вдячні рецензентам навчального посібника професорам О.В. Садовому, В.С. Костишину та К.М. Мареничу за конструктивні зауваження та побажання, значна частина з яких нами врахована. Автори також розуміють, що зміст та матеріал навчального посібника не позбавлені недоліків, тому Ваші відгуки та побажання просимо надсилати за адресою: Україна, 49600, м. Дніпропетровськ, пр. Карла Маркса, 19, ДВНЗ "Національний гірничий університет".

*З повагою до читача, автори*

# РОЗДІЛ 1

## ОСНОВНІ ВІДОМОСТІ ПРО ЕНЕРГІЮ ТА ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ

*Мета розділу – усвідомити процес зростання попиту людства на електроенергію, її особливості та надзвичайні властивості, а також оцінити показники ефективності її використання на рівні держави.*

### 1.1. Енергія та природа

Сутність поняття "енергія" слід розуміти як загальну кількісну міру різних форм руху матерії. При цьому кожному фізичному процесу відповідає певний вид енергії: механічна, теплова, електромагнітна, гравітаційна, ядерна та ін.

З поняттям "енергія" слід пов'язувати, перш за все, дію, процес, що підпорядковуються законам термодинаміки. Тому за рахунок енергозбереження здійснюється економія певної кількості енергії, яка мала бути витраченою, якби енергозбереження не виконувалося. По суті, ми економимо (зберігаємо) органічне, ядерне або інше паливо для виробництва енергії. Тому є сенс умовно виділити два її види: вироблену та не вироблену (абстрактну), а економію енергії розглядати як економію палива.

Проблема енергозбереження виникла у зв'язку з тим, що споживання енергії збільшується, обсяги основних ПЕР природного походження (не поновлюваних) зменшуються, виробництво та споживання енергії здійснюється неефективно, а негативний вплив на природне середовище посилюється. Нових та готових до практичного застосування джерел енергії нині не існує. Тому проблема енергозбереження взаємопов'язана з проблемами енергетики, технічного переозброєння та із структурою перебудови всієї економіки країни.

Для виконання будь-якої роботи необхідно витратити енергію як її еквівалент. Тому в ідеальному випадку під енергозберігаючими слід розуміти такі процеси, на виконання яких витрачається стільки енергії, скільки достатньо для виконання конкретної роботи за заданих умов. Проте і тут природа надає повчальні уроки щодо ефективного використання енергії в процесі виконання будь-якої роботи. Наприклад, з борту океанського лайнера можна спостерігати, як у морських акваторіях паралельно руху судна з такою ж швидкістю ру-

хається косатка (представник підродини дельфінів довжиною до 10 м і вагою до 8 т). Порівнюючи витрати енергії на здійснення роботи ссавцем (косаткою), що рухається в природному середовищі, та штучним об'єктом (кораблем), приходимо до приголомшливих висновків. Виявляється, косатка у порівнянні з кораблем витрачає енергії в сотні разів менше. Що це? Прогрес у розвитку рушійників у ссавців? І чи можна досягти такої ж ефективності при використанні енергії в техніці?

Автори роботи [1], намагаючись відповісти на це питання, відзначають складність біосфери, що постійно зростає в процесі еволюції, та неминучість появи не тільки більш складних органів руху в живих істотах, але й їх енергетичне вдосконалення.

Природознавство ХІХ ст. по праву пишалось двома найбільшими досягненнями: розробкою матеріалістичної концепції еволюції в науках про живу природу і розробкою концепції енергії в розвитку фізики. Поза сумнівом, що пошук внутрішнього зв'язку між ними був предметом багатьох досліджень. Проте спроби знайти прості формальні зв'язки і виявити на їх основі енергетичні принципи розвитку живого організму виявилися майже безрезультатними. Більш того, безпосереднє застосування термодинамічних законів до аналізу явищ життя призводить до прямої суперечності: еволюція живих систем відбувається у напрямку, протилежному тому, що відображує другий початок термодинаміки [2]. У цьому зв'язку для енергетичних систем, як це відзначено в ДСТУ ISO 13600-2001, енергія – це величина, яка задовольняє закони термодинаміки. Тому до теперішнього моменту фізика та біологія не дають єдиної картини розвитку, переходу від складних фізичних структур до простих (але насправді ще складніших) біологічних. Ситуація настільки складна, що замість очікуваного синтезу наук має місце їх пряме розмежування.

Фізика в даному разі "відгородилися" принципом додатковості, згідно з яким деякі поняття несумісні та повинні сприйматися як ті, що доповнюють один одного (автор – видатний фізик Н. Бор). "Ідея додатковості", як пише відомий фізик-теоретик А.Б. Мігдал [3], дозволяє зрозуміти та примирити такі протилежності, як фізична закономірність і цілеспрямований розвиток живих об'єктів. "Додатковість, а з нею і незвідність фізико-хімічної причинності та біологічної цілеспрямованості" – підтверджує Н. Бор [2].

Згідно із загальноприйнятою методологією всі сучасні концепції розвитку життя можна віднести до трьох основних типів: субстратні,

енергетичні та інформаційні. Розробка загальної теорії біологічного розвитку має природним чином спиратися на всі три концепції, органічно зв'язуючи їх та взаємодоповнюючи і збагачуючи. Для плідного, рівноправного синтезу час тільки настає, і поки найменше готовий до нього та слабше за всі розроблений енергетичний підхід [2].

Тому весь достатньо тривалий процес освоєння енергії людиною можна поділити на п'ять етапів [4]:

- перший – використання мускульної енергії. Він йде в глибінь тисячоліть і триває до V – VII ст. н.е. Одне з найдивовижніших досягнень цього періоду – оволодіння вогнем: спочатку підтримка багаття, а потім вилучення вогню та заготовлення першого енергетичного ресурсу – дров;

- другий (VII – XVII ст.) – відноситься до використання рушійної енергії води і вітру, він пов'язаний з виготовленням спеціальних, порою дуже непростих механізмів, що вимагають колективної праці і творчості. Технічна основа розробок цього часу – колесо;

- третій (з XVIII до початку XX ст.) – відповідає все більш широкому застосуванню "рушійної сили – вогню", джерелом якого є хімічна енергія палива: кам'яного вугілля, нафти, газу, горючих сланців, накопичених в біосфері минулих геологічних епох;

- четвертий (з XX ст.) – не дарма називають "золотим віком електрики". Завдяки її відкриттю, а головним чином створенню численних двигунів і приладів, для людства виявилось можливим освоїти і забезпечити електроенергією практично всі сфери нашої планети, більш менш придатні в кліматичному відношенні для життя;

- п'ятий – розвиток енергетики, в основі якої лежить використання енергії розпаду атома і синтезу ядра, практично стане визначальним тільки в XXI ст. або, за більш обережними оцінками, в наступному тисячолітті.

Третій і четвертий етапи до теперішнього періоду і, мабуть, у найближчі два–три століття характеризувалися і характеризуватимуться тим, що видобуток корисних копалин відбувається набагато більш високими темпами, ніж середні швидкості їх утворення. Тому така висока загроза швидкого виснаження викопних ресурсів, а з нею і кінця можливостей нашого "паразитування" на недосконалої та катастрофах минулої біосфери [2].

У XX ст. електрика вступила в права основного енергопостачальника, перетворювача та переносника. Існує розповідь про те, що коли Майкла Фарадея, який відкрив явище електромагнітної індукції,

запитали: "А навіщо це треба?", він відповів: "Не знаю, але коли-небудь ви це оподаткуєте". Малось на увазі, що це явище широко застосовуватиметься на практиці. Але навряд щоб і сам великий експериментатор, та й всі дослідники, вивчаючи природу електричних і магнітних явищ, могли передбачити, як широко ввійде електрика в нашу економіку, в побут кожного із нас. Застосування електрики надто сильно підвищило енергозабезпеченість людства, у тому числі й питому. Електрична енергія має великі переваги перед іншими видами: вона швидко і з малими втратами передається на значні відстані; може легко перетворюватися в інші види енергії: ККД електроперетворювачів може бути дуже високим, аж до 100 %. Джерело її – як енергія спадної води, так і енергія органічного палива. Відзначимо, що близько 80 % одержуваної в світі енергії, велика частина якої перетворюється на електричну на потужних ТЕС і АЕС, виробляється за допомогою парових турбін.

Схема перетворення енергії органічного палива (вугілля, нафти, газу, мазуту) в електричну багатоступенева. Наприклад, тепло від палива, що згоряє, нагріває воду в котлі, яка перетворюється в пару високого тиску і надає руху паровій турбіні, а остання – ротору електричного генератора, що знаходиться в сильному магнітному полі, теж створюваному струмом. І лише після цього електроенергія перетворюється та передається споживачам.

Слід відзначити, що і на п'ятому етапі розвитку енергетики основним енергоносієм залишається пара. Дійсно, сучасна атомна і, можливо, майбутня термоядерна електростанція – це типові теплові станції. У них топка парового котла замінюється на атомний або термоядерний реактор, а "робоче тіло" – пара – залишається. Це значить, що ККД таких станцій, як і раніше, не буде високим.

Чому питання про майбутній розвиток енергетики нині залишається одним з найголовніших? Для цього є вагомі причини.

По-перше, наш час можна вважати переломним через виснаження джерел палива, накопиченого в минулій біосфері. Незабаром ми вже не зможемо паразитувати на недосконалому круговороту минулої біосфери і повинні будемо потурбуватися про більш надійні (повновлювані або ті, що мають великі запаси) джерела. По-друге, слід подумати про гармонійне "вписування" людства в глобальний круговорот, поки він не порушений. У цьому напрямку ми і розглянемо деякі можливі варіанти вдосконалення світової енергетики.

Усі вони сходяться до того, що потреба в енергії спостерігатиметься у будь-якому разі, незважаючи на заклики до обмеження її споживання. І характер зростання цієї потреби, принаймні, в найближчому майбутньому залишається експоненціальним. Окрім цього, незважаючи на зростання чисельності населення (рис. 1.1), питомих енерговитрат (рис. 1.2), людина з потужністю основного обміну близько 100 Вт розсіює додатково ще в 50 – 100 разів більше енергії в результаті розвитку технічного прогресу, і цей показник явно зростатиме (рис. 1.2).

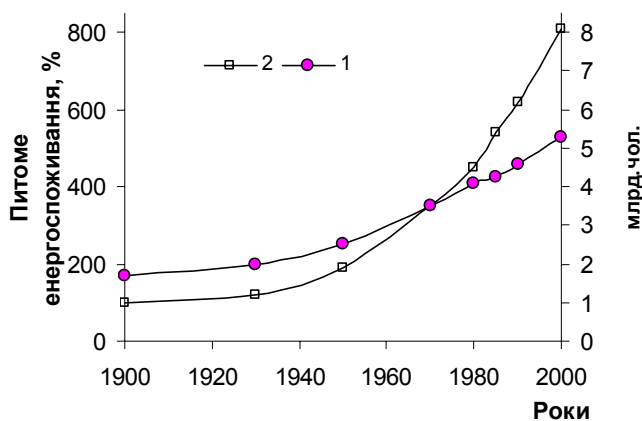


Рис. 1.1. Графіки зростання чисельності населення (1) та питомих енерговитрат (2)

Історично складається так, що кінець ХХ – початок ХХІ ст. в енергетиці характеризується, головним чином, використанням органічного палива, накопиченого в минулих геологічних епохах. Проте за прогнозом уже до кінця ХХІ ст. атомна й ядерна енергія будуть базовими в енергозабезпеченні людства.

Розглянемо докладніше цей перехід.

Стратегічно важливим видом палива залишається нафта. Одержувані з неї бензин, гас, дизельне пальне використовуються в енергетиці як основне паливо.

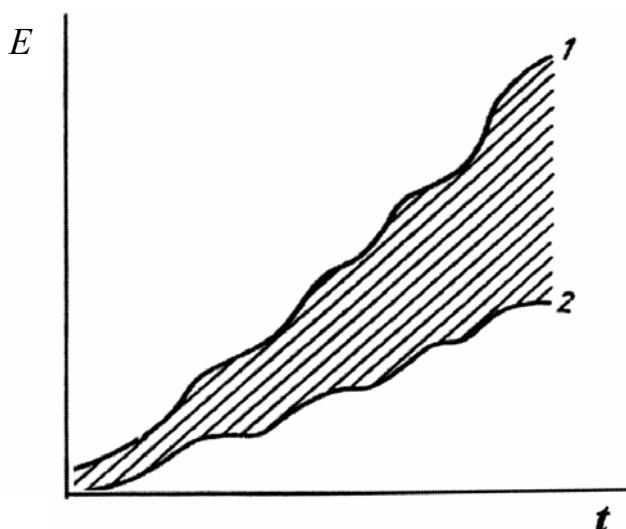


Рис. 1.2. Криві розвитку системи енергетики: використана енергія (1) та її втрати у часі (2)

І хоча розвідані запаси її зростають, немає сумніву, що в найближчі 100 років вони будуть майже вичерпані. За оцінками експертів, швидкість видобування нафти із земних глибин у мільйон разів перевищує можливо максимальні швидкості її накопичення у минулому. Все важче видобувати нафту, все складніше до неї дістатися, та й частка економічно доцільного її вилучення з родовищ не перевищує 30 – 60 % від розвіданих запасів.

родовищ не перевищує 30 – 60 % від розвіданих запасів.

На початку ХХ ст. вугілля було лідером за використанням в енергетиці світу, а його запаси приблизно у 10 – 20 разів перевищували запаси нафти. Проте найбільш розповсюдженим є буре вугілля, яке має знижену теплотворну здатність та при спалюванні якого залишається багато відходів. Навколишнє середовище забруднюється отруйними оксидами сірки й азоту, а також зольними викидами.

Перспективний нині – природний газ, який широко використовується в побуті та промисловості, але його запаси не перевищують запасів нафти. До того ж він заслуговує більшої уваги не як паливо, а як хімічна сировина. Аналогічні висловлювання можна зробити і про горючі сланці, торф та інші видобувні "подарунки" минулих геологічних періодів. Їх запаси все зменшуються і зменшуються.

У майбутньому головною буде ядерна енергія, хоча вона небезпечна для людини. Основи її застосування розроблено фахівцями однієї із самих розвинених наук – теоретичної та експериментальної фізики. Масштаби її виробництва атомними станціями складають не менше 50 % від усього обсягу електроенергії. Переваги урану очевидні: кілограм цього пального дає стільки ж енергії, скільки залізничний потяг кам'яного вугілля. Проте при використанні енергії атома одна з основних проблем – безпека.

Дійсно, застосування атомної енергії приховує у собі небезпеку техногенних катастроф, що, на жаль, бачимо з подій на Чорнобильській АЕС. Оскільки це джерело невідновлюване, то виникає питання, чи надовго вистачить урану? За обережними розрахунками – на декілька століть. Особливі перспективи в цьому значенні обіцяє розробка реакторів на "швидких нейтронах", де з підвищеним питомим тепловиділенням баластний уран-238 перетворюється на плутоній, який також є атомним паливом. При цьому паралельно з витратою палива може здійснюватися його накопичення в зручній для використання формі і, навіть, у зростаючих обсягах. Однак поки реактори такого типу складні та дорогі.

Вчені сподіваються, що ще більш ефективним, а головне, хімічно й радіаційно безпечним джерелом енергії для людства може стати термоядерний синтез. Напевно, це одне із найскладніших технологічних завдань, що стоїть перед населенням планети, яке академік І.В. Курчатов називав "найвеличнішим". Це джерело практично невичерпне, тому що дейтерію у морській воді вистачить на мільйони років. Хімічне та радіоактивне забруднення майже відсутнє, оскільки робота проводиться з воднем і гелієм. Все одно, так чи інакше



проблема впливу енергетики на біосферу все ж таки існує – це теплове забруднення або надмірне тепловиділення, а також ще те, що слід віднести до поки невідомих явищ. Тому роботи щодо застосування термоядерного синтезу в енергетиці припинилися не тільки через науково-технічні, а й екологічні проблеми.

Існує безпечний і екологічно чистий спосіб часткового вирішення енергетичної проблеми. Це більш повне використання сонячної енергії, що безпосередньо надходить на Землю. У цьому разі будь-яке забруднення майже відсутнє, оскільки використовується енергія, яка раніше практично марно втрачалася у вигляді тепла, що виділялося.

Широке застосування сонячної енергії, тобто розвиток геліоенергетики, пов'язане з подоланням ряду проблем. По-перше, це невелика густість потоку сонячної енергії. Незважаючи на величезну загальну кількість енергії, що надходить від Сонця (більш ніж у 1000 разів вища за загальне енергоспоживання всього людства), на кожний квадратний метр поверхні землі припадає лише 100 – 200 Вт залежно від географічних координат.

Пошук альтернативних ТЕС джерел енергії стимулюється не тільки вичерпанням запасів органічного палива, але й їх негативною дією на навколишнє середовище. Суть недосконалості технічних систем (особливо КЕС) у цьому сенсі полягає в наступному (з урахуванням законів термодинаміки). Відомо, що  $1 \text{ кВт}\cdot\text{год} = 3,6 \text{ МДж}$ . У той же час на виробництво  $1 \text{ кВт}\cdot\text{год}$  електроенергії в Україні витрачається у середньому 373 г у.п., енергетичний потенціал якого відповідає 10,93 МДж. Таким чином, 7,33 МДж енергії у вигляді теплового забруднення втрачається у навколишньому середовищі. При цьому додатково в атмосферу викидаються оксиди сірки й азоту, які є одними із найтоксичніших сполук. Складають вони до 99 % викидів сірчаних сполук енергоустановками.

## **1.2. Властивості електричної енергії**

Правила користування електроенергією пояснюють її як енергоносії, що виступає на ринку товаром, який відрізняється від інших особливими споживчими якостями і фізико-технічними характеристиками (одночасність виробництва і споживання, неможливість складування, повернення, переадресування тощо), які визначають необхідність регулювання та регламентації використання цього товару. Мабуть, таке визначення електроенергії має комерційну сутність.

Електрична енергія порівняно з іншими корисними видами енергії володіє такими властивостями, що роблять її надзвичайно привабливою у застосуванні. Перш за все це можливість практично необмеженої концентрації і розподілу. Можливість концентрації дозволяє збільшити одиничну потужність засобів праці, наприклад, електротехнологічних установок, і досягти за рахунок їх унікальних властивостей найкращих показників у виробництві. Здатність до розподілу забезпечила не тільки впровадження в наш побут великої кількості електропобутових приладів і машин, але й стала базою автоматизації виробництва, розвитку засобів зв'язку та інформатики.

Другою відмітною рисою є легкість перетворення електроенергії в інші корисні види енергії, і перш за все в теплову та механічну. В останньому випадку це перетворення зворотне, тобто принципово одна й та сама електрична машина може працювати і як двигун, і як генератор. Окрім цього не можна не відзначити можливість передачі великої кількості електроенергії на значні відстані з високим ККД. Звичайно, що використовувані для цих цілей повітряні ЛЕП надвисоких напруг 330–750 кВ – достатньо складні споруди, проте їх вартість менша, ніж магістральних газо- і нафтопроводів.

У сучасну епоху індустріального розвитку й урбанізації все більш цінними виявляються екологічні властивості електроенергії, що сприяють створенню вискооефективних і екологічно чистих технологій, коли неелектричні технології та інші енергоносії не можна використовувати зовсім або їх використання дає більш низький економічний та екологічний ефекти. У сфері споживання електроенергії ці властивості проявляються у зменшенні шкідливих викидів у атмосферу та в поліпшенні умов праці як на виробництві, так і в побуті.

Найважливішим соціально-економічним результатом електрифікації є збільшення продуктивності праці, яка визначається електроозброєністю, тобто кількістю кіловат-годин електроенергії, що витрачається на одного робітника.

Основа економіки будь-якої країни – це промислове виробництво. Склад промислового обладнання вельми різноманітний. У більшості установок, машин і механізмів застосовуються ті або інші рухомі процеси. До появи електроенергії як промисловий привід найбільше використовувалися парові машини та водяні колеса, в меншій мірі – вітродвигуни та мускульна сила.

Електрифікація промисловості почалася наприкінці XIX ст. саме з упровадження приводу для різних виконавчих механізмів. На

сьогодні сфера застосування електрики в промисловому виробництві охоплює не тільки механічні, але й ряд таких технологічних процесів, які не можна реалізувати іншим шляхом.

Електродвигуни за своєю сумарною встановленою потужністю складають приблизно 60 % від потужності всіх приймачів електроенергії. Сучасні комплексні системи автоматизованого електропривода поступово наближаються до категорії систем кібернетичного типу, які, мабуть, і стануть основою виробництва у XXI ст., що дозволить підвищити коефіцієнт завантаження електродвигунів і значно зменшити частку непродуктивної витрати електроенергії.

Отже, електрична енергія набула широкого застосування у всіх галузях життєдіяльності людини завдяки відносній простоті й ефективності виробництва, передачі, розподілу та перетворенню в інші види енергії – механічну, теплову, світлову тощо. Електроенергія характеризується декількома специфічними властивостями:

- швидка передача на великі відстані без використання будь-яких інших ресурсів, окрім власне витрат самої електроенергії;
- виникнення в колах змінного струму електромагнітної енергії та поява її реактивної складової, що взаємодіє з активною;
- виробництво, передача, розподіл, перетворення та споживання електроенергії відбуваються одночасно (вона ніде не накопичується).

Пояснимо основні властивості електроенергії, що, як уважають автори, буде корисним для розгляду подальшого матеріалу цього навчального посібника.

Електрична енергія має унікальну властивість продукції, яка для власної передачі на сотні кілометрів від електростанції до споживача витрачає частку самої себе, не потребуючи для цього інших ресурсів. Власне це й є технологічною витратою електроенергії на її передачу по електричних мережах або на перетворення в трансформаторах і перетворювачах та інших електротехнічних пристроях. Таку витрату традиційно у багатьох книгах, підручниках і нормативно-правових документах називають втратами електроенергії. Автор роботи [5] відзначає, що, наприклад, при переміщенні предметів за допомогою автотранспорту ніхто не каже "втрати бензину склали 15 літрів", а кажуть "витрата пального склали 15 літрів". Витрату електроенергії на виконання у тій самій мірі корисної роботи, як у разі з автотранспортом, традиційно називають втратами. Враховуючи цю історичну тенденцію в термінології, автори залишають термін "втрати електроенергії". Однак читач має розуміти умовність цього терміну.

З теоретичних основ електротехніки відомо, що у колах змінного струму з індуктивністю  $L$  та ємністю  $C$  електромагнітна енергія за перший півперіод запасається, а за другий – повертається до джерела. Опори реактивних елементів пов'язані з частотою мережі  $f$  співвідношеннями  $X_L = 2\pi fL$  та  $X_C = 1/(2\pi fC)$ , з яких видно, що індуктивний та ємнісний опори властиві тільки мережам змінного струму. Вектори реактивного  $I_p$  та активного  $I_a$  струмів не співпадають за напрямом, а повний струм визначається як  $I = \sqrt{I_a^2 + I_p^2}$ .

Реактивна енергія не виконує корисної роботи у сенсі перетворення в механічну або теплову як активна. Однак у фізиці поняття енергії та корисної роботи тотожні, тому словосполучення "реактивна енергія" не має сенсу. Разом з тим реактивний струм не тільки "відбирає" у активного частку пропускної здатності електричної мережі, але і при його проходженні по елементах системи електропостачання витрачається певний обсяг активної енергії, тому що, наприклад, втрати потужності в ЛЕП  $\Delta P = 3 I^2 R$  ( $I$  – повний струм,  $R$  – активний опір провідника).

Нагадаємо, як пов'язані між собою активна  $P$ , реактивна  $Q$  потужності, опори та повний струм:

$$I = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3}U} = \frac{P\sqrt{1 + \operatorname{tg}^2\varphi}}{\sqrt{3}U};$$

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R = \frac{P^2(1 + \operatorname{tg}^2\varphi)}{U^2} R,$$

де  $U$  – напруга мережі;  $\operatorname{tg}\varphi = Q/P = X/R$  – коефіцієнт реактивної потужності;  $\cos\varphi = P/S = R/Z$  – коефіцієнт потужності;  $S$  – повна потужність;  $Z$  – повний опір мережі.

Для більш повного розуміння процесів перетоків реактивної енергії розглянемо приклад залежності втрат електроенергії від коефіцієнта потужності.

**Приклад 1.1.** Споживана електроприймачем при напрузі  $U = 6$  кВ потужність  $P = 2000$  кВт. Для різних значень розрахованих споживаних струмів ( $I_p = P/(1,73U\cos\varphi)$ ) залежно від можливих величин коефіцієнтів потужності визначаємо, що для таких умов можна застосувати кабель з алюмінієвими жилами перерізом 95, 120 або 150 мм<sup>2</sup>. З урахуванням тривало допустимого струму  $I_{don}$  для конкретного перерізу жили кабелю встановлюємо область його

використання за умовою  $I_p \leq I_{\text{дон}}$ . Так, 95 мм<sup>2</sup> при  $\cos \varphi > 0,86$ , 120 мм<sup>2</sup> при  $\cos \varphi > 0,74$  та 150 мм<sup>2</sup> при  $\cos \varphi > 0,65$ . Розрахункові значення величини втрат потужності та їх графічна інтерпретація залежно від  $\cos \varphi$  наведені у табл. 1.1 та відповідно на рис. 1.3. Як бачимо, при середньому значенні величини втрат потужності, близькому до 50 кВт/км, можливе застосування кабелю з будь-яким із розглянутих перерізів, однак з різними коефіцієнтами потужності. Діапазон зміни  $\cos \varphi$  від 0,65 до 0,95 прийнятий за умови реальних режимів роботи СЕП підприємства, де є електроприймачі з НП.

Враховуючи значення тривалості максимальних втрат потужності  $\tau$ , можна визначити обсяги втрат електроенергії за рік. Однак складність таких розрахунків полягає у тому, що величина  $\cos \varphi$  змінюється протягом технологічного циклу робочої машини (електроприймача). З цієї причини завдання щодо зменшення втрат електроенергії стосується, як правило, тільки технологічних процесів. Значення  $\tau$  збільшується при зменшенні  $\cos \varphi$  залежно від кількості годин використання максимального навантаження  $T_m$ , що видно із рис. 1.4. Для

побудови кривих використана емпірична формула  $\tau \approx \left(0,124 + \frac{T_m}{10^4}\right)^2 \cdot 8760$ .

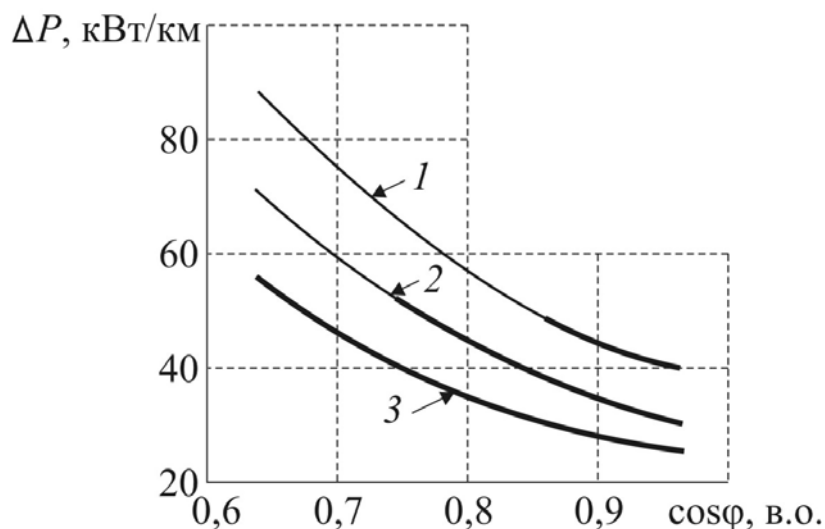
**Таблиця 1.1**

**Розрахункові значення величини втрат потужності, кВт/км\***

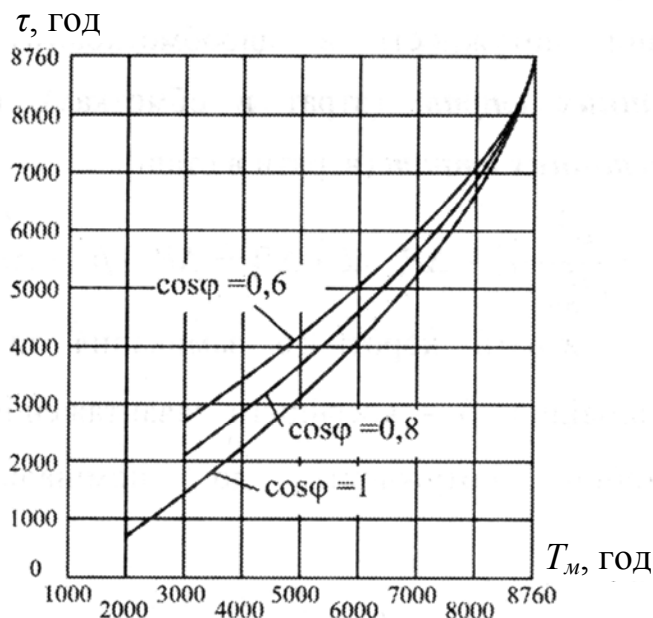
cos φ	I <sub>p</sub> , А	ΔP для кабелю з параметрами		
		S = 95 мм <sup>2</sup> , I <sub>дон</sub> = 225 А, R = 0,326 Ом/км	S = 120 мм <sup>2</sup> , I <sub>дон</sub> = 260 А, R = 0,258 Ом/км	S = 150 мм <sup>2</sup> , I <sub>дон</sub> = 300 А, R = 0,202 Ом/км
0,95	202,8	<b>40,1</b>	<b>31,8</b>	<b>24,9</b>
0,9	214,0	<b>44,6</b>	<b>35,3</b>	<b>27,7</b>
0,8	240,8	56,6	<b>44,8</b>	<b>35,1</b>
0,7	275,2	74,1	59,9	<b>45,8</b>
0,65	296,4	85,6	67,8	<b>53,1</b>

\* Жирним шрифтом показані значення втрат потужності, при яких виконується умова  $I_p \leq I_{\text{дон}}$ , а нежирним – якщо ця умова не виконується. Таке позначення використовується і на рис. 1.3.

Потреби споживача електроенергії викликані іманентним явищем – вільним режимом його роботи або режимом, залежним від технологічних процесів підприємства. Споживач, як правило, не узгоджує з виробником свої плани щодо режимів роботи та відповідно електроспоживання. Головне завдання виробника електроенергії – задовольняти попит споживача. Умовами дотримання властивостей електричної енергії, окрім не перевищення, є ще гнучка і швидка реакція пропозиції щодо зміни попиту. Фактично це означає наявність нерівномірного графіка споживання електроенергії.



**Рис. 1.3.** Вигляд залежності  $\Delta P = f(\cos\phi)$  для кабелю перерізом відповідно 95 (1), 120 (2) та 150 мм<sup>2</sup> (3)



**Рис. 1.4.** Вигляд залежності  $\tau = f(T_m)$  для різних значень  $\cos\phi$

Враховуючи властивості та особливості електроенергії, вирівнювання (ущільнення) ГЕН енергосистеми є надзвичайно важливою проблемою, вирішення якої дозволить створити умови для стійкої роботи атомних і теплових електричних станцій.

Зі збільшенням нерівномірності графіка електричного навантаження зростають витрати палива на генерацію електроенергії. Тому режими нерівномірного навантаження вкрай невигідні як у енергетичному, так і в економічному сенсі, до того ж призводять до додаткових екологічно шкідливих викидів.

Нерівномірність ГЕН енергосистеми характеризується коефіцієнтом нерівномірності, що змінюється залежно від пори року, дня тижня та інших чинників:

$$\alpha = P_{\min} / P_{\max}, \quad (1.1)$$

де  $P_{\min}$  і  $P_{\max}$  – відповідно мінімальне та максимальне електричне навантаження.

Для споживача величина витрати електроенергії визначається розрахунковим шляхом:

$$W_c = P_{\max} T_m. \quad (1.2)$$

Для процесу генерації електроенергії її обсяг визначається за допомогою співвідношення загальної витрати палива  $G$  до питомої  $g_0$  на виробництво 1 кВт·год, тобто як

$$W_2 = G / g_0. \quad (1.3)$$

Враховуючи основну властивість електроенергії, можна прирівняти  $W_c$  до  $W_2$ , тобто записати  $W_c = W_2$ . Використовуємо залежності (1.1) – (1.3) для отримання виразу

$$\frac{P_{\min}}{\alpha} T_m = \frac{G}{g_0}. \quad (1.4)$$

Розв'яжемо рівність відносно величини витрати палива  $G$ , тобто запишемо

$$G = \frac{T_m P_{\min} g_0}{\alpha}. \quad (1.5)$$

У правій частині рівняння (1.5) добуток  $P_{\min} T_m$  замінимо значенням електроенергії, що дорівнює 1 кВт·год. Тоді остаточно отримаємо залежність величини витрати палива на виробництво 1 кВт·год електроенергії від нерівномірності ГЕН:

$$G = g_0 / \alpha. \quad (1.6)$$

Із залежності (1.6) випливає, що при  $\alpha = 1,0$   $G = g_0$ . Припустимо, що  $g_0 = 0,36$  кг/кВт·год і  $\alpha = 0,9$ , тоді  $G = 0,4$  кг/кВт·год. Збільшення величини витрати палива  $\Delta G$  при нерівномірному графіку електроспоживання ( $\alpha = 0,9$  порівняно з  $\alpha = 1,0$ ) складає 0,04 кг/кВт·год.

Наведений тут підхід та сам розрахунок тільки підтверджують значний вплив нерівномірності електроспоживання на загальну витрату палива при генерації електроенергії. Однак на практиці існують доволі складні фізико-технічні та технологічні процеси. Наприклад, величина  $\alpha$  функціонально залежить від значення  $P_{\min}$ . Крім того, величина витрати палива залежить від швидкості зміни попиту на електроенергію та здатності енергоустановки задовольнити цю зміну. Тому більш коректні підходи до визначення питомої витрати палива залежно від нерівномірності електроспоживання наведено у розд. 3.

### 1.3. Перспективи споживання електричної енергії

Відповідно до проекту 2012 р. оновлення Енергетичної стратегії України на період до 2030 р. (далі – Енергостратегія-2012) у базовому сценарії попит на електроенергію досягне 282 ТВт·год, що на 50 % вище за рівень 2010 р. (191 ТВт·год). Переважно це буде зумовлено зростанням споживання в промисловості (на 40 %) та в сфері послуг (на 100 %). Такий прогноз ґрунтується на:

- аналізі історичної динаміки зростання ВВП та зміні його структури;
- прогнозі електроємності ВВП України з урахуванням ефекту від упровадження заходів зі збереження електроенергії.

У період значного економічного розвитку, коли щорічне реальне зростання ВВП становило 7 % (2000 – 2007), річне споживання електроенергії збільшувалося в середньому на 2,7 %. Світова фінансова криза спричинила падіння ВВП у 2009 р. майже на 15 % (у реальному відображенні) і зниження споживання електроенергії на 10 %.

Сьогодні показник електроємності ВВП України у кілька разів перевищує аналогічний для європейських країн. Однією з причин цього є структура української економіки, яка здебільшого складається з електроємних галузей, і надмірно високі витрати електроенергії на виробництво одиниці продукції. Висока електроємність також викликана істотним технологічним відставанням багатьох галузей промисловості та житлово-комунального господарства, а також високим зношенням основних фондів.



Згідно з історичним складом коефіцієнтів еластичності енергоспоживання та зростанням ВВП за трьома категоріями: промисловість, сектор послуг і населення споживання електроенергії у 2030 р. в базовому сценарії складе 282 ТВт·год (включаючи експорт, втрати і власні потреби електростанцій) при середньому щорічному зростанні на рівні 2,0 %. Таке співвідношення зростання ВВП і динаміки споживання електроенергії відповідає показникам, характерним для ринків, які проходять етап інтенсивного розвитку. У базовому сценарії співвідношення між ВВП сфери послуг та промисловості до 2030 р. наблизиться до рівня розвинених країн (сфера послуг складе 70 % ВВП, промисловість – близько 21 %, решту 9 % – сільське господарство). Відповідно до базового сценарію ВВП України в 2030 р. досягне 2,9 трлн грн.<sup>1</sup>

При прогнозуванні споживання електроенергії в Енергостратегії-2012 (див. табл. 1.2 та рис. 1.5) враховуються структурні зміни, очікувані у кожному сегменті споживачів, наприклад, перехід від мартенівського методу виробництва сталі на електродуговий.

**Таблиця 1.2**

**Попит на електроенергію<sup>2</sup> (ТВт·год) за базовим сценарієм зростання ВВП**

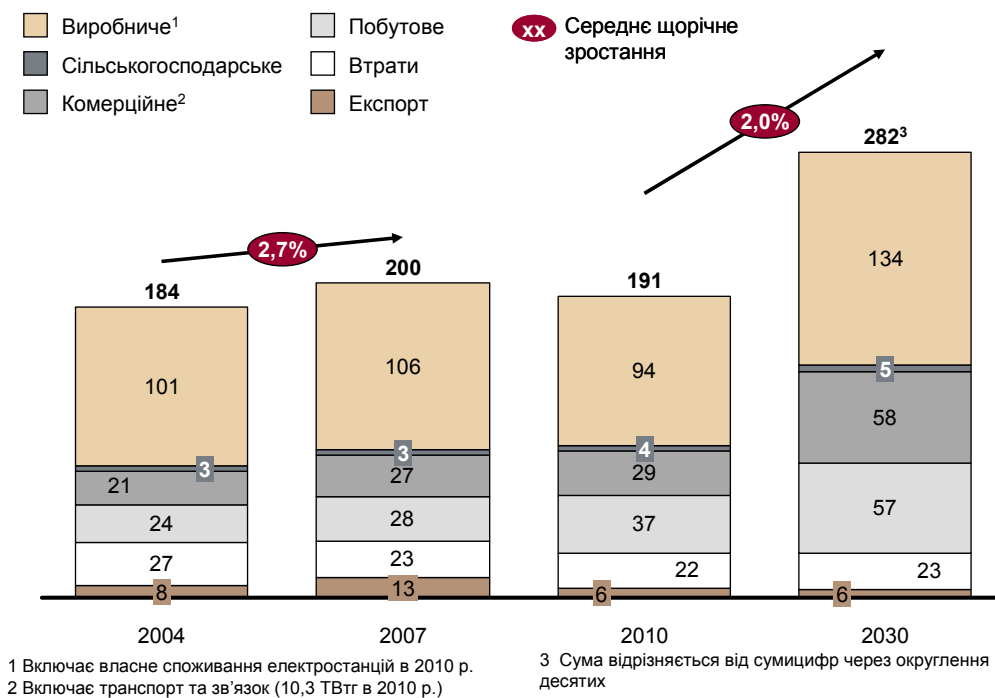
Галузь економіки	2010	2015	2020	2025	2030
Промисловість <sup>3</sup>	94	107	116	127	134
Сільське господарство	4	4	4	5	5
Комерційне та побутове споживання	65	76	88	101	115
Втрати <sup>4</sup>	22	22	22	22	23
Експорт	6	6	6	6	6
Разом	191	215	236	259	282

<sup>1</sup> Тут і надалі всі суми у реальних цінах 2010 р.

<sup>2</sup> Результуючі значення можуть відрізнятися від арифметичної суми доданків за рахунок округлення.

<sup>3</sup> Ця галузь включає власні потреби електростанцій (24 ТВт·год у 2030 р.) та потреби ГАЕС.

<sup>4</sup> Втрати з урахуванням у магістральних і розподільних мережах.



**Рис. 1.5. Діаграма попиту на електроенергію з урахуванням втрат та власних потреб (ТВт·год)**

Промисловість буде найбільшим споживачем електроенергії (134 ТВт·год у 2030 р., або близько 50 % від загального обсягу). При цьому щорічне зростання споживання становитиме 1,8 %. Цей показник враховує реалізацію заходів, спрямованих на енергозбереження та підвищення енергоефективності відповідно до галузевих програм, які дозволяють наблизити рівень споживання електроенергії при виробництві продукції до середньосвітових значень (щорічне зменшення на одиницю продукції складе 0,1–5 % проти рівня 2010 р. залежно від галузі).

Основним чинником впливу на збільшення електроспоживання буде розвиток металургії, пов'язаний зі збільшенням світового попиту на метал (близько 3 % на рік) і зміною структури виробництва сталі в Україні (заміна застарілих мартенівських печей на конвертерні й електродугові). Збільшення обсягів виробництва металургійної продукції (на 1,4 % щорічно) та суміжних галузей: видобувної (видобуток залізної руди та вугілля) та хімічної (найбільш енергоємної її частини – виробництво кисню й інших газів) сформує близько 50 % промислового споживання електроенергії (71 ТВт·год у 2030 р.)

Споживання електроенергії сільським господарством зростатиме в середньому на 1,6 % на рік і до 2030 р. сягне 4,8 ТВт·год. Споживання сферою послуг зростатиме майже вдвічі швидше за промислове (близько 4,2 % на рік у середньому) і до 2030 р. складе близько

45 ТВт·год. Основним чинником зростання є збільшення комерційних площ (торгівельні та офісні приміщення, заклади освіти та охорони здоров'я тощо) у 3,2 раза.

Споживання електроенергії підприємствами транспортної галузі підвищиться внаслідок збільшення обсягів вантажних і пасажирських перевезень, викликаного зростанням промислового та сільськогосподарського виробництва, і реального підвищення ВВП на душу населення. До 2030 р. споживання електроенергії у транспортній галузі зросте на 50 % і складе 14 ТВт·год.

Зростання побутового споживання електроенергії населенням до 2030 р. порівняно з 2010 р. складе більше 55 % (середньорічний темп зростання – 2,2 %), тобто побутове електроспоживання складе близько 57 ТВт·год.

Значним буде підвищення енергоефективності (у цілому приблизно на 1,2 % щорічно) за рахунок раціональнішого використання електроенергії для опалення, кондиціонування, вентиляції та освітлення приміщень, а також для живлення побутових електроприладів. Аналогічне зниження енергоспоживання спостерігається наразі у розвинених країнах, що викликане високими тарифами, а також переведенням різних приладів на нові стандарти енергоспоживання.

Втрати при передачі та розподілі електроенергії у відносних величинах скоротяться з 13 до 9 % її споживання, що значно зменшить розрив з аналогічними показниками європейських країн. При цьому в абсолютних цифрах втрати дещо збільшаться за рахунок зростання споживання: з 22 ТВт·год у 2010 р. до 23 ТВт·год у 2030 р. Зниження втрат буде досягнуто завдяки модернізації розподільних і магістральних мереж.

Отже, сумарні потреби в електроенергії до 2030 р. складуть близько 282 ТВт·год (на 91 ТВт·год більше, ніж у 2010 р.), що потребує значного збільшення генеруючих потужностей (табл. 1.3).

За показником енергоємності ВВП Україна в декілька разів перевищує такі самі показники розвинених країн Західної і Східної Європи. Так, енергоємність ВВП України в 2010 р. склала 0,55 т у.п. на 1000 доларів ВВП порівняно з 0,15 у Німеччині, 0,19 – у Польщі й 0,44 – у Росії (рис. 1.6).

Таблиця 1.3

## Баланс електричної енергії (млрд кВт·год)

Стаття балансу	2010 (факт.)	Прогноз за роками			
		2015	2020	2025	2030
Базовий сценарій					
I. Ресурси, всього	189,9	215,0	236,0	259,0	282,0
1. Виробництво електроенергії на, всього	188,0	215,0	236,0	259,0	282,0
1.1. АЕС	89,0	96,0	116,0	126,0	133,0
1.2. ГЕС	12,0	12,0	13,0	14,0	14,0
1.3. ГАЕС	1,0	3,0	7,0	7,0	7,0
1.4. ТЕС – вугілля	68,0	82,0	75,0	83,0	92,0
1.5. ТЕС – газ	0,0	2,0	2,0	2,0	2,0
1.6. ТЕЦ і блок-станції	18,0	19,0	20,0	21,0	21,0
1.7. ВДЕ	0,0	1,0	4,0	7,0	13,0
2. Імпорт	1,9	0	0	0	0

т у.п./1 000 долл. США по ПКС

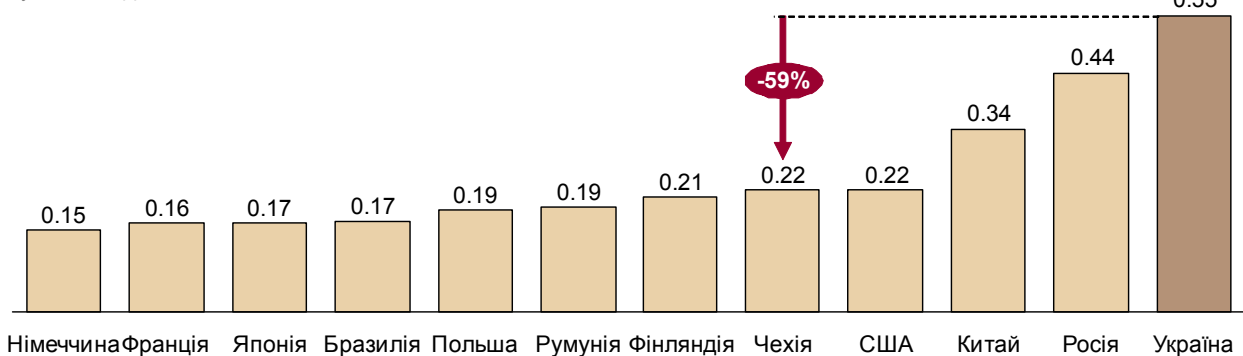
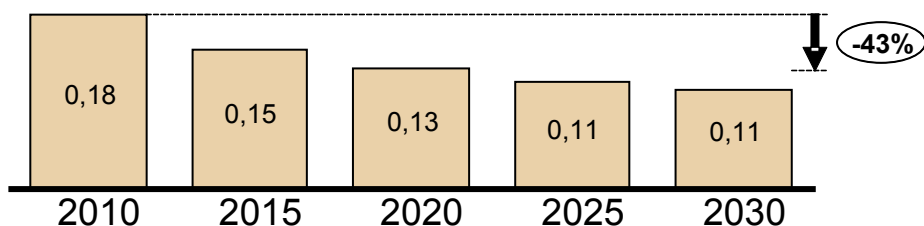


Рис. 1.6. Діаграма порівняння енергоємності ВВП різних країн (т у.п./1000 дол. США по ПКС)

Високий показник енергоємності ВВП України є наслідком особливостей структури національної економіки, зміщеної у бік більш енергоємних галузей, істотного технологічного відставання більшості галузей від рівня розвинених країн, а також цінових викривлень на внутрішніх енергетичних ринках. Залежність країни від імпорту таких енергоносіїв, як газ та нафта і висока енергоємність обмежують конкурентоспроможність національного виробництва. Підвищення енергоефективності – один із критеріїв зміцнення національної енергетичної безпеки України. Зниження енергоємності економіки має стати однією з пріоритетних цілей державної політики в області енергетики.

Низький показник енергоефективності збільшив кризові явища в українській економіці у першій половині 90-х років минулого століття за рахунок різкого зростання частки матеріальних витрат у загальній вартості продукції на тлі падіння промислового виробництва. Тільки наприкінці 90-х років у результаті припинення падіння промислового виробництва та завдяки прийнятим на державному рівні закону та програмі енергозбереження почалося підвищення енергоефективності економіки. При цьому вперше в історії України спостерігалось зростання ВВП при одночасному скороченні споживання первинних паливно-енергетичних ресурсів.

Загальними показниками енергетичної ефективності, які визначаються на рівні країни, є енергоємність, електроємність і паливоємність ВВП. У рамках базового сценарію розвитку економіки при реалізації заходів зі збільшення енергоефективності може бути досягнуто зниження показника енергоємності ВВП майже на 60 % (з 0,2 до 0,09 кг у.п./грн ВВП), а електроємності – на 43 % (з 0,17 у 2009 р. до 0,11 кВт·год/грн у 2030 р.) Зниження показників енергоємності ВВП наблизить Україну до показників розвинених європейських країн.



**Рис. 1.7. Діаграма зниження електроємності ВВП України згідно з прогнозом (ТВт·год/млрд грн у цінах 2010 р.)**

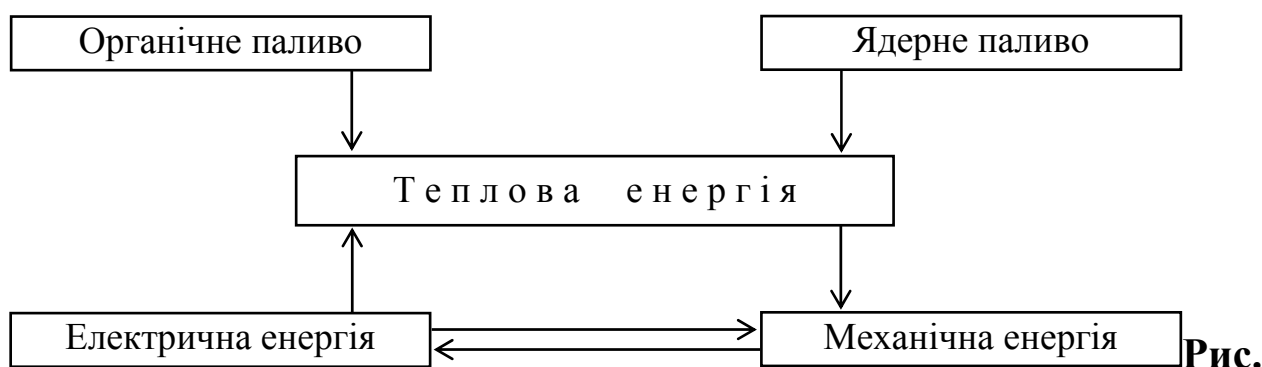
#### **1.4. Правова основа та загальні напрями енергозбереження**

Поняття "енергозбереження" (за ДСТУ 2420-94) формулюється як діяльність (організаційна, наукова, практична, інформаційна), спрямована на раціональне використання та економне витрачання первинної і перетвореної енергії та природних енергетичних ресурсів у національному господарстві за допомогою технічних, економічних і правових методів. Нині в Україні є досвід впровадження енергозбережних технологій, напрацьований значний матеріал щодо прогресивних зарубіжних досліджень, створені й успішно працюють

фірми з комплексної розробки та впровадження сучасних енерго-ефективних технологічних установок.

Головний потенціал енергозбереження зосереджений в промисловості (близько 50 %) і енергетиці (30 %), інші 20 % – у комунально-побутовій сфері, транспорті, сільському господарстві тощо. Отже, істотних результатів стосовно енергозбереження можна досягти в енергетиці при генерації і в промисловості при споживанні електроенергії. Слід пам'ятати, що в енергетиці в результаті енергозбереження відбувається економія палива, а в промисловості, головним чином, – електроенергії.

Для усвідомлення ролі різних видів енергії розглянемо загальну модель взаємоперетворення первинних і безпосередньо використовуваних її видів. У повсякденному житті, в побуті та різного роду виробничих процесах переважно застосовуються всього три види енергії: теплова, механічна й електрична. Для отримання цих видів енергії людство використовує "первинні" види енергії – хімічну й атомну, носіями якої є відповідно органічне та ядерне паливо. Взаємозв'язок "первинних" видів енергії з тими, що використовуються в побуті та промисловості, відображений на рис. 1.8 (стрілки символізують напрям перетворення початкового виду енергії в подальший).



**1.8. Загальна модель взаємозв'язку "первинних" видів енергії з тими, що безпосередньо використовуються**

#### *Загальні напрями енергозбереження*

Попит на електроенергію (згідно з Енергостратегією-2012) передбачає до 2030 р. вихід на рівень споживання у 282 ТВт·год на рік, що означає зниження електроємності ВВП приблизно на 40 % (з 0,19 у 2009 р. до 0,11 кВт·год/грн у 2030 р.) Для виходу на цей показник необхідно зменшити на величину до 20 % питоме споживання електроенергії, у тому числі за рахунок таких заходів:

- підвищення стандартів енергоефективності при будівництві та на транспорті, а також використання більш економічних освітлювальних приладів;
- зниження втрат у магістральних і розподільних мережах;
- лібералізація ринку електроенергії й усунення перехресного субсидування;
- стимулювання модернізації застарілих і наденерговитратних видів виробництва;
- впровадження принципів енергетичного менеджменту й аудиту;
- введення диференційованих за часом доби тарифів на електроенергію для кінцевого споживача;
- стимулювання використання енергозбережних побутових електроприладів;
- популяризація заходів зі зниження споживання електроенергії в піковий час і загальне підвищення енергоефективності у побутовому секторі.

За відсутності реалізації зазначених заходів сукупний обсяг споживання електроенергії до 2030 р. складе 331 ТВт·год на рік.

Основними секторами споживання електроенергії є промисловість, сільське, комерційне та побутове господарство, а також сектори розподілу і передачі електроенергії та експорт. Для того, щоб до 2030 р. вийти на рівень споживання 282 ТВт·год на рік, необхідно досягти наведених нижче показників економії електроенергії за секторами:

- промисловість і сільське господарство – економія близько 7 % (139 ТВт·год порівняно зі 151 ТВт·год без вживання заходів з підвищення енергоефективності);
- споживання в комерційних спорудах і на транспорті – економія 30 % (58 ТВт·год порівняно з 76 ТВт·год), у тому числі за рахунок упровадження енергозбережних технологій для опалення, кондиціонування (наприклад, використання теплових насосів) і освітлення будинків (наприклад, застосування світлодіодів);
- побутове споживання – економія 11 % (57 ТВт·год порівняно з 63 ТВт·год), у тому числі за рахунок стимулювання використання енергозбережних побутових електроприладів і ламп;
- втрати при розподілі та передачі – економія 57 % (23 ТВт·год порівняно з 36 ТВт·год).

Першочерговими заходами з упровадження економічних механізмів підвищення енергоефективності мають стати:

- встановлення прогресивних норм питомих витрат енергоносіїв згідно із законодавством;
- визначення перспективних напрямів для підвищення енергоефективності (підвищення норм стандартів електроспоживання для побутових приладів і матеріалів, що використовуються при будівництві й утепленні будинків, застосування теплових насосів тощо) і встановлення відповідного державного контролю (удосконалення нормативно-правової бази та діяльності контрольних органів, запровадження системи штрафів);
- розробка програм за обраними перспективними напрямами підвищення енергоефективності, а також підтримка їх реалізації за рахунок інвестицій;
- уведення обов'язкового енергетичного менеджменту й аудиту для бюджетних установ та підприємств, що отримують державні дотації та субсидії;
- розробка та впровадження механізмів стимулювання енергозбутових компаній до зниження споживання електроенергії їх клієнтами (споживачами);
- популяризація заходів з підвищення енергоефективності серед населення.

*Правова основа енергозбереження та енергоефективності:*

- Директива 2004/8/ЄС від 11 лютого 2004 р. про сприяння спільному виробництву тепла й електроенергії (когенерації) на основі корисного теплового навантаження на внутрішньому енергетичному ринку та внесення змін до Директиви 92/42/ЄЕС;
- Директива 2006/32/ЄС від 5 квітня 2006 р. про ефективність кінцевого використання енергії та енергетичні послуги;
- Директива 2010/31/ЄС від 19 травня 2010 р. щодо енергетичних характеристик будівель, яка скасовує та замінює діючу раніше Директиву 2002/91/ЄС;
- Директива 2010/30/ЄС від 19 травня 2010 р. щодо позначення класів енергоспоживання та стандартизованої інформації про споживання енергії та інших ресурсів електропобутовими приладами, яка скасовує та замінює діючу раніше Директиву 92/75/ЄЕС.

Адаптація енергетичного законодавства України до енергетичного законодавства Європейського союзу з питань енергозбереження та енергоефективності спрямована на:



- підвищення ефективності споживання ПЕР;
- зниження енергоємності ВВП;
- прискорення структурної перебудови економіки України;
- мінімізацію залежності економіки України від імпорту енергоносіїв;
- підвищення конкурентоспроможності вітчизняної продукції на світових ринках;
- формування привабливого інвестиційного клімату;
- зменшення техногенного навантаження на довкілля.

Також Енергостратегією-2012 передбачається розробка та затвердження "Комплексної програми енергозбереження для зниження споживання електричної енергії вуглевидобувними підприємствами, які працюють у режимі водовідливу" та "Методики формування ціни на енергетичне вугілля, виходячи з його калорійності й енергетичної цінності".

Крім того, в Україні діє багато стандартів з енергозбереження, головна мета яких – забезпечити єдність вимог до енергозбереження та рівнів показників ефективності використання ПЕР у різних сферах діяльності. Розробку стандартів здійснює технічний комітет зі стандартизації – енергозбереження.

У сфері, пов'язаній з економією ПЕР, використовується велика кількість стандартів, що не належать до енергозбереження, проте фахівцям з енергоменеджменту для кваліфікованого вирішення міждисциплінарних завдань у різних областях техніки та виробництва необхідно вміти їх правильно використовувати.

В основних стандартах з енергозбереження викладені головні положення та відповідні терміни (наприклад, ДСТУ 2339–94 "Енергозбереження. Основні положення" або ДСТУ 2420–94 "Енергоощадність. Терміни та визначення"). У той же час не всі терміни з енергозбереження та їх тлумачення знайшли відображення у цих стандартах. Тому автори визнали корисним подати розширений перелік державних нормативних актів, що необхідні фахівцю у галузі енергозбереження (див. дод. А).

Окрім основних є ряд стандартів, де разом з питаннями техніки, технології, економіки та інших аспектів викладені методичні положення щодо енергозбереження. Наприклад, ДСТУ 3886–99 "Системи електропривода" містить вимоги до аналізу, розрахунку систем електропривода, вибору раціональних режимів експлуатації технологічних установок з електроприводом, налагодженим на енергозбережен-

ня, а також методичні положення з економічного обґрунтування енергозбережних заходів. У додатках наведено рекомендації з економії електроенергії, характеристики систем електропривода, приклади економічних розрахунків тощо. Цей стандарт – один з основних при розгляді завдань з енергозбереження, оскільки за узагальненими оцінками на частку електродвигунів доводиться більше 75 % від сумарного електроспоживання. Стандарт ДСТУ 3886–99 буде корисним при вирішенні конкретних завдань з економії електроенергії.

У ДСТУ 2155–93 "Методи визначення економічної ефективності заходів щодо енергозбереження" викладені загальні положення з визначення ефективності енергозбереження. Його основна мета – оцінка ефективності заходів з енергозбереження на промислових підприємствах в умовах їх економічної самостійності. Для оцінки ефективності використовується метод виділення із загального прибутку, що залишається у розпорядженні підприємств, тієї її частини, зміна якої безпосередньо обумовлена впровадженням енергозберігаючого заходу. Такий прибуток утворюється звичайно за рахунок економії обсягів палива, теплової й електричної енергії, а також скорочення величини платежів підприємства за забруднення навколишнього середовища, які визначаються за відповідною методикою.

ДСТУ 3224–95 "Методи визначення норм витрачання електроенергії гірничими підприємствами" (ГОСТ 30356–16) є міждержавним стандартом і складовою частиною комплексу нормативних документів з енергозбереження. Цей стандарт повинен розглядатися разом зі стандартом ДСТУ 3176–95 "Енергозбереження. Методи визначення балансів електроспоживання гірничих підприємств" (ГОСТ 30341–96). У першому стандарті наведено класифікацію і методи встановлення нормалізованих питомих витрат електроенергії на всіх виробничих дільницях і технологічних установках вугільних шахт, розрізів і збагачувальних фабрик. Корисність стандарту – конкретність прикладів розрахунку норм витрат електроенергії на виробництві. Тому студент або фахівець може без великих зусиль виконати відповідні розрахунки. ДСТУ 3176–95 розглядає мету розробки електричних балансів як шлях підвищення ефективності використання електричної енергії в гірничій промисловості. Для цього складові фактичних балансів електроспоживання зіставляються з нормалізованими витратами (нормами) електроенергії, які визначаються за допомогою ДСТУ 3224–95. Енергобаланси підприємств інших галузей промисловості складаються відповідно до ДСТУ 2804–94.

Нині діють два нормативних документи щодо методів розрахунку технологічних втрат електроенергії в мережах електропостачання. Один з них – це ДСТУ 3860–99 "Методика розрахунку технологічних втрат електроенергії в діючих мережах електропостачання напругою 220 кВ і вище", другий – Р50–072–98 "Рекомендації. Методика розрахунку технологічних втрат електроенергії в мережах напругою від 0,38 до 110 кВ включно". Ці документи дозволяють розраховувати втрати електроенергії у всіх елементах систем електропостачання.

ДСТУ 4065–2001 "Енергетичний аудит" є, по суті, навчальним посібником для енергоаудиторів різних організацій та служб, у тому числі й для працівників Державної інспекції з енергозбереження для проведення ними експертизи.

ДСТУ 3581–97 "Методи вимірювання і розрахунку теплоти згоряння палива" (ГОСТ 30517–97) містить усі необхідні дані та початкову інформацію для виконання розрахунків відповідно до свого призначення.

ДСТУ 3740–98 "Методи аналізу і розрахунку зниження витрат палива та енергії на металургійних підприємствах" призначений для конкретних розрахунків і містить вказівки з визначення енергоємності енергоносіїв і продукції, а також зі складання балансів. Стандарт включає приклади і є корисним як для студентів, так і для фахівців.

Рекомендації Р50–081–2000 "Методика оцінювання енергетичного стану систем електропостачання промислових підприємств для їх паспортизації" дають можливість для складання енергетичного паспорта системи електропостачання підприємства. У них викладено методику розрахунку параметрів енергетичного стану системи електропостачання та наведено приклади.

ДСТУ 3682–98 "Методика визначення повної енергоємності продукції, робіт і послуг" (ГОСТ 30583–98) являє собою єдиний документ і містить інформаційно-методичну частину, головним чином, з потоків енергоресурсів, враховуючи економічні, технологічні, маркетингові та інші знання.

ДСТУ 3755–98 "Номенклатура показників енергоефективності та порядок їх внесення в нормативну документацію" – це, по суті, перелік показників з 41 найменування, які мають бути внесені до нормативної документації. Аналогічним є ДСТУ 3052–95 "Порядок встановлення показників ресурсозберігання в документації на продукцію" (ГОСТ 30167–95).

ДСТУ ISO 13253–97 "Мережні повітряні кондиціонери і повітроповітряні теплові насоси" висвітлює методи випробувань і оцінює експлуатаційну якість відповідного обладнання.

ДСТУ ISO 13600–2001 "Системи енергетичні технічні" визначає загальні положення, необхідні для описання технічних енергетичних систем. У ньому також викладено концептуальну модель техносфери і природи, елементні блоки технічної енергетичної системи тощо.

ДСТУ 3440–96 "Системи енергетичні", ДСТУ 3429–96 "Електрична частина електростанції й електричної мережі" та ДСТУ 3465–96 "Системи електропостачання загального призначення" включають у себе основні терміни та визначення у галузі електроенергетики.

ДСТУ 2340–94 "Установки газотурбінні" містить терміни і визначення, що дозволяють з'ясувати деякі поняття, пов'язані з прогресивними газотурбінними установками. ГОСТ 27240–87 "Установки парогазові" наводить типи і основні параметри енергетичних парогазових установок, відомості про які можуть бути корисними під час оцінки властивостей і вивченні когенераційного обладнання. ГОСТ 27625–88 "Блоки енергетичні для теплових станцій" містить вимоги до надійності, маневреності й економічності, які необхідні для розробки графіка регулювання електричного навантаження. ГОСТ 4.424–86 "Турбіни парові стаціонарні" відображає номенклатуру показників усіх типів відповідного обладнання. ДСТУ 2582–94 "Теплообмінники", ДСТУ 2842–94 "Турбіни гідравлічні" та ДСТУ 2267–93 "Вироби електротехнічні" висвітлюють терміни, визначення та характеристики зазначеного устаткування.

У ДСТУ 2960–94 "Організація промислового виробництва. Основні поняття" і ДСТУ 2961–94 "Нормування матеріалів і виробничих процесів" викладено основні терміни і визначення, що відносяться до технологічних процесів та відповідно до режимів споживання електроенергії.

### **Контрольні питання**

1. Що таке енергія? Наведіть приклади.
2. За якими основними складовими відбувається зростання споживання електроенергії?
3. Яку основну роль відіграє електроенергія у розвитку людства? Шляхи її збереження.

4. У чому полягає сутність поняття "енергозбереження".
5. Охарактеризуйте теоретичні межі енергозбереження.
6. Якими властивостями володіє електроенергія?
7. Дайте визначення поняття "електроенергія".
8. Дайте визначення терміна "втрати електроенергії".
9. Як залежить величина втрат електроенергії від коефіцієнта потужності?
10. Яке тлумачення має коефіцієнт нерівномірності електроспоживання?
11. Що слід відносити до питомих витрат палива та електроенергії? Наведіть приклади.
12. Які проглядаються перспективи споживання електроенергії?
13. Які існують прогнози зниження електроємності ВВП України? Порівняйте їх з іншими країнами світу.
14. Який потенціал має енергозбереження?
15. За рахунок яких заходів можливо скоротити питоме споживання електроенергії?
16. Наскільки можна зменшити обсяги споживання електроенергії, використовуючи енергозбережні заходи і технології?
17. Що слід віднести до правової основи енергозбереження? Наведіть приклади.
18. Наведіть основні напрями енергозбереження.

### **Завдання до самостійної роботи**

1. Ознайомтеся з головними положеннями основних державних стандартів України, діючих у галузі енергозбереження, перелік яких наведений у дод. А. Висловіть свої думки з цього приводу під час дискусії зі своїми колегами.

*Споживання електроенергії на побутовому рівні, транспорті, в промисловості та інших сферах домінує над усіма іншими енергіями за рахунок того, що вона має виключно унікальні властивості. Тому зростання електроспоживання є закономірним, а це зобов'язує використовувати її ефективніше, зменшуючи витрати ПЕР. Важливим показником ефективного використання електроенергії є електроємність ВВП країни, величина якої для нашої держави у декілька разів перевищує аналогічний показник Європейських країн. Все це зобов'язує впроваджувати заходи з енергозбереження.*

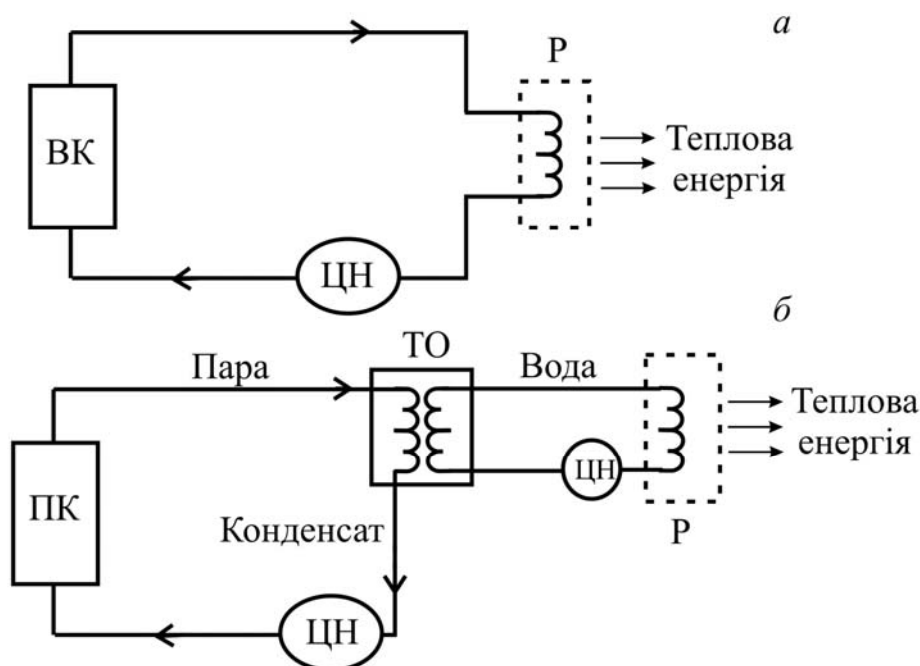
## РОЗДІЛ 2

### КОРОТКІ ВІДОМОСТІ ПРО СТАН ТА ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ

*Мета розділу – ознайомитися й усвідомити стан та перспективи розвитку електроенергетики у зв'язку із зростанням рівня електроспоживання.*

#### 2.1. Джерела генерації енергії

Стисло розглянемо принципові схеми традиційних джерел генерації енергії, отриманої в результаті теплових процесів, що відбуваються при згоранні палива. Станом на 2014 р. частка таких джерел складає не менше 90 %, тому їм приділяється особлива увага. Це пов'язано з необхідністю ефективного використання палива завдяки зниженню його питомих витрат на генерацію одиниці електроенергії (див. розд. 3). На рис. 2.1 наведено технологічні схеми виробництва теплової енергії для водонагрівального та парового котлів.



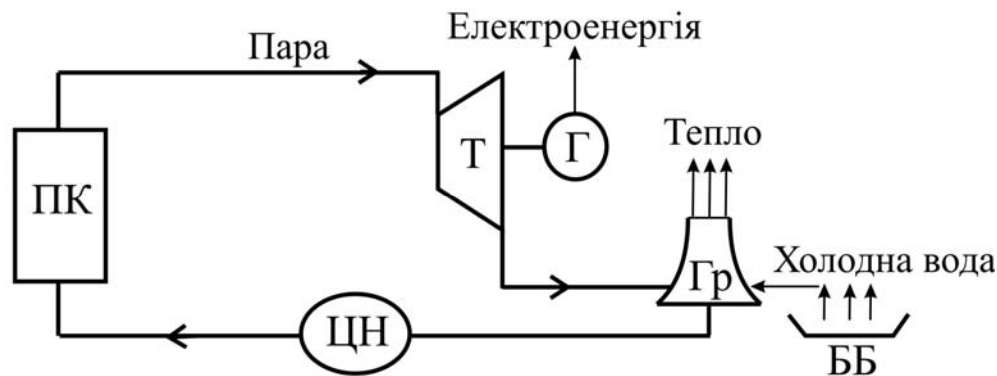
**Рис. 2.1. Технологічні схеми котельних установок для отримання теплової енергії на базі водонагрівального (а) та парового (б) котла: ВК – водонагрівальний котел; ПК – паровий котел; ЦН – циркуляційний насос; Р – радіатор; ТО – теплообмінник**

Розрізняють два типи паротурбінних теплових електростанцій:

- конденсаційні, що виробляють тільки електричну енергію;

- теплофікаційні (теплоелектроцентрали), на яких здійснюється комбіноване виробництво електричної та теплової енергії.

Серед теплових електростанцій КЕС найбільш розповсюджені (рис. 2.2). Пара, відпрацьована у парових турбінах цих станцій, після охолодження конденсується та як живильна вода насосами знову подається в котли. Вода для охолодження пари на виході має низький температурний потенціал (25 – 35 °С), тому як теплоносій не використовується й її тепла енергія втрачається.

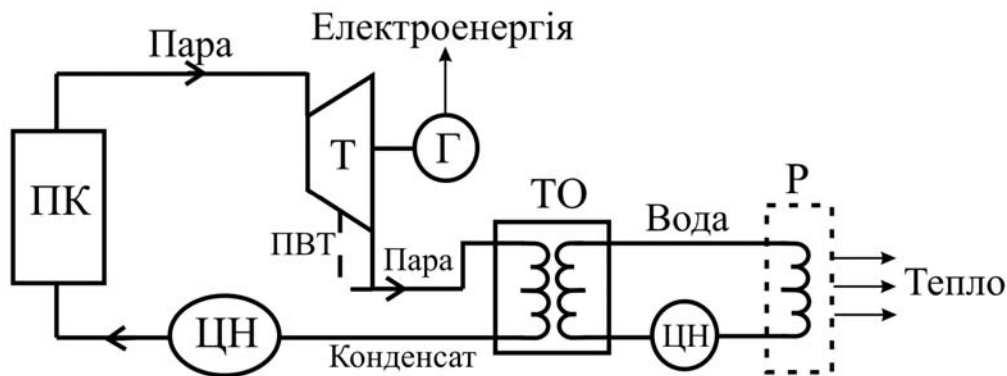


**Рис. 2.2. Технологічна схема КЕС для виробництва електроенергії: Т – турбіна; Г – генератор; Гр – градирня; ББ – бризкальний басейн**

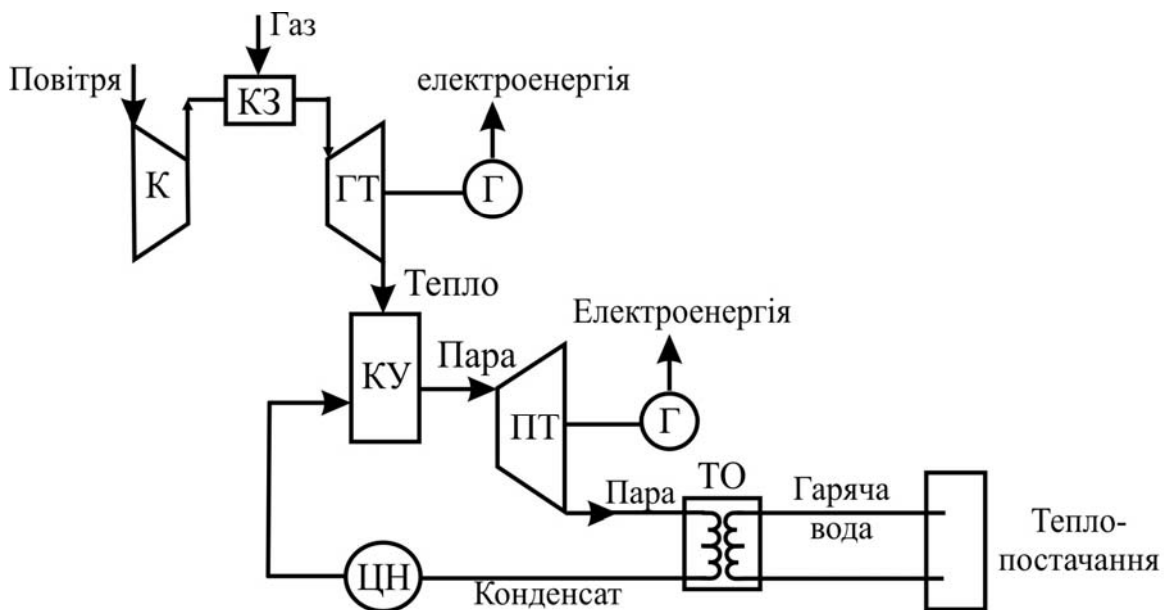
Для АЕС технологічна схема така сама, як і для КЕС, тільки замість парового котла застосовується реактор.

Процес виробництва на одній установці електричної та теплової енергії називають когенерацією. Привабливість використання когенераційних установок у тому, що питома витрата палива на виробництво електроенергії в них значно менша порівняно з технологіями роздільного отримання теплової та електричної енергії. Теплоелектроцентрали є більш економічними, оскільки тепло пари, відпрацьованої в турбінах, повністю або частково використовується споживачами (рис. 2.3). Корисна віддача енергії на ТЕЦ при сприятливому поєднанні електричного та теплового навантажень досягає 60 – 70 %.

На основі комбінування газо- і паротурбінного процесів побудовано ПГУ, в якій досягаються високі температури на вході (1200 °С) та низькі на виході (25 °С). При цьому відпрацьовані гази газової турбіни з температурою близько 600 °С надходять у котел-утилізатор, де залишкова тепла енергія гарячих газів застосовується для вироблення пари для парової турбіни. Завдяки двом тепловим перепадам (з 1200 до 600 і з 600 до 25 °С) ККД сягає 60 % і вище (рис. 2.4).



**Рис. 2.3. Технологічна схема ТЕЦ для комбінованого виробництва теплової та електричної енергії: ПВТ – проміжний відбір тепла**



**Рис. 2.4. Технологічна схема ПГУ: К – компресор; КЗ – камера згорання; ГТ – газова турбіна; ПТ – парова турбіна; КУ – котел-утилізатор**

Якщо від наведеної на рис. 2.4 ПГУ "від'єднати" котел-утилізатор і парову турбіну, то отримаємо схему ГТУ.

До джерел генерації енергії відносяться і такі (насамперед ВДЕ), що не використовують паливо, наприклад ГЕС, ВЕС тощо.

## 2.2. Поточний стан електроенергетичної галузі

Основою електроенергетики нашої держави є Об'єднана енергетична система України, яка централізовано забезпечує електроенергією внутрішніх споживачів, взаємодіє з енергосистемами інших країн, здійснює експорт, імпорт і транзит електроенергії. Вона поєднує



енергогенеруючі потужності, розподільні мережі регіонів України, пов'язані між собою системоутворюючими ЛЕП напругою 220 – 750 кВ. Оперативно-технологічне керування ОЕС і керування режимами енергосистеми здійснюється централізовано державним підприємством "Національна енергетична компанія "Укренерго".

Загальна встановлена потужність електрогенеруючих станцій України на кінець 2010 р. складала 53 ГВт (52 % – ТЕС, 27 % – АЕС, 9 % – ГЕС і ГАЕС, 12 % – ТЕЦ і блок-станції). При цьому з урахуванням законсервованих блоків і тих, що перебувають на реконструкції, встановлена потужність готових до експлуатації блоків становить 49 ГВт (47 ГВт з урахуванням обмежень електромереж на проходження потужності АЕС).

Більша частина генеруючих потужностей та електромереж – зношена та неефективна, тому для підтримки надійності енергосистеми потрібна повномасштабна програма модернізації цих активів. Вугільні блоки ТЕС, спроектовані для роботи в базовому (постійному) режимі, використовуються для підтримки змінної частини ГЕН енергосистеми. Станом на кінець 2010 р. 84 % блоків ТЕС перевищили межу фізичного зношення у 200 тис. годин напрацювання й потребують модернізації або заміни. Зношеність обладнання призводить до перевитрат палива, зменшення потужності, погіршення екологічних показників та інших негативних наслідків.

Атомні енергоблоки наближаються до закінчення строку проектної експлуатації – понад 70 % з них потребуватимуть подовження строку експлуатації у найближчі 10 років.

Частина (35 %) повітряних ЛЕП напругою 220 – 330 кВ експлуатуються понад 40 років, а 55 % устаткування трансформаторних підстанцій відпрацювали свій розрахунковий технічний ресурс.

Значні проблеми виникають у зв'язку з недостатньо малою пропускною здатністю ЛЕП для передавання потужності АЕС (Рівненська, Хмельницька, Запорізька) і передачі надлишкової енергії Західного регіону до центру й на схід країни, низьким рівнем надійності енергопостачання півострова Крим, Одеської та Київської областей, некомпенсованістю електромереж ОЕС України з реактивної потужності та труднощами забезпечення необхідного рівня напруги (Кримська, Центральна, Південна енергосистеми, східна і південна частини Донбаської енергосистеми).

У розподільних мережах значна кількість об'єктів також відпрацювала свій ресурс: 31 % електричних мереж і 32 % трансформатор-

них підстанцій потребують реконструкції або заміни. Недостатнє оснащення низьковольтних мереж засобами компенсації реактивної потужності призводить до істотних відхилень напруги від нормативних значень.

Без реалізації програм модернізації наявних і будівництва нових генеруючих потужностей значний дефіцит пікової потужності спостерігатиметься вже у 2017 – 2020 рр.

Зношеність технологічного обладнання електростанцій, яка призводить до підвищення питомих витрат палива, низька якість вугілля, відсутність достатніх інвестицій – усе це обумовило істотне відставання України від держав Європи за екологічними стандартами. Станом на 2009 р. викиди пилю, оксидів сірки й азоту тепловими станціями України в кілька разів перевищували відповідні норми розвинених країн.

Так, наприкінці 2010 р. на чотирьох діючих АЕС (Запорізька, Рівненська, Хмельницька та Південно-Українська) знаходилося в експлуатації 15 ядерних енергоблоків загальною потужністю 13,835 ГВт. Протягом останніх 5 років частка АЕС складала 47–48 % від загального обсягу виробництва електроенергії в Україні, середній коефіцієнт використання встановленої потужності енергоблоків АЕС за результатами 2010 р. становив 73,6 %.

Основу теплової генерації України складають вугільні енергоблоки потужністю 150 – 300 МВт (40 блоків по 300 МВт, 43 по 200 та 5 блоків по 150 МВт). Показники роботи ТЕС наведені у табл. 2.1 [6].

Існуючий значний вплив зношеності основних фондів ТЕС на економічні показники їх роботи зумовив необхідність класифікувати теплові електростанції за роками їх експлуатації. Така вибірка наведена в табл. 2.2, аналіз показників якої дозволяє зробити висновок, що при експлуатації ТЕС 40 та більше років питомі витрати умовного палива перевищують 400 г/кВт·год, а коефіцієнт корисного використання палива не перевищує 30 %. Ці показники значно кращі при експлуатації ТЕС 30 та 20 років.

Згідно з Енергостратегією-2012 практично незмінними залишатимуться втрати в електричних мережах (11,1 % у 2010 р. і 8,2 % у 2030 р.), перевищуючи майже вдвічі цей показник для Німеччини у 2013 р. Для прикладу в табл. 2.3 наведені деякі показники роботи основних енергопостачальних компаній за 2006 р. (за даними департаменту електроенергетики Мінпаливенерго України), у тому числі фактичні витрати електроенергії на передачу, що включають техно-

логічні втрати та додаткові втрати від перетоків електроенергії. Цей показник сягає 28 %, що свідчить про високий рівень втрат.

**Таблиця 2.1**

**Основні показники енергоблоків ТЕС України**

ТЕС	Роки вводу в експлуатацію	Встановлена потужність, МВт	Реальна потужність, МВт	Напрацювання, тис. год
Вуглегірська	1972 – 1977	4×300 + 3×800	4×300 + 3×800*	127 – 218
Зміївська	1960 – 1969	6×200 + 4×300	6×175 + 3×268 + 1×320	231 – 305
Трипільська	1969 – 1972	4×300 + 2×300*	4×290 + 2×300*	172 – 260
Придніпровська	1958 – 1965	4×150 + 4×300	4×150 + 4×285	223 – 306
Криворізька	1965 – 1973	10×300	10×282	173 – 266
Запорізька	1972 – 1979	4×300 + 3×800*	4×250 + 3×800*	129 – 236
Бурштинська	1965 – 1969	12×200	12×175	207 – 263
Добротвірська	1953 – 1964	2×150 + 3×100	2×130 + 3×60	189 – 298
Ладжинська	1970 – 1971	6×300	6×296	197 – 215
Старобешівська	1961 – 1967	10×200	9×175 + 1×210	234 – 273
Слав'янська	1967 – 1971	1×800	1×720	234
Зуївська	1982 – 1988	4×300	4×276	100 – 138
Курахівська	1971 – 1975	1×200 + 6×210	1×200 + 6×210	186 – 213
Луганська	1961 – 1969	8×200	8×175	205 – 265
Усього		28060/22660**	27529/22129**	

\* Газомазутні енергоблоки.

\*\* Загальна потужність пилувугільних енергоблоків.

**Таблиця 2.2**

**Показники роботи основних ТЕС України**

ТЕС	Строк експлуатації, років	Питомі витрати палива, г/кВт·год	ККД використання палива, %
Старобешівська	45	417 – 416	29,5
Луганська	45	415 – 429,8	28,6
Слав'янська	41	430 – 426	28,6
Бурштинська	44	417 – 415	29,5
Добротвірська	46	414 – 416	29,6
Трипільська	41	425 – 404	29,0
Запорізька	31	362	34,0
Зуївська	22	354 – 359	34,6

Ще гірша ситуація спостерігалася у 2001 р., коли загальні технологічні витрати електроенергії в електромережах у цілому по Мінпаливенерго склали 33,6 млрд кВт·год або 21,4 % від відпуску

електроенергії, що на 1,5 % більше, ніж за 2000 рік. Тільки для покриття зазначених обсягів технологічних витрат за 2001 р. енергогенеруючими компаніями додатково використано понад 12 млн т умовного палива.

**Таблиця 2.3**

**Основні показники роботи енергопостачальних компаній**

Енергопостачальна компанія	Електроспоживання, млн кВт·год	Витрати електроенергії на її передачу, %	Максимальне навантаження, МВт
Дніпрообленерго	30404,6	6,0	4018
Донецькобленерго	12047,0	25,12	1917
Житомиробленерго	2238,13	16,65	432,6
Запоріжжяобленерго	13638,0	8,09	1772
Київенерго	9099,5	13,78	1555
Львівобленерго	4509,6	14,42	798
Херсонобленерго	2433,0	17,08	417
Чернівціобленерго	1346,6	28,34	314

Частково таке становище пояснюється тим, що основні потужності ТЕС розташовані в тих промислово розвинених районах, де знаходиться більшість потужних споживачів електроенергії та є великі запаси палива (вугілля). Це Донецька (загальна генеруюча потужність складає 10120 МВт), Запорізька (8951 МВт), Дніпропетровська (5247 МВт) та Харківська (2816 МВт) області. "Велика" гідроенергетика розташовується лише на річках з найбільш сприятливими умовами – Дніпрі та Дністрі. ГЕС і ГАЕС віддалені від потужних споживачів, а оскільки вони є джерелом покриття максимумів навантажень (змінної частини ГЕН), то вимушені передавати значні обсяги електроенергії по магістральних ЛЕП на значні відстані до цих споживачів. Це в свою чергу призводить до значних втрат енергії та потужності в повітряних ЛЕП, що викликані її перетоками. І чим більша потужність передається – тим значніші втрати.

*Недостатність маневрених генеруючих потужностей.* Баланс потужностей ОЕС України характеризується суттєвим дефіцитом їх маневреної складової (на сьогодні – 9 % від загальної встановленої потужності) за потрібний рівень 15 % та оптимальний 20 % (рівень регульованих високоманеврених потужностей в європейських країнах, зокрема у Німеччині, Данії та ін.)

Гідроелектростанції є маневреним джерелом енергії та працюють в нерівномірному режимі з діапазоном регулювання потужності від нуля і до максимального значення залежно від потреб споживачів. ГЕС та ГАЕС в основному задіяні в години піків для покриття максимумів навантаження. Багато ТЕС вимушені працювати також у маневреному режимі, але зі значно меншим діапазоном регулювання потужності (0,7 – 0,9), а деякі енергоблоки взагалі розвантажуються до величини 0,5 від номінальної потужності. Також можлива і тимчасова їх зупинка з наступним запуском, але цей процес займає багато часу і не дає можливості швидко реагувати на перепади споживаної потужності. Теплові електростанції задіяні у змінній частині ГЕН і частково в піковій зоні. Однак робота ТЕС у маневреному режимі – неекономічна й призводить до більш швидкого зношення обладнання. Причина такого неефективного режиму – недостатність маневрених потужностей ГЕС і ГАЕС для повного покриття пікових навантажень.

Показником можливості зміни потужності енергоагрегатів електростанцій служить так званий технічний мінімум навантаження  $K_{tex}$  – відношення якнайменшої допустимої потужності до встановленої. Значення  $K_{tex}$  для різних видів електростанцій наведені у табл. 2.4, звідки випливає, що за цим показником ГЕС і ГАЕС вигідно відрізняються від ТЕС, ТЕЦ і АЕС.

**Таблиця 2.4**

**Режимні значення показників різних електростанцій**

Тип електростанції	Технічний мінімум навантаження $K_{tex}$	Час набору повної потужності з "холодного" стану, хв
Атомна	0,85 – 0,95	390 – 660
Теплоелектроцентраль	0,8	90 – 180
Паротурбінна конденсаційна	0,7 – 0,9	90 – 180
Газотурбінна	0	15 – 30
Гідравлічна	0	1 – 2

Слід зазначити, що в Україні сумарна встановлена потужність теплових і атомних станцій перевищує, і досить значно, мінімальну потужність, потрібну вночі, а тому виникає проблема розвантаження у період провалу графіка добового навантаження.

ГАЕС можуть ефективно брати участь у покритті різних зон змінної частини ГЕН. Пікові ГАЕС працюють у генераторному режимі 4 – 6 годин на добу, напівпікові – до 12 – 14 годин. У години

провалу графіка навантаження (близько 7 годин на добу) ГАЕС задіяні у насосному режимі. Завдяки великій маневреності ГАЕС оперативно реагують на будь-які зміни в енергетичній системі, на вмикання і вимикання різних споживачів електроенергії. Аналіз роботи ГАЕС за кордоном виявив, що агрегати перемикаються з турбінного на насосний режим та навпаки до 20–30 разів на добу.

Потреба в гідроакумулюючих електростанціях різко відчувається в Україні. В процесі пошуку майданчика під будівництво ГАЕС традиційного (наземного) типу в країні зіткнулися з певною проблемою. Як свідчить досвід проектування, за топографічних умов в основному можливе спорудження ГАЕС з напором, близьким до 100 м і меншим, що вимагає створення басейнів значних об'ємів, великих турбін і трубопроводів відповідного перерізу. Такі майданчики розташовані в складних геологічних умовах, на обвальних схилах. Крім того, створення цих ГАЕС вимагає відведення під споруди і басейни значних земельних угідь. Тому з метою підвищення економічної ефективності ГАЕС ведеться пошук майданчиків з більшими напорами води (до 300 – 500 м).

Існує ще один тип електростанцій – газотурбінні. Діапазон регулювання потужності у них такий самий великий, як і у ГЕС, але час набору її максимальної величини значно менший, ніж у ТЕС і АЕС, що дає всі підстави використовувати їх для покриття максимумів ГЕН. Однак, на жаль, такі станції майже відсутні на території України. Побудова декількох таких станцій достатньо великої потужності поблизу найбільших електроспоживачів дозволила би виправити ситуацію з використанням ТЕС у неекономічному режимі та із значними втратами енергії через перетоки потужності.

*Нерівномірність режиму електроспоживання* характеризується коефіцієнтом нерівномірності добового графіка навантаження, який змінюється залежно від пори року, дня тижня та інших чинників. Так, наприклад, у 2002 році в робочий день він становив 0,791, суботу – 0,816, неділю – 0,797, понеділок – 0,763. Різниця між вечірнім максимумом споживання потужності (28354 МВт) і нічним мінімумом (22439 МВт) у грудні в робочий день становила 5915 МВт, що відповідає  $\alpha = 0,791$ . Найбільшу різницю в 7200 МВт було зафіксовано в понеділок при  $\alpha = 0,763$ . Взимку різниця між максимумом і мінімумом споживання потужності в середньому становить 5900 – 6200 МВт, а в деякі дні досягає 6800 – 7200 МВт. Регулювальний діапазон ГЕС та ГАЕС становить тільки 2500 – 2800 МВт. Решта

частини маневрених потужностей у 3200 – 3700 МВт забезпечується енергоблоками ТЕС, регулювання режимів роботи яких здійснюється шляхом їх зупинки на ніч з подальшим вмиканням. У такому режимі працюють енергоблоки потужністю 150 – 800 МВт з діапазоном регулювання від 21 до 29 %. Деякі енергоблоки потужністю 800 МВт розвантажуються до 500 МВт [10].

Нерівномірність графіка електроспоживання призводить до значних додаткових витрат палива на ТЕС. Так, наприклад, питома витрата палива на виробництво 1 кВт·год електроенергії в енергосистемі у години максимуму становить 600 г, а у години нічного провалу – 300. Витрата умовного палива на пуск блока К-300-240 становить 70 т, а при роботі в режимі холостого ходу – 10 – 15 т/год. При роботі паротурбінного блока в режимі напівпіку (3500 год/р.) приріст питомої витрати палива через пускові втрати досягає 21 г/кВт·год, а при збільшенні кількості пусків і зменшенні часу використання до 2000 год – зростає до 41 г/кВт·год [11]. При навантаженнях, що становлять 50 % від номінальних, витрати палива збільшуються на 16 – 26 г/кВт·год [12]. Усі ці дані підтверджують недоцільність використання ТЕС у маневреному режимі.

Кількість зупинок енергоблоків у резерв також негативно впливає на питомі витрати умовного палива. Враховуючи те, що атомні електростанції працюють тільки в базовому режимі і нездатні брати участь у регулюванні електроспоживання в енергосистемі (потужностей ГАЕС та ГЕС для цієї мети недостатньо), робота енергоблоків малої потужності відбувається у нерозрахунковому маневреному режимі зі щодобовими зупинками на нічні провали навантаження в енергосистемі та подальшими пусками. Наприклад, тільки за вісім місяців 2003 р. зафіксовано 923 зупинки енергоблоків у резерв. Особливо це відноситься до блоків потужністю 200 МВт. Наслідком є збільшення питомих витрат палива на відпущену електроенергію. Тому, навіть при поліпшенні якості вугілля, в ринкових умовах важко вимагати значного зниження питомих витрат умовного палива, оскільки режим роботи енергоблоків визначається ще й ціновими заявками.

Водночас не використовуються повною мірою можливості зменшення нерозрахункових маневрених режимів шляхом застосування методів керування енергоспоживанням, як це робиться в світі. Наприклад, 13 жовтня 2007 р. мінімальне нічне споживання електроенергії в системі Мінпаливенерго становило 15962 МВт, а максимальне (о 19.30) – 22407 МВт, що свідчить про низький рівень впливу

методів керування енергоспоживанням на вирівнювання добового ГЕН. Сьогодні ця проблема в Україні вирішується, фактично, лише введенням так званих зонних (диференційованих за зонами доби) тарифів, які до того ж не є вигідними для усіх суб'єктів енергоринку, що створює завади їхньому впровадженню на місцях.

Не дають сподівань на істотне зниження питомих витрат палива й обсяги виконаних ремонтів на теплових енергетичних установках. Так, 91,7 % енергоблоків уже відпрацювали свій розрахунковий ресурс (100 тис. год), зокрема 65,9 % енергоблоків перетнули визнану в світовій енергетичній практиці межу граничного ресурсу, а 38,6 % енергоблоків – навіть межу фізичного і морального зносу [10].

Виходячи з існуючого нині фінансово-економічного стану компаній та підприємств паливно-енергетичного комплексу, неможливо забезпечити оновлення основних фондів, здійснити модернізацію та реконструкцію існуючого морально застарілого обладнання в необхідних обсягах. Без наявності маневрених потужностей зростання нерівномірності графіка навантаження призведе до негативних наслідків, пов'язаних з труднощами підтримки пікових та напівпікових режимів електричних навантажень енергосистеми країни. Це створює дуже важкий режим її роботи зі значними коливаннями частоти струму, що не тільки значно обмежує можливості паралельної роботи енергосистем України, Європи та Росії, але і погіршує стабільність енергопостачання та обмежує можливість експорту енергії.

В інших країнах світу проблема, що пов'язана з нерівномірністю графіка споживання енергії, вирішується шляхом спорудження ПГУ або ГТУ (наприклад, Росія та Німеччина) і використання існуючих ГЕС (Росія та ін.)

Покриття змінної частини добових графіків навантаження, особливо їх піків, коли за малі проміжки часу (хвилини та десятки хвилин) відбуваються різкі зміни режиму електроспоживання, є не тільки технічно складним завданням, але й викликає значне збільшення витрат енергоресурсів у енергосистемі.

### **2.3. Перспективи розвитку галузі генерації електроенергії**

Згідно з положеннями Енергостратегії-2012, виробництво електроенергії має відбуватися, в основному, на ТЕС, ТЕЦ, АЕС, ГЕС і ГАЕС, а також зростатиме за рахунок використання ВДЕ, переважно на великих вітрових електростанціях у районах зі значним вітровим



навантаженням (швидкість вітру більше 5 м/с). Розвиток відновлюваної електроенергетики має супроводжуватися еквівалентним зростанням обсягу компенсаційної маневреної потужності, що можливе за умови інтенсифікації будівництва ГАЕС і ГЕС, див. табл. 2.5 [7].

**Таблиця 2.5**

**Структура потужностей і виробництва електроенергії  
за базовим сценарієм Енергостратегії-2012**

Показник	2010	2015	2020	2025	2030
Встановлена потужність, ГВт, у тому числі *	48,8	50,3	53,5	61,6	65,2
АЕС	13,8	13,8	15,8	17,8	18,8
ГЕС <sup>5</sup>	4,5	4,8	5,2	5,8	5,8
ГАЕС	0,9	2,2	4,7	4,7	4,7
ТЕС – вугілля <sup>6</sup>	19,5	18,7	16,1	19,8	19,7
ТЕС – газ	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8
ТЕЦ і блок-станції	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3
ВДЕ		0,6	1,6	3,3	6,0
Виробництво, ТВт·год	187,9	215	236	259	282

\* Результуючі значення можуть відрізнятися від арифметичної суми доданків за рахунок округлення.

Виходячи з поточного стану, для підтримки надійності ОЕС і зростання економіки країни першочерговими завданнями електроенергетики України є (згідно з Енергостратегією-2012):

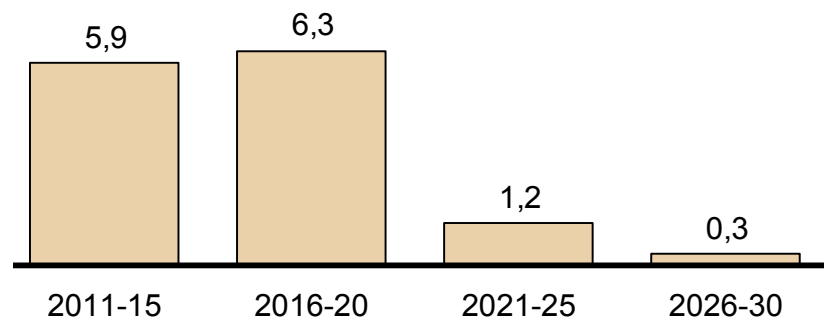
- модернізація наявних генеруючих потужностей (ТЕС зі встановленням пилотажно-чисного обладнання, ТЕЦ, АЕС, ГЕС);
- модернізація та розвиток магістральних і розподільних мереж;
- реалізація проектів будівництва ГЕС і ГАЕС (загальною потужністю 5 ГВт);
- подовження строку експлуатації діючих АЕС на 20 років;
- будівництво третього та четвертого блоків Хмельницької АЕС мінімальною потужністю 2 ГВт;
- розвиток відновлюваних джерел енергії;
- будівництво вугільних станцій потужністю 4 ГВт для заміщення тих, що виводяться з експлуатації (табл. 2.5);
- 2017 р. – початок передпроектних робіт, 2022 р. – початок будівництва атомних блоків на заміну наявних, що виводитимуться з експлуатації після 2030 р.

<sup>5</sup> Величина потужності без урахування потужності малих ГЕС, які враховано у ВДЕ.

<sup>6</sup> Потужність ТЕС з урахуванням законсервованих і реконструйованих блоків.

Одним з найважливіших завдань електроенергетики є *вирівнювання добового графіка споживання електричної потужності*. Для цього, разом із тарифними методами регулювання (підвищення різниці між ціною на електроенергію в різні періоди доби) необхідно застосовувати "нетарифні" методи – проведення роз'яснювальної роботи серед споживачів, поширення області використання теплових насосів, термонакопичувачів для потреб теплозабезпечення, а також упровадження так званих "інтелектуальних мереж" (Smart grids).

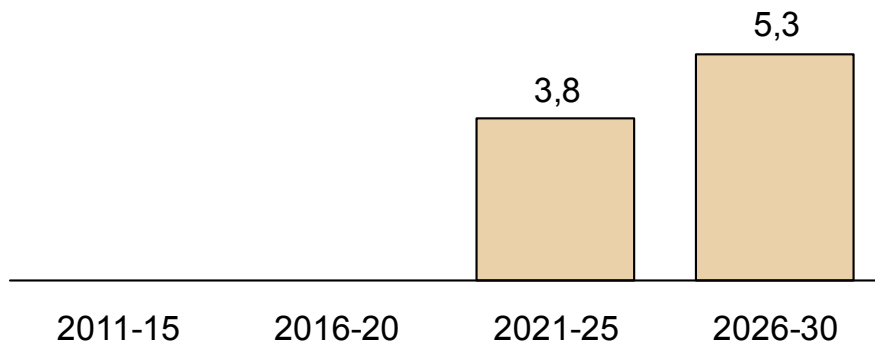
*Першочергове завдання у сфері розвитку теплової генерації* – модернізація та реконструкція наявних потужностей ТЕС з метою подовження строку служби устаткування на 15 – 20 років, збільшення встановлених потужностей, зниження питомих витрат палива та зведення характеристик обладнання відповідно до стандартів ENTSO-E з регулювання частоти, активної та реактивної потужності. Також у рамках модернізації слід оснащувати станції системами пилогазоочищення для зниження викидів пилю, оксиду сірки й азоту до норм Європейського союзу (рис. 2.5).



**Рис. 2.5. Діаграма обсягів модернізації потужностей ТЕС (ГВт)**

За базовим сценарієм розвитку споживання електроенергії у 2018 – 2030 рр. необхідно ввести близько 9,1 ГВт нових потужностей вугільних ТЕС шляхом заміни основного устаткування діючих енергоблоків і будівництва нових (рис. 2.6). Усі нові блоки мають бути оснащені системами пилогазоочищення, які відповідають європейським нормам викидів, або використовувати технології генерації, що дозволяють досягати європейських стандартів без спорудження окремих систем ПГО (наприклад, технологія ЦКШ).

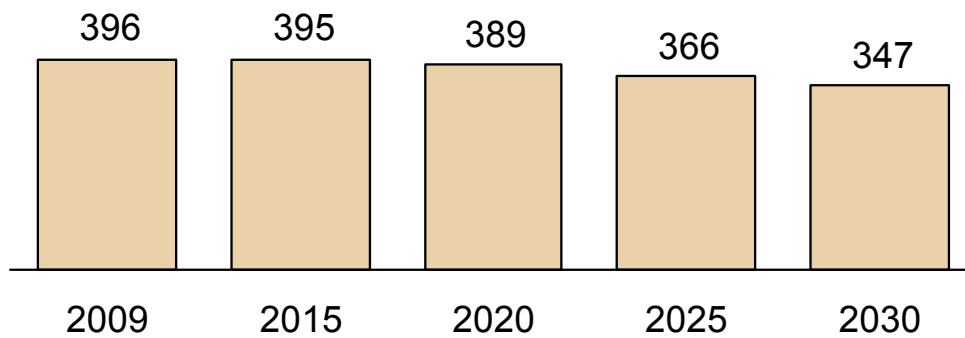
Рішення вибору технології для нових блоків має прийматися на основі вартості будівництва, планованої собівартості виробництва електроенергії, вимог маневреності, екологічних показників, можливого ступеня локалізації виготовлення устаткування в Україні та використання національних паливних ресурсів.



**Рис. 2.6. Діаграма введення нових потужностей пилувугільних ТЕС (ГВт)**

Отже, зростання споживання електроенергії комерційним та побутовим секторами та збільшення прогнозованої частки її генерації ВДЕ потребує *розвитку маневрених потужностей*. Окрім традиційних ГЕС та ГАЕС, регулювати навантаження можуть як маневрені вугільні, так і нові маневрені атомні блоки. За умови високих цін на газ, підвищення вимог з безпеки АЕС в Україні покриття пікового попиту в прогнозованому періоді будуть забезпечувати ГЕС, ГАЕС та вугільні ТЕС. Наявні газові блоки будуть підтримуватися у робочому стані як резерв потужності для забезпечення надійності системи та використовуватися для регулювання за потреби. Для вирішення завдання вирівнювання добового ГЕН необхідно розглянути можливість широкого впровадження теплових насосів–регуляторів, яке залежатиме від розвитку даних технологій і буде виконуватись у разі їх високої технологічної та фінансової ефективності.

Для виробництва електроенергії на ТЕС у 2010 р. використано 32,2 млн т вугілля, 50,3 тис. т мазуту та 0,8 млрд м<sup>3</sup> газу при питомій витраті умовного палива 396 г/кВт·год. За рахунок модернізації наявних ТЕС (зниження на 20–30 г у.п./кВт·год без встановлення ПГО та на 10 – 20 г у.п./кВт·год за умови встановлення ПГО) і спорудження нових ефективних блоків з використанням сучасних технологій спалювання (наприклад, котли на надкритичних параметрах пари, з ЦКШ та ін.) з питомими витратами 290 – 320 г у.п./кВт·год, цей узагальнений показник до 2030 р. знизиться до рівня 340 – 350 г у.п./кВт·год (рис. 2.7). Сумарне споживання умовного палива зросте за рахунок збільшення виробництва електроенергії на ТЕС до 29 млн т у.п., а структура паливного балансу залишиться майже незмінною. Передбачається зростання коефіцієнта використання встановленої потужності вугільних станцій із 40 % у 2010 р. до 53 % у 2030 р.



**Рис. 2.7. Діаграма питомих витрат умовного палива на виробництво електроенергії вугільними ТЕС (г у.п./кВт·год)**

*Розвиток гідроенергетики.* Станом на початок 2010 р. проведено реконструкцію першої черги ГЕС Дніпровського каскаду та 19 (з 70) гідроагрегатів другої черги. Одним із пріоритетів розвитку гідроенергетики є завершення реконструкції ГЕС Дніпровського каскаду, що дозволить подовжити термін служби станцій на 30–40 років і підвищити сумарну потужність каскаду на 245 МВт. Заплановані інвестиції для реалізації цих заходів становлять 5 млрд грн.

Для вирішення проблеми із суттєвим дефіцитом маневрених і регулюючих потужностей необхідне впровадження гідро- та гідроакumuлюючих потужностей. Пріоритетними проектами є:

- 2011 – 2015 рр. – завершення будівництва перших черг Дністровської та Ташлицької ГАЕС;
- 2015 – 2020 рр. – будівництво других черг Дністровської та Ташлицької ГАЕС;
- продовження будівництва Канівської ГАЕС потужністю 1000 МВт з пуском першого гідроагрегата у 2015 р.;
- завершення проектування та закінчення будівельних робіт щодо розширення Каховської ГЕС потужністю 270 МВт до 2020 р.;
- реконструкція та розширення Терезько-Рікської ГЕС зі збільшенням потужності на 30 МВт до 2020 р.

Реалізація цих проектів із сумарними інвестиціями понад 55 млрд грн дозволить до 2030 р. довести частку маневрених потужностей ГЕС і ГАЕС у загальному балансі галузі до 16 %.

Виконання програми з розвитку гідроенергетики дозволить підвищити стабільність, надійність та ефективність роботи ОЕС України, забезпечити економію органічного палива, створити сприятливі умови для інтеграції ОЕС України з європейською енергосистемою та паралельної роботи з енергосистемою Росії тощо.

*Розвиток енергетики на основі відновлюваних джерел енергії* – один із напрямів, який підвищує рівень енергетичної безпеки країни, знижує шкідливий вплив на навколишнє середовище, збільшує зайнятість населення в секторах економіки, пов'язаних з використанням ВДЕ та ін. Енергостратегією-2012 передбачається збільшення частки відновлюваних джерел у загальному балансі встановлених потужностей до рівня, близького 10 %, до 2030 р., що за базовим сценарієм становить майже 6 ГВт. Співвідношення частки генерації на ВДЕ буде визначено виходячи із тенденцій зниження питомих капітальних витрат на будівництво зазначених об'єктів.

Незважаючи на те, що на сьогодні ВДЕ є більш економічно витратними, ніж традиційні джерела енергії й види палива, передбачається, що разом з розвитком технологій собівартість енергії на базі ВДЕ буде знижуватися, а їх створення ставатиме дедалі рентабельним. Згідно з цим слід:

- підвищувати привабливість освоєння та розвитку тих ВДЕ, які мають високу ймовірність економічної окупності в майбутньому та є найбільш перспективними для України;
- підтримувати розроблення і впровадження конкурентоспроможних технологій;
- стимулювати виготовлення необхідного устаткування. У подальшому по мірі удосконалення технологій і зниження собівартості виробництва електроенергії на базі ВДЕ необхідно скорочувати державну підтримку даного виду генерації та вирівнювати умови конкуренції між традиційними та нетрадиційними видами енергії.

Загальний потенціал використання альтернативних джерел енергії в Україні до 2030 р. оцінюється приблизно у 25 ГВт·год електроенергії на базі ВДЕ (з них близько 13 ГВт·год – виробництво) та приблизно 2 млн т – біопаливо (табл. 2.6).

**Таблиця 2.6**

**Динаміка зростання обсягів виробництва електроенергії на базі ВДЕ (ГВт·год)**

Джерело енергії	2010	2015	2020	2025	2030
Вітрогенерація	0,1	0,6	1,9	3,8	7,4
Сонячна генерація	< 0,1	0,3	0,8	1,4	2,6
Малі ГЕС	0,2	0,4	0,7	1,3	2,1
Біогенерація	< 0,1	< 0,1	0,2	0,2	0,3
Генерація з інших ВДЕ	< 0,1	< 0,1	< 0,1	0,1	0,2
<b>Разом</b>	<b>&lt; 0,4</b>	<b>&lt; 1,4</b>	<b>3,6</b>	<b>6,8</b>	<b>12,6</b>

Україна має істотний потенціал для *розвитку вітроенергетики*. Найбільш перспективними для цього є південні та південно-східні регіони країни, де середня швидкість вітру перевищує 5 м/с. Проте цей потенціал нині не використовується, тому Україна істотно відстає від світових тенденцій. У 2009 р. в країні діяли 12 державних ВЕС із сумарною встановленою потужністю 94 МВт, що становить лише 0,2 % від загального обсягу генеруючих потужностей. Устаткування ВЕС не відповідає сучасним нормам ефективності, оскільки більша його частина виготовлена за технологіями 80-х років ХХ століття. Ще одна причина такого низького рівня встановлених потужностей полягає в тому, що до 2009 р. (часу введення "зеленого тарифу") були відсутні стимули для потенційних інвесторів.

Потенціал для розвитку вітрогенерації в Україні за різними оцінками сягає 10 – 15 ГВт, однак для його реалізації потрібні значні інвестиції – понад 200 млрд грн. На основі досвіду більшості європейських країн з упровадження ВЕС, рівень встановленої потужності таких станцій в Україні до 2030 р. складе 3 – 4 ГВт, виробництво електроенергії – 7 – 9 ТВт·год. Істотне зростання цих показників за аналогічний період мають тільки ті країни, де стратегічним пріоритетом був активний розвиток ВДЕ та рівень субсидування галузі був надзвичайно високим.

*Енергія сонячного випромінювання*, що надходить щорічно на територію України, становить близько 1,2 МВт·год/м<sup>2</sup>, причому тільки менше 1 % цієї енергії належить до ресурсів, які економічно доцільно використовувати. Можливий економічний потенціал розвитку сонячної генерації в Україні становить близько 4 ГВт. За умови падіння вартості будівництва рівень встановленої потужності сонячних електростанцій до 2030 р. складатиме 1,5 – 2,5 ГВт, а обсяг виробленої ними електроенергії – близько 2 – 3,3 ТВт·год на рік.

*Економічно доцільний потенціал малих ГЕС* в Україні становить до 4 ГВт. Нині вартість будівництва таких станцій значно перевищує аналогічний показник для традиційних джерел, а за відсутності якісних змін у технологіях потенціал зниження собівартості буде залишатися вкрай незначним. Враховуючи це, до 2030 р. потужність малих ГЕС зможе досягнути величини 0,4 – 0,8 ГВт, а обсяги виробництва електроенергії дійдуть до 1,8 – 3,5 ТВт·год.

Україна має значний *потенціал розвитку біоенергетики*, який оцінюється на рівні потенційно встановленої потужності джерел генерації величиною у 10 – 15 ГВт тепла і 1 – 1,5 ГВт електроенергії.

Одним із напрямів *розвитку атомної енергетики* України є спорудження та введення в експлуатацію до 2030 р. нових ядерних енергоблоків мінімальною сукупною потужністю 5 ГВт за базовим сценарієм.

Для виконання Україною своїх зобов'язань зі зменшення викидів забруднюючих речовин на державному рівні в рамках комплексної програми з поліпшення екології необхідно розробити план зі зниження викидів діоксиду сірки та оксидів азоту й пилу. Такий план має визначати цілі, завдання, заходи та строки їх реалізації усіма галузями економіки України, а також механізм моніторингу його виконання відповідно до вимог Директиви 2001/80/ЄС.

За рахунок *технічного переоснащення вугільних енергоблоків* потужністю 300 МВт можна досягти [6]:

- підвищення ККД котельного агрегату з 84 до 88 – 89 %;
- підвищення ККД енергоблока на 4,5 – 5,5 %;
- зниження питомої витрати умовного палива з 400 – 410 до 345 – 350 г/кВт·год (економія на енергоблоці до 110 тис. т у.п./рік);
- підвищення маневреності та надійності роботи енергоблока.

Результати можливого технічного переоснащення вугільних енергоблоків потужністю 200 і 300 МВт наведені у табл. 2.7 і 2.8 [6], де особливу увагу слід звернути на ККД котельної установки та енергоблока, а також на питому витрату електроенергії залежно від рівня технічного переоснащення. Вказані показники є визначальними та будуть потрібні для розрахунків у подальших розділах.

Основний обсяг модернізації енергоблоків ТЕС згідно з Енергостратегією-2012 планується здійснити протягом 2011–2020 рр. (табл. 2.9). При цьому питома витрата палива буде знижуватися дуже повільно, а її величина у 2030 р. буде вищою за аналогічний показник на ТЕС Німеччини на теперішній час [7].

Національна академія наук України звертає увагу на те, що при зриві термінів будівництва ГЕС і ГАЕС (що вельми ймовірно з урахуванням попереднього досвіду та стану економіки країни) можливе порушення сталого функціонування ОЕС України.

**Таблиця 2.7**

**Показники технічного переоснащення енергоблока 200 МВт  
з турбіною К-200-130**

Показник	Існуючий стан	Ремонт	Модернізація енергоблока (котла та турбіни)		Реконструкція енергоблока із заміною турбіни на К-225-12,8
			Маловитратна	Повна	
Питома витрата палива, г у.п./кВт·год	400 – 420	395 – 415	375 – 405	365 – 390	360 – 370
ККД котла	0,84 – 0,85	0,85 – 0,855	0,88 – 0,9	0,88 – 0,9	0,88 – 0,9
ККД енергоблока, %	35	35,5	36,5	37,5	39
Економія палива, тис. т у.п. на рік	–	10	22	27	50

**Таблиця 2.8**

**Показники технічного переоснащення енергоблока 300 МВт  
з турбіною К-300-240**

Показник	Існуючий стан	Ремонт	Модернізація енергоблока (котла та турбіни)		Реконструкція енергоблока із заміною турбіни на К-325-23,5
			Маловитратна	Повна	
Питома витрата палива, г у.п./кВт·год	380 – 400	375 – 380	365 – 370	360 – 365	340 – 350
ККД котла	0,85 – 0,9	0,88 – 0,91	0,92 – 0,93	0,92 – 0,93	0,92 – 0,93
ККД енергоблока, %	36,5	37,6	38	39,5	40,5
Економія палива, тис. т у.п. на рік	–	12,5	33	40	67

**Таблиця 2.9**

**Динаміка встановленої потужності вугільних ТЕС (ГВт)**

Захід	Період, роки			
	2011 – 2015	2016 – 2020	2021 – 2025	2026 – 2030
Модернізація	5,9	6,3	1,2	0,3
Будівництво нових блоків	-	-	3,8	5,3
Резерв (газозапатні блоки)	4	4	4	4



## Контрольні питання

1. Які джерела генерації енергії Вам відомі? Наведіть їх переваги та недоліки.
2. Охарактеризуйте електроенергетичну галузь України.
3. Що є основним показником енергоблока та від чого залежить його величина?
4. Які існують види втрат електроенергії та від чого залежить їх величина?
5. Поясніть, чому існують значні технологічні витрати електроенергії в електромережах України.
6. Яким показником характеризується нерівномірність електроспоживання? Наведіть її негативні наслідки.
7. Які джерела електроенергії належать до маневрених та яким показником вони характеризуються?
8. Назвіть основні тенденції розвитку електроенергетичної галузі України.

*Розглянуто відомості про джерела енергії, які свідчать, що для генерації електроенергії слід використовувати паливо. Поточний стан електроенергетичної галузі країни – незадовільний. Головним є великі строки експлуатації ТЕС та значні питомі витрати палива на виробництво електроенергії, а також вкрай недостатній обсяг маневрених джерел енергії. Тому згідно з Енергостратегією-2012 передбачаються відповідні напрями розвитку галузі генерації електроенергії, включаючи модернізацію діючих та введення нових потужностей ТЕС, вітроенергетики, сонячної генерації та ін. При цьому очікується зниження питомих витрат палива.*

## РОЗДІЛ 3

### ЕКОНОМІЯ ПАЛИВА НА ТЕПЛОВИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯХ

*Мета розділу – ознайомитися із загальними тенденціями споживання палива та засвоїти підходи оцінки питомих витрат палива на ТЕС та заходів щодо їх зменшення.*

#### **3.1. Загальні тенденції споживання палива**

Відповідно до ДСТУ 3440-96 під енергетикою слід розуміти галузь господарства, науки і техніки, що охоплює енергетичні ресурси, виробництво, передачу, перетворення, акумуляцію, розподіл і споживання різних видів енергії. Основою виробництва електроенергії є первинна енергія, яка запасена у паливно-енергетичних ресурсах.

Залежно від споживаного виду палива, його складу, якості та характеристик створюються відповідні енергоустановки і вся пов'язана з ними інфраструктура, що включає транспорт, переробку, зберігання або захоронення відходів і багато чого іншого. Таким чином, техніка і технологія виробництва енергії залежить від енергетичних ресурсів. При цьому основні проблеми їх ефективного використання виникають саме на етапі виробництва енергії. Етапи, що включають передачу, перетворення, акумуляцію, розподіл і споживання енергії, розглянути краще.

Декілька століть практично єдиним енергоносієм у світі було вугілля. Залишалося воно основним і для ТЕС України на початку ХХІ століття. За прогнозами фахівців багатьох країн, світові запаси вугілля за енергетичним еквівалентом у 5 разів перевищують запаси нафти і газу. Згідно з даними Світового вугільного інституту, який є некомерційною неурядовою асоціацією світових виробників і споживачів вугілля шести континентів, на частку вугілля припадає 90 % енергетичного потенціалу всіх придатних для розробки корисних копалин органічного походження. У США, наприклад, вважають, що у них вугілля вистачить на 1000 років, в Росії – на 700. За оцінками західних експертів, світова потреба у вугіллі до 2010 – 2015 рр. може зрости у 2 рази, і воно стане основним енергоносієм на всю перспективу ХХІ століття.

Державна політика передових промислово розвинених країн спрямована зараз на збільшення обсягів видобутку вугілля. Якщо виходити з потреби, яка на 2010 рік складала 110 млн т (програма

"Українське вугілля"), і врахувати 40 % експлуатаційних втрат, то розвіданих запасів нашої країни вистачить майже на 300 років.

Значні резерви в енергозабезпеченні України полягають у використанні низькокалорійних видів палива:

- бурого вугілля, запаси якого складають більше 8 млрд т, з них значна частина може розроблятися безпечно відкритим способом;
- торфу як місцевого палива для регіонів, де відсутні інші види органічної сировини, а запаси його перевищують 2 млрд тонн.

Слід розвивати прогресивні, високоефективні й екологічно чисті технології спалювання некондиційного високозольного вугілля і відходів вуглезбагачення у топках з ЦКШ, які в умовах Донбасу можуть бути базою для малої енергетики. У світі за такою технологією працюють більше 300 електростанцій. За даними УкрНДІвуглезбагачення, тільки у мулонакопичувачах збагачувальних фабрик знаходиться більше 115 млн тонн відходів із вмістом горючої складової від 30 до 80 %.

Використання метану, що виділяється під час видобутку вугілля, – одна з найважливіших проблем в економіці й екології вуглевидобувних регіонів. Застосування цього газу як палива зменшить його викид в атмосферу та відповідно знизить згубний вплив на озоновий щит планети. За оцінками УкрНДІпроект, вміст метану у вугленосних відкладеннях України складає 25 – 30 трлн м<sup>3</sup>. Однак слід зазначити, що практично у всьому світі виробництво електроенергії при спалюванні вугілля на 40 – 45 % економічніше, ніж природного газу.

### 3.2. Використання палива на вугільних ТЕС

Показником ефективної роботи електростанцій є річне число годин їх використання для виробництва електроенергії:

$$t_p = W/P_e,$$

де  $W$  – виробництво електроенергії, млн кВт·год;  $P_e$  – потужність, яка задіяна під час виробництва електроенергії, ГВт.

Мале значення величини  $t_p$  для ГЕС пояснюється обмеженими гідроресурсами і роботою цих станцій у маневреному режимі.

Коефіцієнт використання встановленої потужності ТЕС, які задіяні у виробництві електроенергії, станом на 2010 р. складає 40 % проти 68 % у 1990 р., а планується досягти його значення 53 % у

2030 р. Низьке використання встановленої потужності ТЕС обґрунтовано даними технічної експертизи енергоблоків.

Таким чином, обсяг палива залежить від часу використання потужності електростанції та, безумовно, ефективності його спалювання. Критерієм використання палива є його питомі витрати на виробництво 1 кВт·год електроенергії.

Отже, витрата палива на ТЕС залежить від його характеристики і технології спалювання, технічного стану обладнання, визначуваного ККД енергоблоку  $\eta_{еб}$  і ТЕС взагалі  $\eta_{ТЕС}$ , а також величини коефіцієнта нерівномірності графіка споживання енергії  $\alpha_n$ .

У літературі показники, що характеризують витрати палива, зазвичай відповідають усередненим за рік або якийсь інший період часу значенням без урахування тимчасових або сезонних чинників. Більш детальні дані стосовно окремих енергоблоків різних ТЕС викладені у галузевих звітних матеріалах.

Розглянемо основні причини та чинники, що впливають на витрати палива на ТЕС.

Газоподібне, рідке і тверде паливо характеризується елементним складом горючої маси і баласту. Склад твердого і рідкого палива виражають у відсотках за масою, а газоподібного – у відсотках до загального обсягу. Для твердого палива залежно від складу розрізняють робочі, аналітичні, сухі, горючі та органічні маси. Перерахунок складу палива з однієї маси на іншу виконують за допомогою множників відповідно до ДСТУ 3581–8 (ГОСТ 30517–97).

Теплота згорання палива – це тепло, яке виділяється при повному згоранні 1 кг твердого (рідкого) або 1 м<sup>3</sup> газоподібного палива за нормальних умов. Розрізняють дві теплотворні здатності палива за умовою врахування вмісту в ньому вологи: вищу і нижчу, що можуть бути визначені за формулою Д.І. Менделєєва відповідно до елементарного складу палива.

Теплота згорання для різних видів палива коливається у широких межах, а її значення для деяких видів палива і речовин наведені у дод. Б. Для порівняння енергетичної цінності палива введено поняття умовного палива, теплотворна здатність робочої маси якого прийнята 29,3 МДж/кг або 7000 ккал/кг. Відношення теплоти згорання натурального палива до теплоти згорання умовного палива називають тепловим еквівалентом, тобто  $E_m = Q_n^p / 29,3$ , значення якого може бути більше або менше одиниці. Перерахунок маси натурального палива в умовне виконують шляхом множення його кількості на тепловий ек-

вівалент. Наприклад,  $Q_{ум} = Q_{нат} E_m$ , де  $Q_{ум}$ ,  $Q_{нат}$  – теплота згорання відповідно умовного і натурального палива.

На практиці ефективність використання палива оцінюють ККД:

$$\eta_{ен} = Q_{0m} / Q_{0ф}, \quad (3.1)$$

де  $Q_{0m}$  – теоретичний вміст теплоти в одиниці електроенергії (1 кВт·год = 3,6 МДж);  $Q_{0ф}$  – фактичний обсяг теплоти, необхідний для виробництва 1 кВт·год електроенергії, що визначається за фактичною питомою витратою палива.

Величина ККД використання палива залежить також від ступеня зношеності устаткування ТЕС і якості палива, технологій спалювання й умов експлуатації технологічного обладнання.

Величина ККД ТЕС відрізняється від ККД використання палива пропорційно частці енергії, що витрачається на власні потреби електростанції: підготовку палива та води, транспортні, технологічні витрати на передачу різних видів сировини і речовин, вентиляцію, кондиціонування, окислювальні процеси тощо. На власні потреби ТЕС витрачається від 5 до 15 % палива, залежно від його виду та технології генерації енергії.

Загалом ККД ТЕС можна визначити за залежністю, що враховує витрату енергії на власні потреби:

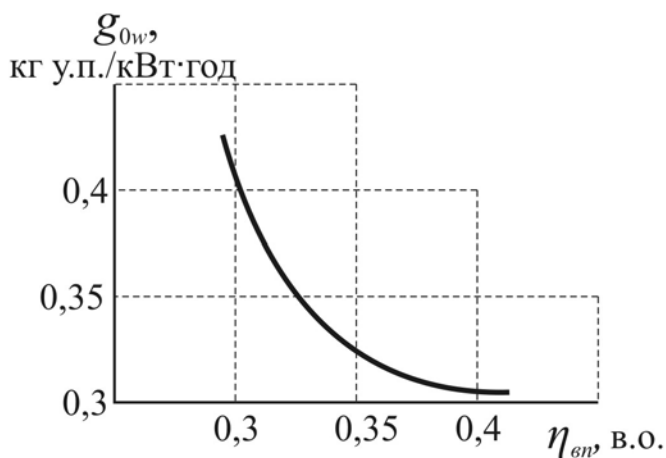
$$\eta_{ТЕС} = \frac{Q_{0m}}{Q_{0ф} + Q_{0вн}} = \frac{Q_{0m}}{Q_{0ф} (1 + Q_{вн}^{6.0})}, \quad (3.2)$$

де  $Q_{0вн}$  – кількість теплоти, що витрачається на власні потреби ТЕС для виробництва 1 кВт·год електроенергії, МДж;  $Q_{вн}^{6.0}$  – відносна кількість теплоти, що витрачається на власні потреби ТЕС.

Перетворимо співвідношення (3.1), де замість  $Q_{0ф}$  підставимо теплотворну здатність умовного палива  $Q_{yn} = 29,3$  МДж/кг, і визначимо його питому витрату на 1 кВт·год електроенергії, тобто

$$g_{0w} = \frac{Q_{0m}}{Q_{yn} \eta_{ен}}. \quad (3.3)$$

За формулою (3.3) для діапазону значень  $\eta_{ен}$  від 0,3 до 0,4 розрахуємо питомі витрати умовного палива, величина яких суттєво залежить від ККД його використання (рис. 3.1).



**Рис. 3.1. Питомі витрати умовного палива**

Виходячи з балансу електричної енергії (див. табл. 1.3) Енергостратегією-2012 передбачається збільшення видобутку вугілля до 115 млн т на рік з одночасним виведенням галузі на рівень беззбитковості. Енергетичного вугілля видобуватимуть близько 75 млн т, що достатньо для повного забезпечення внутрішнього попиту на електроенергію (табл. 3.1).

**Таблиця 3.1**

**Баланс вугілля згідно з Енергостратегією-2012 (млн т)**

Стаття балансу	2010 (факт.)	Прогноз за роками			
		2015	2020	2025	2030
<b>Прибуткова частина</b>					
1. Видобуток рядового вугілля, всього, у тому числі:	75	83,5	92,8	103,3	115
- для коксування	24	27,3	31	35,2	40
- енергетичного	51	56,2	61,8	68,1	75
з нього <b>готового</b> :	54,8	62,6	71,5	81,6	93,2
- для коксування	17,5	20,5	23,9	27,8	32,4
- енергетичного	37,2	42,2	47,6	53,8	60,8
2. Імпорт	12,1	7,6	7,6	7,0	6,5
<b>Витратна частина</b>					
1. Споживання вугілля нетто	59,6	67,1	66,6	70,9	76,0
2. Втрати при транспортуванні, зберіганні та розподілі	1,9	2,1	1,8	1,8	1,6
3. Експорт вугілля	6,2	1,5	10,2	14,4	20,5

Попит на енергетичне вугілля на 90 % формується за рахунок енергетичних компаній. До інших споживачів належать металургійні підприємства (4 %), населення (3 %), а також інші сектори (3 %) – виробники цементу, содові й цукрові заводи, гірничо-збагачувальні комбінати, залізнична галузь тощо.

Прогноз попиту на енергетичне вугілля з боку енергетики визначається двома чинниками. По-перше, збільшиться потреба в електроенергії, і, як наслідок, обсяги її виробництва вугільними ТЕС (з 68 у 2010 р. до 92 млрд кВт·год у 2030 р. – див. п. 1.3). По-друге, підвищиться ефективність станцій, що сприятиме зниженню питомої витрати палива (з 396 у 2010 р. до 347 г у.п./кВт·год у 2030 р. – див. п. 2.3) за рахунок модернізації діючих і будівництва нових станцій.

Відповідно до базового сценарію Енергостратегії-2012 споживання природного газу на потреби електроенергетики у 2030 р. залишиться практично незмінним і складе 2 млрд м<sup>3</sup>. Основними споживачами газу залишаться ТЕЦ і блок–станції, на яких газ використовується як основний вид палива, а також вугільні блоки ТЕС, на яких газ використовується для запуску та "підсвічування" низькоякісного вугільного палива. При цьому питоме споживання газу на таких ТЕС буде настільки малим, що навіть збільшення ними виробництва електроенергії на 50 % не викличе значного зростання споживання газу. Газові блоки ТЕС у 2030 р. використовуватися не будуть через їх низьку економічну ефективність при високій ціні на газ.

### 3.3. Вплив якості палива на обсяги його використання

Питання якості вугілля є одним з головних, оскільки збільшення кількості палива при зниженні його калорійності не завжди призводить до зростання обсягів виробництва тепла й електроенергії.

Для загальної оцінки фактичного коефіцієнта енергетичного використання палива (3.1) можна скористатися залежністю

$$\eta_{en}^{\phi} = \eta_{e\phi} - bA_g^d, \quad \% \quad (3.4)$$

де  $b$  – коефіцієнт технічного стану енергоблоку, в.о.;  $A_g^d$  – зольність вугілля, %.

Коефіцієнт  $b$  змінюється у межах від 0,1 (добрий стан енергоблоку) до 0,3 і більше, а значення зольності від 15 до 40–45 %.

**Приклад 3.1.** Порівняти фактичний коефіцієнт використання палива  $\eta_{en}^{\phi}$  новітніх ТЕС з  $\eta_{e\phi} = 45$  %, добрим технічним станом енергоблоку ( $b = 0,1$ ) і невеликою зольністю вугілля ( $A_g^d = 15$  %) та ТЕС України, в яких  $\eta_{e\phi} = 40$  %,  $b = 0,2$  і  $A_g^d = 35$  %.

**Розв'язування.** Згідно із залежністю (3.4) для новітніх ТЕС

$$\eta_{ен}^{\phi 1} = 45 - 0,1 \cdot 15 = 43,5 \%,$$

що практично відповідає прогресивному значенню для сучасних умов.

Для ТЕС України

$$\eta_{ен}^{\phi 2} = 40 - 0,2 \cdot 35 = 33,0 \%,$$

що на 10 % менше за значення для новітніх типів установок генерації енергії.

Отже, залежність (3.4) свідчить, що для підвищення енергетичної ефективності використання палива необхідно поліпшувати технічний стан енергоблоку, знижуючи значення  $b$  до нуля, і підвищувати якість палива, зменшуючи його зольність. Примітно, що для котлів з ЦКШ значення  $b$  практично дорівнює нулю.

Вимоги, що ставляться до якості вугілля, визначаються технологією його спалювання. В електроенергетиці найбільш поширене спалювання в топках заздалегідь підсушеного і подрібненого до розміру частинки вугілля 0,1 мм у суспензованому стані.

Згорання пиловугільного факела у потоці, в якому досягається висока ефективність окислення, обумовлена площею поверхні для реакції подрібненого палива з киснем. Багаторічний досвід використання такої технології виявив її економічну перевагу. У той самий час при очевидних перевагах пилове спалювання має і недоліки – значні витрати електроенергії та збільшення капітальних витрат на подрібнення і пневмотранспорт палива.

Для забезпечення якості вугілля при пилоподібному спалюванні найбільше значення має нижча теплота згорання робочого палива. Цей показник є інтегральною властивістю якості вугілля і визначається такими його параметрами, як зольність, вологість та найвища питома теплота згорання горючої маси палива. Вплив зольності на економічну ефективність вугільних ТЕС виявляється також у підвищенні витрат на підготовку палива внаслідок погіршення якості розмеленості вугілля через більшу частину в ньому породи.

*Визначення корисного тепла*

При спалюванні будь-якої маси вугілля може бути отримано корисне тепло. Так, для рядового вугілля

$$Q_s = G_s \left( Q_s^m \frac{100 - A_s^d - B_s - 0,025 B_s}{100} \right) \eta_{ен}, \quad (3.5)$$

а збагаченого (концентрату)



$$Q_k = \frac{m_k}{100} G_g \left( Q_g^m \frac{100 - A_k^d - B_k}{100} - 0,025 B_k \right) \eta_{en}, \quad (3.6)$$

де  $G_g, m_k$  – маса вугілля (т) і концентрату (%) відповідно;  $Q_g^m$  – теплота згорання вугілля, МДж/кг;  $B_g, B_k$  – вологість вугілля та концентрату відповідно, %;  $A_k^d$  – зольність концентрату, %.

Вихід маси концентрату  $m_k$  з маси рядового вугілля  $G_g$  визначається за такою формулою:

$$m_k = \frac{A_n^d - A_g^d}{A_n^d - A_k^d} 100, \quad (3.7)$$

де  $A_n^d$  – зольність породи, %.

**Приклад 3.2.** Перевірити енергетичну доцільність збагачення вугілля при таких даних: для рядового вугілля  $A_g^d = 35$  %,  $B_g = 10$  %,  $Q_g^m = 25,1$  МДж/кг, маса вугілля  $G_g = 1000$  кг,  $\eta_{en} = 32,6$  %; для концентрату  $A_k^d = 15$  %,  $B_k = 7$  %,  $\eta_{en} = 36,6$  %, зольність породи  $A_n^d = 80$  %.

**Розв'язування.** За формулою (3.7) визначимо масу концентрату

$$m_k = \frac{80 - 35}{80 - 15} 100 = 69,2 \text{ \%}.$$

Далі за виразами (3.5) і (3.6) розрахуємо корисне тепло рядового вугілля і концентрату:

$$Q_g = 1000 \left( 25,1 \frac{100 - 35 - 10}{100} - 0,025 \cdot 10 \right) \cdot 0,326 = 4419 \text{ МДж};$$

$$Q_k = \frac{69,2}{100} \cdot 1000 \left( 25,1 \frac{100 - 15 - 7}{100} - 0,025 \cdot 7 \right) \cdot 0,366 = 4914 \text{ МДж}.$$

**Висновки.** Використання концентрату для виробництва енергії дозволяє одержати з тони рядового вугілля додатково 495 МДж тепла, що складає 11,2 % від обсягу, отриманого з вихідного продукту. Обсяг палива, що перевозиться, зменшується на 308 кг, тобто майже на 30 %.

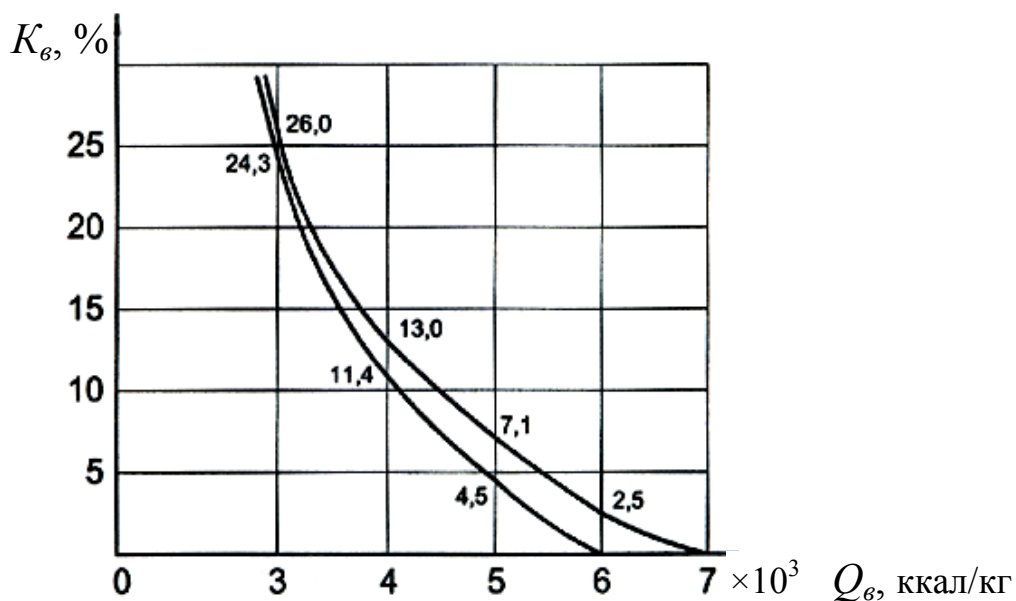
Таким чином, у результаті використання на ТЕС замість рядового вугілля збагаченого можна отримати економію палива і зменшити витрати на його доставку, але при цьому слід ураховувати витрати енергії та коштів на збагачення вугілля та його транспортування.

*Урахування втрат вугілля*

При використанні на ТЕС вугілля із зольністю, що перевищує проектну, системи пилоприготування не забезпечують належного на-

вантаження на котлоагрегати. У найпоширених котлоагрегатах з рідким видаленням шлаку порушуються умови цього процесу аж до повного зашлаковування обладнання. Тепловий баланс зони активного горіння зсувається у бік більш низьких температур, що призводить до збільшення механічного недопалювання горючої частини вугілля, а потім до загасання факела. Застосування для підтримки навантаження, а також для умов горіння і шлаковидалення газомазутового "підсвічування" (до 20 % по теплу для високозольного кам'яного вугілля і до 40 % – для антрациту) призводить до невиправдано високих витрат імпортуємого природного газу.

При сумісному спалюванні вугілля з газом або мазутом зберігається високий рівень механічного недопалювання (значення коефіцієнта втрат  $K_6$  сягає 20 %), що при існуючій зношеності котлоагрегатів знижує ККД енергоблоків з 36 до 28 – 29 % і відповідно збільшує дефіцит енергоресурсів (рис. 3.2).



**Рис. 3.2. Криві коефіцієнта втрат вугілля  $K_6$  при застосуванні газу (мазуту) для активізації процесу спалення**

Обсяг газу (мазуту) при різних значеннях теплоти згорання палива можна визначити так:

$$Q_p g_{0p} = Q_6 g_{06} \left( \frac{100 - K_6}{100} \right) + Q_2 g_{02}, \quad (3.8)$$

де  $Q_6$ ,  $Q_2$ ,  $Q_p$  – відповідно теплота згорання наявного вугілля, газу (мазуту) і натурального палива, регламентованого для даної конкрет-

ної ТЕС або котлоагрегату;  $g_{0p}$ ,  $g_{0e}$ ,  $g_{0z}$  – питома витрата відповідного виду палива (регламентованого, вугілля, газу (мазуту));  $K_e$  – коефіцієнт втрат вугілля (визначається за рис. 3.2).

З рівняння (3.8) одержуємо питомі витрати газу (мазуту) як додаткового палива до вугілля на виробництво 1 кВт·год енергії:

$$g_{0z} = \frac{Q_p g_{0p} - Q_e g_{0e} \left( \frac{100 - K_e}{100} \right)}{Q_z} \quad (3.9)$$

У сучасній літературі, особливо зарубіжній, можна зустріти різні одиниці виміру кількості палива та енергії. Наприклад, у Німеччині одиниця виміру – умовне кам'яновугільне паливо, 1 т якого дорівнює 8130 кВт·год. У деяких публікаціях згадується британська теплова одиниця, об'єм природного газу може вимірюватися у кубічних футах. На допомогу користувачу в дод. В наведені основні співвідношення між одиницями виміру енергії та механізм їх перетворення.

**Приклад 3.3.** Теплова електростанція виробляє за рік  $W_p = 6$  млрд кВт·год електроенергії при регламентованій теплоті згорання вугілля  $Q_p = 27,6$  МДж/кг або 6600 ккал/кг. Теплота згорання натурального палива (вугілля), що поставляється на ТЕС,  $Q_e = 23,0$  МДж/кг або 5500 ккал/кг. Для "підсвічування" використовується природний газ з теплотворною здатністю  $Q_z = 33,08$  МДж/м<sup>3</sup> та густиною  $\rho = 0,723$  кг/м<sup>3</sup>. Визначити річну витрату газу  $G_z$  для виробництва електроенергії при ККД використання палива  $\eta_{en} = 0,35$ .

**Розв'язування.** Питома витрата вугілля, що поставляється на ТЕС:

$$g_{0e} = \frac{Q_{0m}}{\eta_{en} Q_e} = \frac{3,6}{0,35 \cdot 23} = 0,447 \text{ кг/кВт·год.}$$

Питома витрата регламентованого вугілля

$$g_{0p} = \frac{Q_{0m}}{\eta_{en} Q_p} = \frac{3,6}{0,35 \cdot 27,6} = 0,373 \text{ кг/кВт·год.}$$

За допомогою рис. 3.2 для кривої  $Q_p = 27,6$  МДж/кг (6600 ккал/кг) у точці перетину її з прямою  $Q_e = 23,0$  МДж/кг (5500 ккал/кг) отримаємо значення коефіцієнта втрат вугілля  $K_e = 4,5$  %.

За виразом (3.9) визначимо питому витрату газу, використовуючи його теплоту згорання для маси  $Q_z = 33,08/0,723 = 45,75$  МДж/кг:

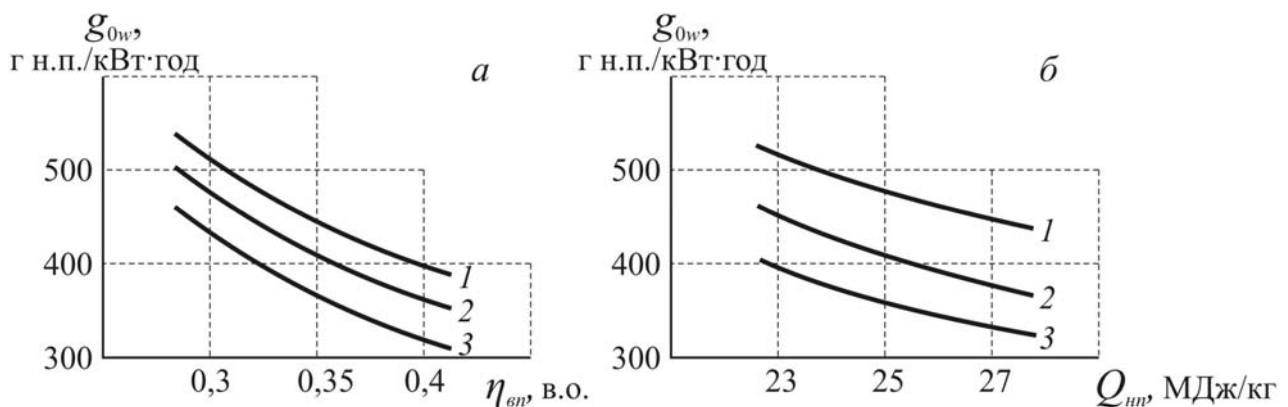
$$g_{0z} = \frac{27,6 \cdot 0,373 - 23 \cdot 0,447 \left( \frac{100 - 4,5}{100} \right)}{45,75} = 0,01043 \text{ кг/кВт·год.}$$

Враховуючи густину газу  $\rho = 0,723 \text{ кг/м}^3$  його питома витрата складе  $0,0144 \text{ м}^3/\text{кг}$ . Тоді річна витрата газу для "підсвічування"

$$G_z = g_{0z} W_p = 0,0144 \cdot 6 \cdot 10^9 = 86,4 \text{ млн м}^3,$$

що дорівнює 4,3 % від передбаченого Енергостратегією-2012 об'єму 2 млрд  $\text{м}^3$ . На практиці газу для вказаної мети витрачають менше. Наприклад, із розрахункових 86,4 млн  $\text{м}^3$  можуть витратити тільки 25–30 млн  $\text{м}^3$ , але у цьому разі необхідно зробити перерахунок теплових режимів палива.

Криві, що свідчать про значну залежність величини питомих витрат палива на виробництво 1 кВт·год електроенергії  $g_{0w}$  до зміни ККД його використання  $\eta_{en}$  і теплоти згорання натурального палива  $Q_{un}$ , наведені на рис. 3.3. Як бачимо, при використанні палива з теплою згорання, нижчою за регламентовану (паспортну) для енергоблоку ТЕС (величиною 27,6 МДж/кг), питомі витрати зростають за рахунок "підсвічування" і втрат вугілля при спалюванні.



**Рис. 3.3.** Залежності питомих витрат палива: *a* –  $g_{0w} = f(\eta_{en})$  при  $Q_{un} = 23$  (1), 25 (2) і 27,6 МДж/кг (3); *б* –  $g_{0w} = f(Q_{un})$  при  $\eta_{en} = 0,3$  (1), 0,35 (2) і 0,4 (3)

### 3.4. Вплив нерівномірності електроспоживання на питомі витрати палива

На практиці питомі витрати умовного палива  $g_0$  розраховуються за фактичними даними обсягу виробленої електроенергії  $W$  та загальними витратами палива  $G$  шляхом ділення  $G$  на  $W$ . Однак такі розрахунки не пояснюють, з яких складових складаються витрати умовного палива.

Загальний вигляд залежності питомих витрат палива такий:

$$g_0 = g_{0w} + g_{0н}, \quad (3.10)$$

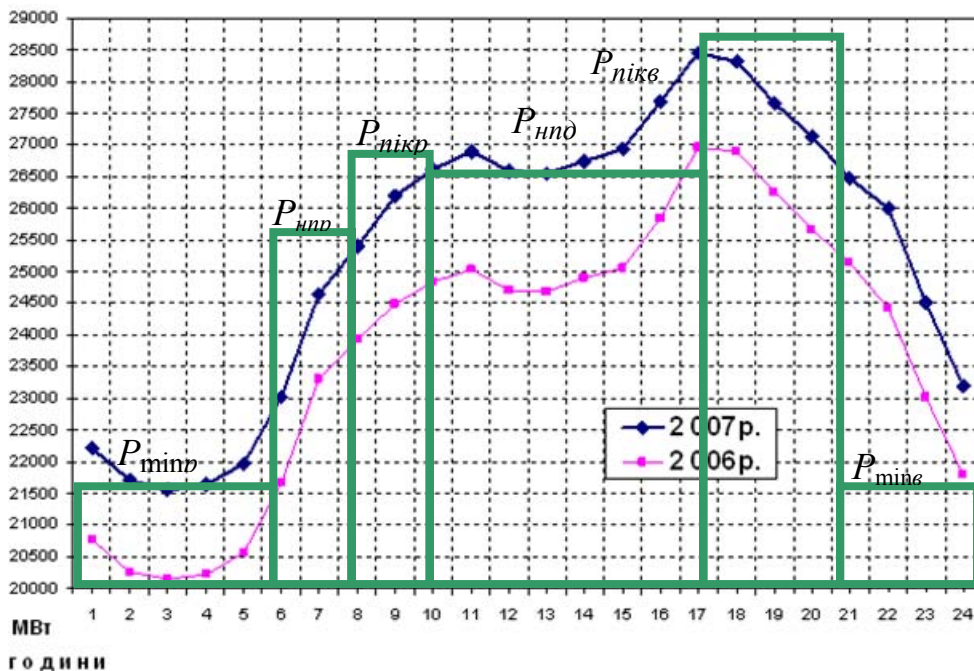
де  $g_{0w}$  – питома витрата умовного палива на виробництво електроенергії при рівномірному ГЕН;  $g_{0н}$  – додаткова питома витрата умовного палива на виробництво електроенергії для покриття (забезпечення) нерівномірної частини ГЕН.

Адекватні моделі для оцінки впливу нерівномірності електроспоживання на питомі витрати палива можна отримати шляхом фізичного обґрунтування.

При зміні навантаження на  $\Delta P$  протягом часу  $t_1 - t_2$  величина витрати палива змінюється за такою залежністю:

$$\Delta G = \int_{t_1}^{t_2} \varphi \Delta P(t) dt, \quad (3.11)$$

де  $\varphi$  – відносний приріст витрати палива – перша похідна витрати палива за навантаженням або збільшення витрати палива при зміні навантаження на одиницю. При переводі ТЕС із базового режиму роботи у напівпіковий та далі в піковий (рис. 3.4) потужність станції збільшується і відповідно витрачається більше палива для забезпечення підвищеного навантаження.



**Рис. 3.4. Добовий ГЕН енергетичної системи України за грудень 2006 та 2007 років згідно з робочими днями**

Узагальнюючи дані приросту потужності в періоди максимальних і мінімальних електричних навантажень, питомих витрат палива на один пуск енергоблоку та їх кількість, ефективності використання палива за тарифними зонами, питомих витрат палива на холостому ході, були отримані показники для оцінки енергоефективності, що відповідають умовам залежності (3.11).

Розглянемо першу складову  $g_{0w}$  залежності (3.10). Із фізики відомо, що теоретична кількість теплової енергії, яка міститься у 1 кВт·год,  $Q_w = 3,6$  МДж, а теплота згорання умовного палива  $Q_{yn} = 29,3$  МДж/кг. Тоді, поділивши 3,6 на 29,3, отримаємо теоретичну кількість умовного палива для виробництва 1 кВт·год енергії ( $g_{0m} = 0,12287$  кг у.п./кВт·год). Фактична кількість умовного палива при рівномірному ГЕН  $g_{0w} = g_{0m} / k_{nn}$ , де  $k_{nn}$  – коефіцієнт перетворення палива, який залежить від технічного стану енергоблоку та його ККД, якості палива тощо. З урахуванням усіх складових значення  $k_{nn}$  знаходиться в межах 0,3 – 0,45. Тоді  $g_{0w} = 0,4 – 0,27$  кг у.п./кВт·год.

Друга складова  $g_{0n}$  залежності (3.10) з'являється у разі нерівномірності ГЕН. Враховуючи залежність (3.11), по суті необхідно отримати відносний приріст витрати палива у вигляді коефіцієнта, що відображає характер зміни ГЕН (див. рис. 3.4).

Графіки електричних навантажень описуються різними показниками. Нерівномірність графіка у часі характеризує коефіцієнт форми. Своє найменше значення, тобто одиницю, він приймає при рівномірному у часі навантаженні. У роботі [13] доведено, що залежність коефіцієнта форми від коефіцієнта нерівномірності ГЕН  $\alpha$  має такий вигляд:  $K_\phi = \frac{1 + \alpha}{2\sqrt{\alpha}}$ .

Оскільки коефіцієнт нерівномірності відображає нестабільність усього ГЕН, а зміна величини потужності відбувається декілька разів на добу, то вводимо поняття середньозваженого коефіцієнта нерівномірності електричного навантаження  $\alpha_\Sigma$ . Він являє собою середньоарифметичне від коефіцієнтів нерівномірності в періоди ранкового напівпіка, ранкового піка, денного напівпіка й вечірнього піка, тобто у часи підвищення навантаження (рис. 3.4).

Таким чином, у формулу для визначення питомої витрати умовного палива вводимо другий доданок, чутливий до змін електричного навантаження:

$$g_{0н} = \frac{g_{0m}}{k_{nn}} (K_{\phi} - \alpha_{\Sigma}) = \frac{0,12287}{k_{nn}} (K_{\phi} - \alpha_{\Sigma}).$$

Для отримання  $\alpha_{\Sigma}$  треба мати фактичні ГЕН, проте в статистичних даних найчастіше можна знайти значення просто  $\alpha$ . Тому було проаналізовано понад 100 графіків електричних навантажень різних енергетичних систем за 2007 рік та за допомогою методу найменших квадратів одержане рівняння  $\alpha_{\Sigma} = 0,415981\alpha + 0,5843$ . Далі встановлена загальна залежність питомих витрат умовного палива з урахуванням нерівномірності ГЕН:

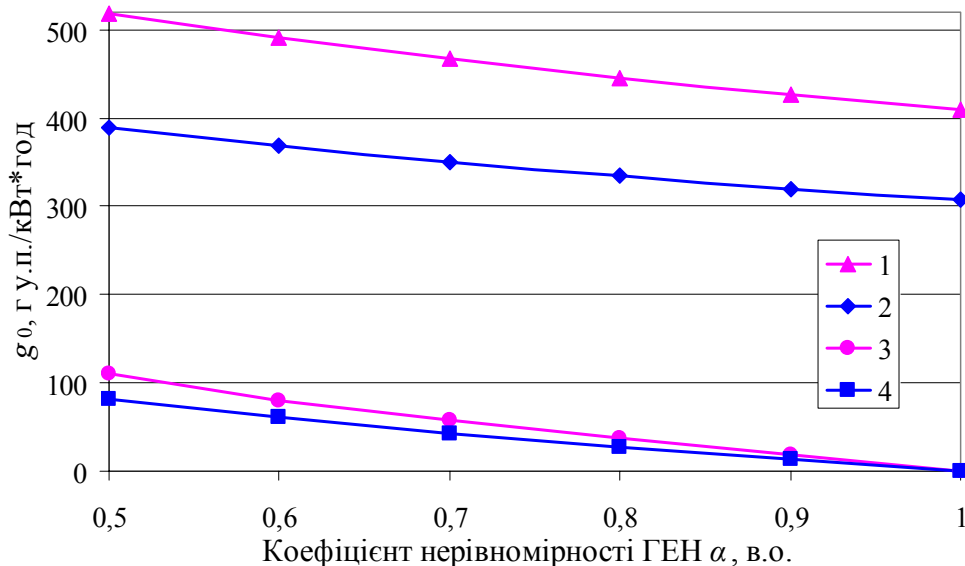
$$\begin{aligned} g_0 &= g_{0w} + g_{0н} = \frac{0,12287}{k_{nn}} + \frac{0,12287}{k_{nn}} (K_{\phi} - 0,416\alpha - 0,584) = \\ &= \frac{0,12287}{k_{nn}} \left[ 1 + \left( \frac{1+\alpha}{2\sqrt{\alpha}} - 0,416\alpha - 0,584 \right) \right]. \end{aligned} \quad (3.12)$$

Залежність питомих витрат умовного палива від нерівномірності електроспоживання дозволяє коректно оцінювати її вплив на загальну та питому витрати палива, а також його вартість при виконанні техніко-економічних розрахунків РРЕ. Крім того, залежність враховує якісні характеристики процесу використання вугілля та дозволяє аналізувати добові, тижневі, місячні або річні ГЕН.

При використанні залежності (3.12) у разі коефіцієнта нерівномірності  $\alpha = 1$  друга складова перетворюється в нуль, що свідчить про рівномірність графіка електроспоживання. Також вона матиме відповідні значення при  $\alpha < 1$ . Як показують розрахунки, сумарні питомі витрати палива  $g_0$  будуть зростати при зменшенні величини  $\alpha$  (збільшенні нерівномірності електроспоживання, див. рис. 3.5).

За узагальненими даними найбільша нерівномірність ГЕН спостерігається у зимовий період при  $\alpha = 0,74-0,76$ , що викликає додаткову питому витрату умовного палива близько 50 г у.п./кВт·год. Найкращі показники нерівномірності електроспоживання спостерігаються влітку, коли  $\alpha = 0,88-0,95$ . Наприклад, при  $\alpha = 0,9$  і дуже високому коефіцієнті  $k_{nn} = 0,4$  додаткова питома витрата палива на виробництво 1 кВт·год електроенергії складе лише 13 г. Для натурального вугілля з теплотою згорання  $Q_{nn} = 25$  МДж/кг цей показник буде такий:

$$g_{0nn} = 13 \frac{29,3}{25} = 15,2 \text{ г/кВт·год.}$$



**Рис. 3.5. Графіки залежності загальних  $g_0$  та додаткових  $g_{0n}$  питомих витрат умовного палива від коефіцієнта  $\alpha$  при  $k_{nn} = 0,3$  (відповідно криві 1 і 3) та  $0,4$  (відповідно криві 2 і 4)**

**Приклад 3.4.** Коефіцієнт нерівномірності ГЕН  $\alpha$  у вузлі електричного навантаження зріс із 0,8 до 0,9. Коефіцієнт перетворення палива для енергоблоку, що працює на покриття пікового навантаження,  $k_{nn} = 35\%$ . Визначити всі складові питомих витрат натурального палива з теплою згорання  $Q_{nn1} = 27,6$  МДж/кг і  $Q_{nn2} = 23,0$  МДж/кг для граничних значень  $\alpha$ .

**Розв'язування.** За залежностями (3.3) і (3.12) з урахуванням використання натурального палива (вугілля) і показників нерівномірності графіка навантаження визначаємо усі складові питомих витрат палива (див. таблицю). Наприклад, складова при рівномірному ГЕН:

- для палива з  $Q_{nn1} = 27,6$  МДж/кг  $g_{0w} = \frac{3,6}{27,6 \cdot 0,35} = 0,373$  кг/кВт·год;

- для палива з  $Q_{nn2} = 23,0$  МДж/кг  $g_{0w} = \frac{3,6}{23,0 \cdot 0,35} = 0,447$  кг/кВт·год.

Складові питомих витрат	$Q_{nn1} = 27,6$ МДж/кг при $\alpha$		$Q_{nn2} = 23,0$ МДж/кг при $\alpha$	
	0,8	0,9	0,8	0,9
$g_{0w}$	0,373	0,373	0,447	0,447
$g_{0n}$	0,035	0,018	0,042	0,022
$g_0$	0,408	0,391	0,489	0,469

**Висновки.** Проаналізуємо одержані результати:

- при використанні більш якісного палива (збільшенні теплоти згорання з 23,0 до 27,6 МДж/кг) складова  $g_{0w}$  зменшується на 74 г/кВт·год або на 20 %;



- при вирівнюванні ГЕН (збільшенні коефіцієнта нерівномірності з 0,8 до 0,9) складова питомих витрат  $g_{0н}$  зменшується на 17 г/кВт·год для палива з  $Q_{нн1} = 27,6$  МДж/кг і на 20 г/кВт·год для палива з  $Q_{нн2} = 23,0$  МДж/кг;
- при використанні більш якісного палива (збільшенні теплоти згорання з 23,0 до 27,6 МДж/кг) сумарні питомі витрати  $g_0$  зменшуються на 81 г/кВт·год або на 16,4 % при  $\alpha = 0,8$  і на 78 г/кВт·год або на 16,6 % при  $\alpha = 0,9$ .

Слід ураховувати, що "підсвічування" вугілля природним газом дозволить збільшити теплоту згорання палива з 23,0 до близько 27,0 МДж/кг. Водночас зменшиться питома витрата палива з 0,469 (при  $\alpha = 0,9$ ) десь до 0,39 кг/кВт·год. З іншого боку, для такого режиму (при використанні природного газу) характерні додаткові втрати вугілля (див. приклад 3.3), що збільшить сумарну питому витрату палива до 0,407 кг/кВт·год. Проте рішення щодо "підсвічування" вугілля цілком може виявитися економічно доцільним.

**Приклад 3.5.** Для умов технічного переоснащення енергоблоку потужністю 200 МВт визначити теплоту згорання вугілля, що може бути використане при зазначених у табл. 2.7 питомих витратах. Розрахунки виконати для всіх варіантів: існуючого, ремонту, маловитратної модернізації, повної модернізації та реконструкції енергоблоку.

**Розв'язування.** Перетворимо рівняння (3.3) відносно теплоти згорання натурального палива (вугілля) до вигляду

$$Q_{нн} = \frac{Q_{0m}}{\eta_{ен} g_0}.$$

Наприклад, визначимо теплоту згорання вугілля для існуючого варіанта для граничних значень питомих витрат палива (420–400 г н.п./кВт·год):

$$Q_{нн}^{\min} = \frac{3,6}{0,35 \cdot 0,42} = 24,5 \text{ МДж/кг}; \quad Q_{нн}^{\max} = \frac{3,6}{0,35 \cdot 0,4} = 25,7 \text{ МДж/кг}.$$

Аналогічно виконаємо розрахунки для інших варіантів технічного переоснащення енергоблоку і отримані результати запишемо у таблицю.

Варіанти переоснащення				
Існуючий	Ремонт	Модернізація		Реконструкція
		Маловитратна	Повна	
24,5 – 25,7	24,4 – 25,6	24,3 – 26,3	24,6 – 26,3	24,9 – 25,6

Враховуючи результати розрахунків, можна запропонувати наступне. При удосконаленні діючих ТЕС або заміні на новітні технології генерації енергії з'явилася б можливість підвищити коефіцієнт  $k_{нн}$  з 33 до 38 %, що дозволяє зменшити питомі витрати умовного палива за першою складовою  $g_{0w}$  на 0,049 кг/кВт·год. Друга складова питомих витрат  $g_{0н}$  може бути зменшена на величину до 0,02 кг у.п./кВт·год за рахунок підвищення значення коефіцієнта

нерівномірності ГЕН  $\alpha$  з 0,85 до 0,95. Загалом упровадження таких рішень дозволить отримати економію умовного палива в межах 60 – 70 г у.п./кВт·год. З урахуванням обсягів виробництва електроенергії на ТЕС економія складе до 4 млн т умовного або близько 5 млн т натурального палива (вугілля), що у грошовому еквіваленті дорівнює приблизно 5 млрд грн.

*Можливі шляхи вирішення проблеми нерівномірності графіка електроспоживання*

Аналіз основних показників використання палива на діючих ТЕС України та їх взаємозв'язків виявив велику частку паливної складової у витратах на виробництво електроенергії. При цьому привертає на себе увагу варіант з більш малими витратами палива на кращих ТЕС, ГТУ, ПГУ та станціях з комбінованим виробництвом енергії. Звідси видно і шляхи зниження питомої витрати палива на ТЕС – це підвищення якості палива, модернізація або заміна котлоагрегатів на установки з досконалішою технологією спалювання палива, а також виведення ТЕС з участі у покритті пікових навантажень в ОЕС України. У цьому разі доцільно для ТЕС, працюючих на вугільному паливі, збагачувати рядове вугілля з метою виключення використання природного газу і мазуту для "підсвічування". Частину такого природного газу доцільно використовувати для ГТУ, що мають непогані маневрені характеристики і можуть бути застосовані для покриття пікових навантажень. Такий шлях – перспективний, проте він вимагає відповідних інвестицій для будівництва ГТУ.

Привабливий варіант використання ГТУ в рамках декількох європейських країн (Польща, Німеччина, Чехія та інші). Схема надто проста. Річ лише в тому, що проблема покриття пікових навантажень існує не тільки в Україні, але і в інших європейських державах. Створення маневрених потужностей на базі ГТУ в кожній окремо взятій країні вимагає відповідних інвестицій, сума яких значно перевищуватиме суму витрат на спорудження базового маневреного комплексу, який складається з декількох ГТУ. Сумарна потужність комплексу має бути достатньою для покриття пікових навантажень будь-якої країни. З урахуванням часових поясів такий проект покриття пікових навантажень цілком реальний. Оцінка проектів транспортування енергоносіїв у вигляді вугільного палива і природного газу порівняно з передачею електричної енергії по ЛЕП надвисокої напруги свідчить про те, що фінансові витрати за останнім варіантом будуть меншими, ніж витрати на транспортування вугілля і природного газу.

Перспектива щодо застосування ГТУ в енергетиці України обґрунтовується не тільки зростаючими можливостями використання природного газу, але і порівняльними вартісними показниками. Вартість отримання одиниці тепла з палива з урахуванням видобутку, транспортування, підготовки і подачі у форсунки або завантаження в реактор співвідноситься таким чином: природний газ дешевше за ядерне паливо на 53 %, вугілля – на 29, мазут – на 35. Якщо припустити, що відбудеться підвищення вартості природного газу до рівня ядерного палива, то економічна привабливість спорудження ГТУ все одно збережеться, оскільки вартість 1 кВт встановленої потужності ГТУ складає 250 – 500 дол./кВт (за даними світового банку 357 дол./кВт), тобто нижче такого ж показника для АЕС у 8–12 разів і КЕС у 3–6 разів. Також перевага застосування ГТУ у тому, що вони ефективно працюють у режимі когенерації.

Високозольне вугілля з підвищеним вмістом сірки перспективно спалювати за сучасною технологією – в котлах з ЦКШ, оскільки воно не збагачується по сірці, а на існуючих ТЕС сіркоочищення відсутнє. Проекти впровадження ТЕС з котлами ЦКШ повинні бути узгоджені з обсягами видобутку низькосортного вугілля в Україні.

З точки зору економії палива, то перспективним є розвиток генеруючих потужностей на базі ПГУ з внутрішньоцикловою газифікацією вугілля.

Висока економічність відносно палива і непогані маневрені характеристики ТЕЦ вказують на доцільність їх застосування в структурі генеруючих потужностей ОЕС України. При цьому ТЕЦ слід ефективніше використовувати для покриття нерівномірності графіка електроспоживання, враховуючи, що розвантаження ТЕЦ вигідніше, ніж розвантаження АЕС і КЕС.

Таким чином, для надійної роботи енергетики в структурі енергокомплексу України електричні станції мають відрізнятися за потужністю, типом і вживаним видом палива.

### **Контрольні питання**

1. Які спостерігаються тенденції споживання палива в електроенергетиці?
2. Наведіть основні причини та фактори, що впливають на витрати палива на ТЕС.
3. Назвіть елементарний склад палива.

4. Дайте визначення поняття "теплота згорання палива". Наведіть приклади.
5. Що слід відносити до ефективності використання палива?
6. Які основні фактори впливають на величину питомих витрат палива?
7. Охарактеризуйте величину питомих витрат палива.
8. Якими показниками характеризується якість палива?
9. Покажіть ефективність і доцільність збагачення вугілля.
10. Поясніть, за рахунок чого виникають втрати вугілля при використанні додаткового палива (газу або мазуту).
11. Для чого на електростанції застосовують додаткове паливо?
12. Надайте тлумачення та назвіть наслідки нерівномірності електроспоживання.
13. Визначте зв'язок між коефіцієнтами нерівномірності та форми ГЕН?
14. За якими складовими визначаються загальні питомі витрати палива?
15. Укажіть можливі шляхи вирішення проблеми нерівномірності електроспоживання.

### **Завдання до самостійної роботи**

Згідно з умовами прикладу 3.1 визначити декілька значень ККД використання палива, змінюючи величини коефіцієнта технічного стану енергоблоку до 0,3. Порівняти отримані показники з фактичними, що наведені в табл. 2.2, проаналізувати та зробити відповідні висновки.

*Питомі витрати палива для виробництва 1 кВт·год електроенергії залежать від коефіцієнта перетворення палива, якості палива та теплоти його згорання, нерівномірності електроспоживання та інших чинників. Фактичні питомі витрати палива на деяких ТЕС наведені в другому розділі (див. табл. 2.2). Енергостратегія-2012 передбачає зниження питомих витрат палива з 396 у 2009 р. до 347 г у.п./кВт·год у 2030 р.*

## РОЗДІЛ 4

### ЗАГАЛЬНА ОЦІНКА СПОЖИВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

*Мета розділу – набути знань та навичок для виконання загальної оцінки ефективності споживання електроенергії.*

#### 4.1. Основні положення

Фінансові вкладення в зменшення обсягів споживання електроенергії як промисловістю, так і побутовими споживачами за рахунок упровадження прогресивних технологій значно менші, ніж в розвиток та побудову нових електростанцій, оскільки зростають технологічні витрати електроенергії на її розподіл і передачу. Тому зменшення величини енерговитрат за рахунок підвищення енергоефективності є одним з пріоритетних напрямів державної політики.

При аналізі електроспоживання прийнято виділяти дві складові витрат електроенергії: продуктивну і непродуктивну. Витрати електроенергії на транспортування в добре обладнаних мережах електропостачання, як правило, не перевищують 10 %, іноді 15, і реально знизити їх можливо не більш ніж на 5–7 %. У той же час величину витрат електроенергії на технологічних процесах, наприклад, освітлення або транспортування за допомогою конвеєрних установок, можна зменшити у 1,5 – 2 рази.

Дійсно, як свідчить практика, питомі одноразові затрати на вдосконалення процесу роботи електромеханічного устаткування з метою зниження витрат електроенергії звичайно менші порівняно з аналогічними витратами на вдосконалення або модернізацію мереж електропостачання.

Загальна витрата електроенергії підприємством – це один із важливих показників його роботи, але він не відображає ефективність її використання. Таким показником є питома витрата електроенергії на виготовлення одиниці продукції (наприклад, кВт·год/т). Для контролю фактичного рівня використання електроенергії застосовують нормалізовані питомі витрати, тобто питомі витрати на виготовлення продукції, які обчислюють з урахуванням проведення на установках енергозбережних заходів. Звичайно питомі норми витрати електроенергії визначаються за галузевими методиками, наприклад, для гірничих підприємств – за ДСТУ 30365–96 "Методи визначення норм

витрачання електроенергії гірничими підприємствами". Стандарт встановлює класифікацію і склад нормалізованих питомих витрат електроенергії, а також основні методи їх визначення щодо технологічних і господарських об'єктів гірничої промисловості.

Питома витрата електроенергії – це інформативний показник для підприємства, яке працює стабільно і його продуктивність відповідає технологічному паспорту виробництва. Значення нормалізованих питомих витрат у цьому разі співпадають або близькі до фактичних значень питомих витрат електроенергії. При відхиленні рівня продуктивності або інших технологічних характеристик від паспортних значень фактичні питомі витрати електроенергії не відповідатимуть нормалізованим. Така невідповідність фіксується при енергетичному аудиті підприємства, враховується при складанні електробалансу і відображається у бізнес-плані як відповідні заходи з усунення причин нераціонального використання електроенергії.

У значній мірі величину питомих витрат електроенергії на підприємстві можливо зменшити при комплексному підході. З цієї точки зору найефективнішими вважаються такі заходи:

- інтенсифікація існуючого виробництва з метою підвищення продуктивності основних процесів і установок;
- розробка і впровадження у виробництво нових ефективних технічних і технологічних рішень, спрямованих на зниження споживання та витрат електричної енергії в елементах системи електропостачання (трансформаторах, лініях, реакторах тощо).

Безумовно, такі заходи мають сприяти зниженню питомих витрат електроенергії порівняно з нормалізованими, визначеними раніше. Однак вони не повинні спричиняти зниження продуктивності установок і вимог безпеки, регламентованих відповідними нормативними документами (ДСТУ).

## **4.2. Характеристики режимів електроспоживання**

Більша частина електроенергії на підприємствах витрачається електродвигунами, що надають руху робочим органам різних машин і установок: вентилятори, насоси, компресори, конвеєри тощо.

Збільшення продуктивності (завантаження) робочої машини до номінальної зменшує частку непродуктивної витрати електроенергії, що асоціюється з "економією" електроенергії в деякому проміжку часу і характеризується її середньогодинною величиною.

Миттєва і годинна продуктивності установок співпадають тоді, коли машина працює безперервно з постійним навантаженням. При безперервній роботі, але зі змінним навантаженням, продуктивність установок на розрахунковому інтервалі прийнято характеризувати середньогодинним значенням.

На рис. 4.1 наведені можливі режими роботи електроприймачів, що характеризуються такими показниками:

*a* – рівномірний:  $P_c$  і  $P_{ном}$  – відповідно споживана та номінальна потужності електроприймача;

*б* – рівномірно змінний за вмиканням з холостим ходом: час роботи  $t_{p1} = t_{pi}$ ; час холостого ходу  $t_{xx1} = t_{xxi}$ ;  $P_{c1} = P_{ci}$ ; потужність холостого ходу  $P_{xx1} = P_{xxi}$ ;

*в* – нерівномірно змінний за вмиканням з холостим ходом:  $t_{p1} = t_{pi}$ ;  $t_{xx1} \neq t_{xxi}$ ;  $P_{c1} = P_{ci}$ ;

*г* – нерівномірно змінний за вмиканням і завантаженням з холостим ходом:  $t_{p1} \neq t_{pi}$ ;  $P_{c1} \neq P_{ci}$ ;

*д* – нерівномірно змінний за вмиканням і завантаженням без холостого ходу:  $t_{p1} \neq t_{pi}$ ;  $P_{c1} \neq P_{ci}$ ;  $t_{вим}$  – час вимикання електроприймача;

*е* – нерівномірно змінний за вмиканням і завантаженням з холостим ходом і без нього:  $t_{p1} \neq t_{pi}$ ;  $P_{c1} \neq P_{ci}$ .

Годинна продуктивність машини з безперервним режимом роботи залежить від завантаженості установки (привідного електродвигуна), яку прийнято характеризувати коефіцієнтом завантаження

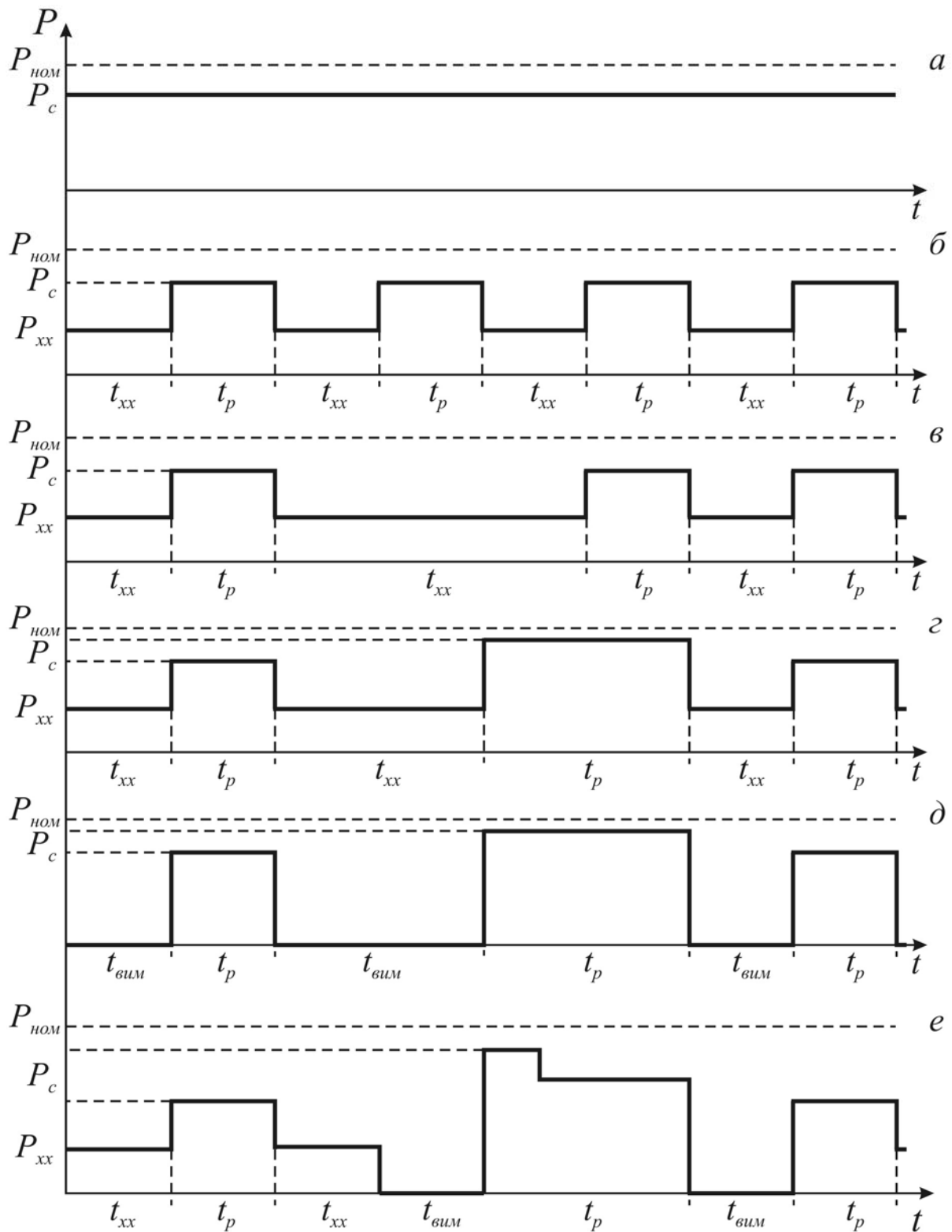
$$K_z = P_c / P_{ном}, \quad (4.1)$$

де  $P_c$ ,  $P_{ном}$  – відповідно середньогодинна (споживана) і номінальна потужності електродвигуна.

Розрахунковий період  $T$ , за який аналізують роботу установок, включає час їх роботи та час перерв і простоїв, тому його характеризують середньою продуктивністю. При цьому коефіцієнти використання технологічного устаткування і привідного двигуна будуть різними. Так, коефіцієнт використання машини за часом

$$K_t = \frac{t_p}{t_p + t_{xx}}, \quad (4.2)$$

де  $t_p$ ,  $t_{xx}$  – відповідно час роботи машини під навантаженням і при холостому ході.



**Рис. 4.1. Діаграми основних режимів роботи електроприймачів**

Потужність двигуна при роботі під навантаженням визначається за показаннями приладів (лічильників, амперметрів і вольтметрів), увімкнених у коло статора двигуна, або аналітично за відповідною методикою, суть якої полягає у такому.

Споживана електродвигуном з мережі активна потужність, кВт:



$$P_c = \sqrt{3}UI \cos \varphi \cdot 10^{-3}, \quad (4.3)$$

де  $I$ ,  $U$  – фактичні значення струму (А) і напруги (В) за результатами вимірів;  $\cos \varphi$  – фактичний коефіцієнт потужності електродвигуна, що залежить від його завантаження.

Для використання залежності (4.3) необхідно знати величину  $\cos \varphi$ , що в умовах експлуатації визначити важко, оскільки зі зміною навантаження змінюється струм статора і  $\cos \varphi$ . Крім того, струм холостого ходу залежить від типу двигуна. В асинхронних двигунах загального призначення він складає 20–30 % від номінального.

Між струмом статора  $I$  та навантаженням на валу двигуна немає чіткої пропорційності. З точністю, достатньою для інженерних розрахунків, фактичне навантаження на валу двигуна  $P$  і споживана з мережі активна потужність  $P_c$  можуть бути визначені за узагальненими залежностями, наведеними на рис. 4.2. Для цього потрібні каталожні дані двигуна: номінальна потужність  $P_n$ , номінальний струм  $I_n$  і холостого ходу  $I_{xx}$ . Порядок розрахунку параметрів такий:

- за струмом статора визначається співвідношення  $I_{xx} / I_n$ , згідно з яким на рис. 4.2 вибирається відповідна крива;
- за величиною фактичного струму статора  $I$  розраховується співвідношення  $I / I_n$ ;
- визначається співвідношення  $P / P_n$ , яке дорівнює  $K_3$ ;
- обчислюється фактична потужність на валу  $P = K_3 P_n$ ;
- знаходиться споживана з мережі активна потужність  $P_c = P / \eta_d$ , де  $\eta_d$  – фактичне значення ККД двигуна, що відповідає знайденому коефіцієнту завантаження  $K_3$  (рис. 4.3).

З урахуванням усіх графіків режимів роботи електроприймачів, наведених на рис. 4.1, можна побудувати узагальнений графік електричних навантажень (див. рис. 4.4) та за його допомогою розрахувати величину витрати електроенергії  $W$ .

У цьому разі  $W = \sum P_i \Delta t_i = \int dP dt$ , що складно визначити. Тому вводять величину  $T_m$  (час використання максимуму електричного навантаження  $P_m$ ), і ця формула набуває такого вигляду:

$$W_{роз} = P_m T_m = \sum P_i \Delta t_i = W_{факт.}$$

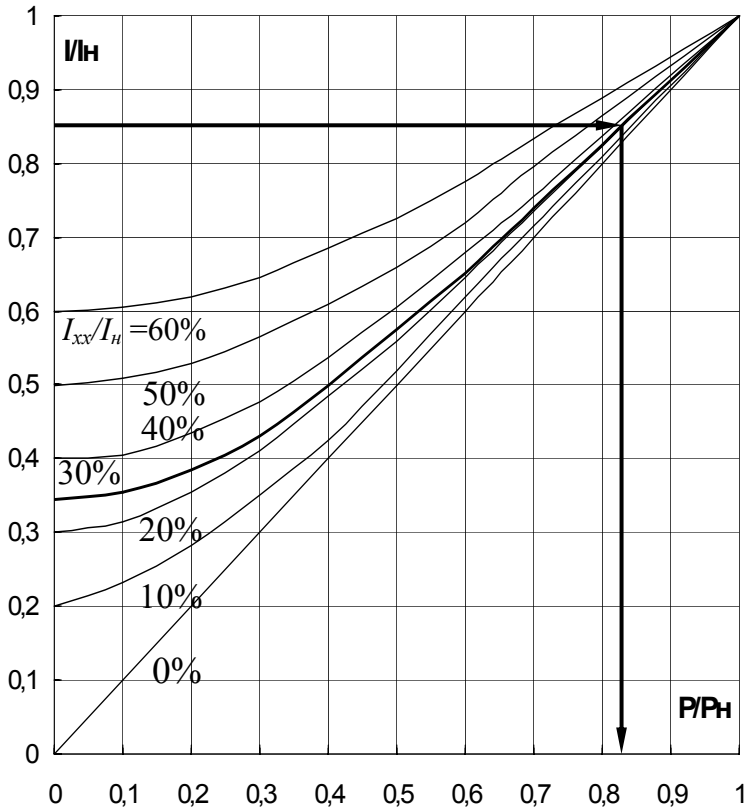


Рис. 4.2. Узагальнені залежності струму статора  $I$  від навантаження для різних значень струму холостого ходу  $I_{xx}$

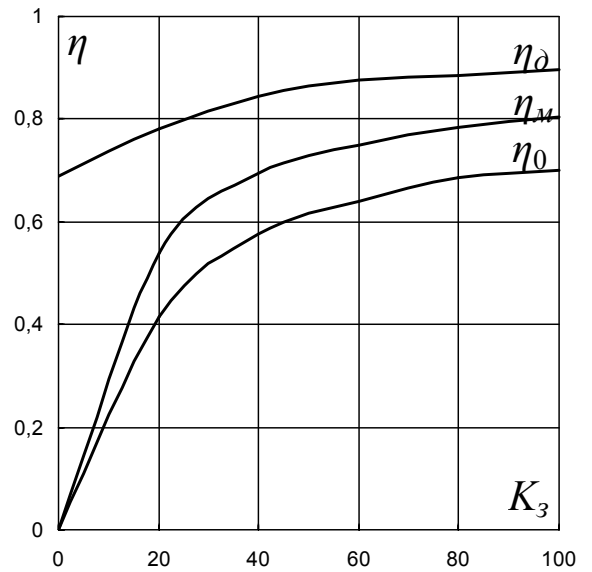


Рис. 4.3. Графіки залежності ККД робочої потужності машини  $\eta_m$ , двигуна  $\eta_d$  і всього приводу  $\eta_0$  від коефіцієнта завантаження  $K_z$

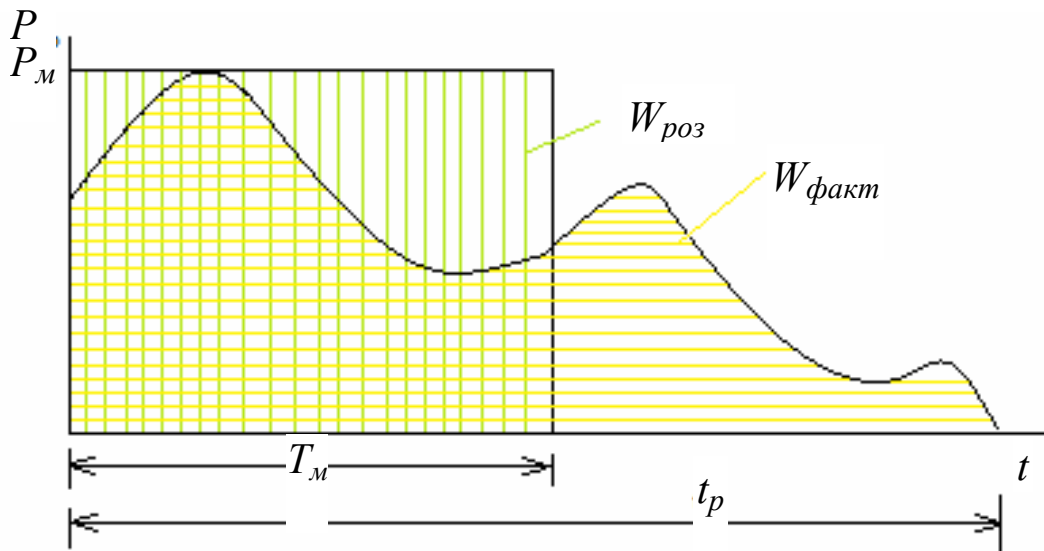


Рис. 4.4. Узагальнений графік електричного навантаження

### 4.3. Розрахунок обсягу зниження витрати електроенергії

Для визначення обсягів зниження витрати електроенергії використовують відповідний коефіцієнт її зміни, співвіднесений до вибраного інтервалу (хвилин, годин, доби і т.п.):

$$K_w = W / W_0, \quad (4.4)$$

де  $W$  – фактичне значення витрати електроенергії (кВт·год) за фіксований проміжок часу при  $K_3 < 1,0$  і  $K_t < 1,0$ ;  $W_0$  – мінімально можлива величина витрати електроенергії при  $K_3 = 1,0$  і  $K_t = 1,0$ .

Величина  $K_w$  залежить від коефіцієнтів завантаження  $K_3$  та використання робочої машини за часом  $K_t$  (рис. 4.5).

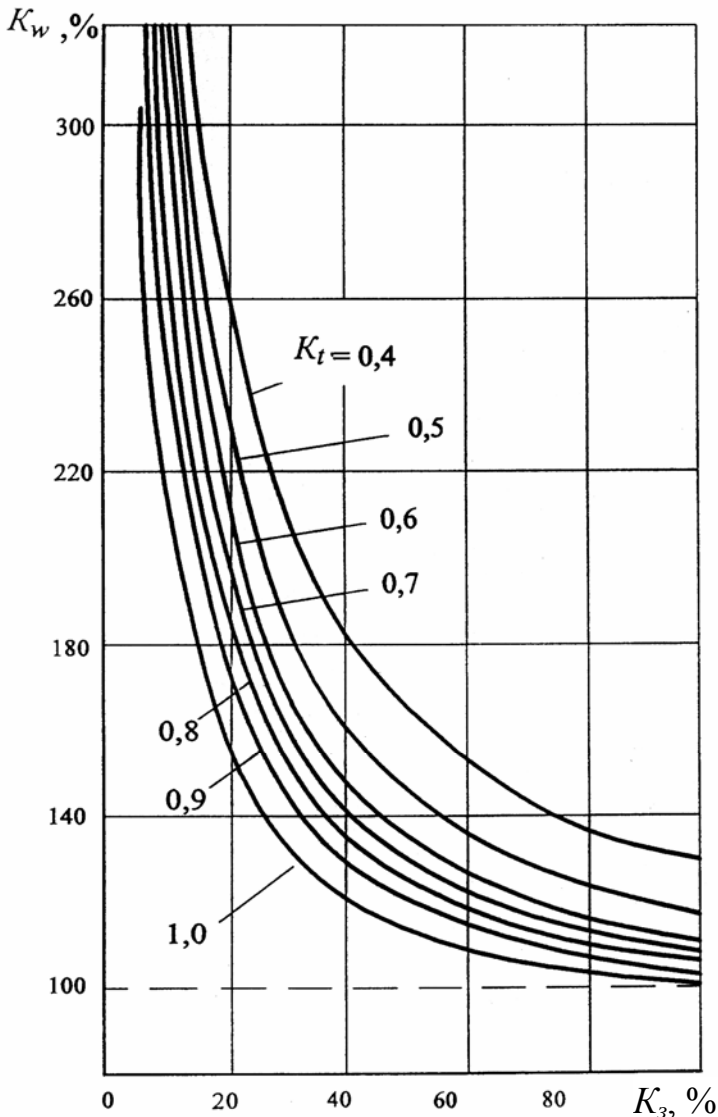


Рис. 4.5. Криві залежності  $K_w = f(K_3)$

а також  $W_2 = K_{w2} W_1 / K_{w1}$ . Звідкіля  $W_2 = 1,04 \cdot 3000 / 2,02 = 1545$  кВт·год/добу. Очікуване річне зниження витрати електроенергії:

$$\Delta W = (W_1 - W_2) n_p = (3000 - 1545) 300 = 436500 \text{ кВт·год.}$$

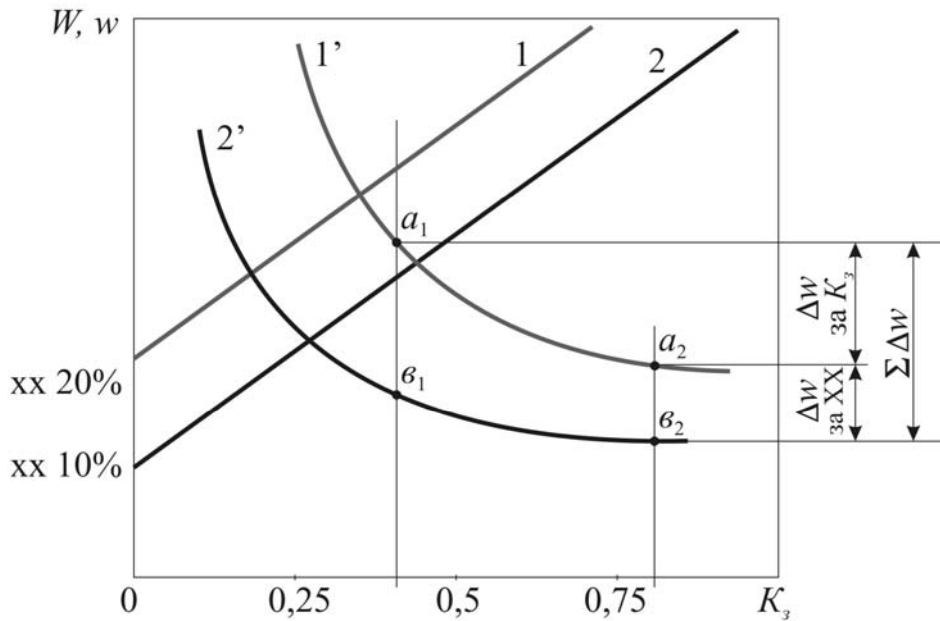
На рис. 4.6 наведені узагальнені залежності основних показників використання електроенергії – її загальних та питомих витрат.

**Приклад 4.1.** Технологічна установка працює зі значеннями коефіцієнтів  $K_{t1} = 0,5$  і  $K_{31} = 0,25$ . Після вдосконалення технологічного процесу деякі установки не працюють у режимі холостого ходу ( $t_{xx} = 0$ ), і тому коефіцієнти відповідно  $K_{t2} = 1,0$  і  $K_{32} = 0,8$ . Визначити очікуване річне зниження витрати електроенергії за умови, що добове її споживання установкою до вдосконалення технологічного процесу  $W_1 = 3000$  кВт·год/добу. Кількість днів роботи установки за рік –  $n_p = 300$ .

#### Розв'язування.

Використовуючи значення коефіцієнтів  $K_{31} = 0,25$  і  $K_{t1} = 0,5$ , за графіком (рис. 4.5) знаходимо величину  $K_{w1} = 2,02$ . Аналогічно для  $K_{32} = 0,8$  і  $K_{t2} = 1,0$  знаходимо  $K_{w2} = 1,04$ . Далі згідно з виразом (4.4) запишемо:

$$K_{w1} = W_1 / W_0 \text{ та } K_{w2} = W_2 / W_0,$$



**Рис. 4.6. Графіки зміни показників використання електроенергії: 1, 2 – загальних витрат при холостому ході 20 і 10 % відповідно; 1', 2' – питомих витрат відповідно до загальних витрат 1 і 2**

Аналіз залежностей (див. рис. 4.5 і 4.6) виявив, що істотне зниження величини питомих витрат електроенергії можливо досягти за рахунок збільшення завантаження приводів робочих машин до значень  $K_3 = 0,7 \dots 0,8$  (від точки  $a_1$  до  $a_2$  або від  $b_1$  до  $b_2$ ) та при зменшенні холостого ходу, тобто підвищенні  $K_t$  (від точки  $a_1$  до  $b_1$  або від  $a_2$  до  $b_2$ ). При одночасному збільшенні значень  $K_3$  і  $K_t$  досягається можливе максимальне зниження величини питомих витрат електроенергії (від точки  $a_1$  до  $b_2$ ). При цьому для всіх режимів спостерігається зростання величини загальних витрат електроенергії, а тому їх зменшення ще не свідчить про підвищення продуктивності або енергоефективності її використання. Феноменальність цього явища полягає у зростанні ефективності використання електроенергії, критерієм якої є її величина питомих витрат.

Якщо завантаження існуючого електродвигуна робочої машини мале і збільшити його через технологічні обмеження неможливо, то розглядається варіант заміни електродвигуна на менш потужний. При цьому очікується, що така заміна сприятиме зменшенню величини питомих витрат електроенергії в мережі та відповідно зниженню непродуктивної витрати електроенергії у самому двигуні. Перевірка доцільності заміни двигуна виконується за нерівністю

$$\frac{1-\eta_1}{\eta_1} + K_e \frac{\operatorname{tg} \varphi_1}{\eta_1} > \frac{1-\eta_2}{\eta_2} + K_e \frac{\operatorname{tg} \varphi_2}{\eta_2}, \quad (4.5)$$

де  $\eta_1$  і  $\eta_2$  – ККД порівнюваних електродвигунів;  $\operatorname{tg} \varphi_1$  і  $\operatorname{tg} \varphi_2$  – тангенс кутів, що відповідають значенням коефіцієнтів потужності  $\cos \varphi_1$  і  $\cos \varphi_2$ ;  $K_e$  – економічний еквівалент реактивної потужності, кВт/квар.

**Приклад 4.2.** Визначити доцільність заміни асинхронного електродвигуна потужністю  $P_{н1} = 75$  кВт з такими номінальними параметрами:  $\eta_{н1} = 91$  %;  $\cos \varphi_{н1} = 0,92$ ;  $K_{з1} = 0,6$  (споживана з мережі потужність  $P_c = 45$  кВт) на двигун потужністю  $P_{н2} = 55$  кВт, у якого  $\eta_{н2} = 90,5$  %;  $\cos \varphi_{н2} = 0,91$ . Відомо, що еквівалент  $K_e = 0,125$ . При розв'язанні задачі скористатися даними табл. 4.1.

**Розв'язування.** З урахуванням  $K_{з1} = 0,6$  визначимо фактичні параметри першого двигуна (табл. 4.1):  $\eta_1 = 0,97\eta_{н1} = 0,97 \cdot 0,91 = 0,883$ ;  $\cos \varphi_1 = 0,93\cos \varphi_{н1} = 0,93 \cdot 0,92 = 0,86$ , тоді  $\operatorname{tg} \varphi_1 = 0,605$ . Аналогічно для іншого двигуна при  $K_{з2} = 45/55 = 0,82$ , знаходимо:  $\eta_2 = 1,0 \cdot 0,905 = 0,905$ ;  $\cos \varphi_2 = 0,91$ ;  $\operatorname{tg} \varphi_2 = 0,45$ .

За виразом (4.5) перевіряємо виконання умови

$$\frac{1-0,883}{0,883} + 0,125 \frac{0,605}{0,883} > \frac{1-0,905}{0,905} + 0,125 \frac{0,45}{0,905},$$

що відповідає нерівності  $0,218 > 0,161$ .

Робимо висновок, що заміна існуючого електродвигуна на двигун меншої потужності – доцільна.

**Таблиця 4.1**

**Орієнтовні значення коефіцієнтів для перерахунку  $\eta$  і  $\cos \varphi$  асинхронних двигунів залежно від фактичної величини  $K_z$**

$K_z$	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
$K_\eta$	0,68	0,79	0,86	0,93	0,97	1,0	1,0	1,0
$K_{\cos \varphi}$	0,56	0,7	0,79	0,84	0,93	0,97	1,0	1,0

Виконання умови (4.5) є необхідним, але недостатнім для заміни електродвигуна. Вирішальною буде величина економічного ефекту (див. задачу 4.1) і його співвідношення з витратами на придбання і монтаж нового електродвигуна, а також на демонтаж діючого (старого). Якщо є можливість продати демонтований двигун, то в економічних розрахунках ураховується його залишкова вартість. Заміна недовантажених електродвигунів, вбудованих у технологічні механізми, настільки складний і дорогий процес, що він практично завжди є економічно недоцільним.

Електроприймачі машин циклічної дії (підіймальні установки, транспортні системи тощо) у технологічній паузі звичайно працюють у режимі холостого ходу. Технологічна пауза обумовлена, наприклад, навантажувально-розвантажувальними операціями. Такий режим роботи електродвигунів є економічно недоцільним, оскільки призводить до непродуктивних витрат активної електроенергії ( $W = P_{xx}t_{xx}$ , де  $P_{xx}$  – потужність холостого ходу). І хоча при цьому загальне навантаження знижується, проте електрична мережа залишається завантаженою реактивною потужністю ( $Q_{xx} \approx 0,65Q_{ном}$ , де  $Q_{ном} = P_{ном} \operatorname{tg} \varphi_n / \eta_n$  – реактивна потужність електродвигуна при номінальному навантаженні).

При виконанні орієнтовних розрахунків реактивна потужність холостого ходу асинхронних електродвигунів визначається за співвідношенням  $Q_{xx} \approx 0,4P_{ном}$ .

Зменшити непродуктивні витрати і втрати електроенергії в установках і машинах, працюючих тривалий час без навантаження, можливо за допомогою обмежувачів холостого ходу. Застосування таких обмежувачів на електроприймачах робочих машин, які мають міжопераційний час холостого ходу  $t_{xx} = 10$  с та більше, як правило, приводить до зниження витрат електроенергії. Величину ефективності використання обмежувачів холостого ходу можна визначити за допомогою діаграми, наведеної на рис. 4.7.

Для цього необхідно знати:

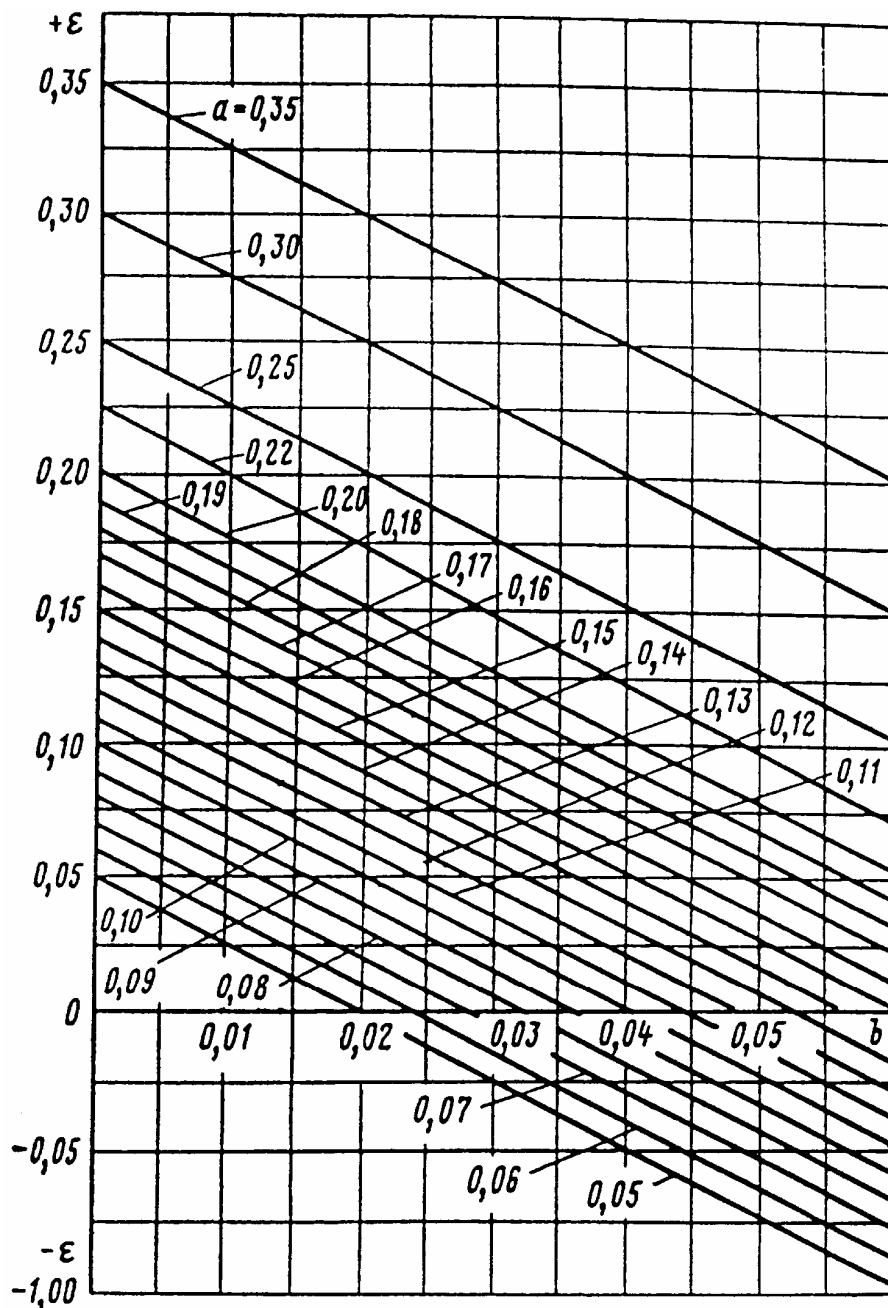
- середню потужність холостого ходу  $P_{xx}$ , що визначається як сума механічної потужності холостого ходу системи електропривода і втрат потужності в сталі електродвигуна;
- номінальну потужність електродвигуна  $P_{ном}$ ;
- тривалість холостого ходу (міжопераційного часу)  $t_{xx}$ ;
- число циклів роботи  $n_{ц}$  за годину.

За ціми даними розраховують параметри діаграми:

$$a = P_{xx} / P_{ном}; \quad b = 1/(4t_{xx}),$$

а потім знаходять показник ефективності  $\varepsilon$ , за допомогою якого визначається годинна економія електроенергії, кВт·год:

$$\Delta W_2 = \varepsilon \frac{n_{ц} P_{ном} t_{xx}}{3600}. \quad (4.6)$$



**Рис. 4.7. Діаграма визначення величини ефективності застосування обмежувачів холостого ходу**

**Приклад 4.3.** Робоча машина з електродвигуном номінальною потужністю  $P_{ном} = 1000$  кВт має  $P_{xx} = 130$  кВт. Час холостого ходу  $t_{xx} = 20$  с;  $n_{ц} = 15$  циклів за годину. Оцінити доцільність застосування обмежувача холостого ходу.

**Розв'язування.** За діаграмою визначаємо параметри (рис. 4.7):

$$a = 130 / 1000 = 0,13; \quad b = 1 / (4 \cdot 20) = 0,0125.$$

Далі знаходимо  $\varepsilon = 0,1$ .

Очікуване годинне зниження величини витрат електроенергії згідно з виразом (4.6)

$$\Delta W_2 = 0,1 \frac{15 \cdot 1000 \cdot 20}{3600} = 8,33 \text{ кВт}\cdot\text{год.}$$

При кількості робочих годин у зміні – 6, тризмінній роботі та 300-х робочих днях на рік зниження величини витрат електроенергії:

$$\Delta W_p = 8,33 \cdot 6 \cdot 3 \cdot 300 = 44982 \text{ кВт}\cdot\text{год.}$$

Як бачимо, економія електроенергії від застосування обмежувачів холостого ходу досить суттєва.

Проте не для всіх робочих машин подібне рішення є економічно доцільним. Так, для певного типу технологічного устаткування й електроприводів кількість пусків до капітального ремонту обмежена, що відзначено у паспорті з експлуатації. Наприклад, для окремих типів турбокомпресорів допустима кількість пусків складає не більше 500. Для порівняння, у прикладі 4.3 при застосуванні обмежувача кількість пусків на добу складе 360, що для турбокомпресора неприпустимо.

Кожна зупинка устаткування та його подальше вмикання у роботу пов'язано з додатковою витратою енергії. Для більшості електроприводів період пуску малий і не залежить від тривалості технологічних пауз. Проте для ряду установок (нагрівальні печі, сушильні, холодильні установки тощо) витрата енергії на запуск значна і залежить від тривалості пауз.

Необхідно мати на увазі, що енергія витрачається непродуктивно як при холостому ході привідного двигуна, так і при його зупинці (вимиканні), коли обсяг енергії, запасений в установці і необхідний для нормального перебігу робочого процесу, розсіюється у навколишнє середовище.

Для деяких агрегатів показник витрати енергії при пуску вдається розкласти на ряд складових. Це втрати енергії:

- акумуляованої при зупинці, наприклад, нагрівальної печі, енергетичного котла;

- у результаті її розсіювання в навколишнє середовище;

- унаслідок нестаціонарності перебігу технологічного процесу.

Тому задача доцільності застосування обмежувачів холостого ходу має розв'язуватися на основі співставлення витрат електроенергії на холостий хід та на пуск технологічної установки з урахуванням допустимої кількості пусків електропривода.

Взагалі доцільність вимикання привідного двигуна визначається за критичним часом  $T_{кр}$  перебування технологічної установки у ре-



жимах, що розглядаються. Іноді його називають критичним часом зупинки (вимикання) двигуна. Визначення  $T_{кр}$  полягає у знаходженні витрат енергії для порівнюваних режимів.

Величина витрати енергії при пуску зупиненого двигуна

$$W_{пуск} = P_c t_{вп}, \quad (4.7)$$

де  $P_c$  – потужність, споживана з мережі електродвигуном на час відновлення технологічного процесу (запуску обладнання)  $t_{вп}$ .

Величина витрати енергії у разі, коли на період паузи у технологічному процесі привідний двигун не вимикається:

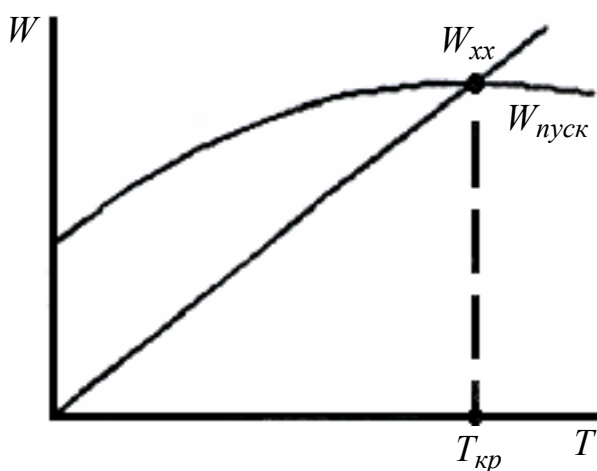
$$W_{хх} = P_{хх} t_{зуп}, \quad (4.8)$$

де  $P_{хх}$  – потужність холостого ходу;  $t_{зуп}$  – тривалість можливої зупинки двигуна.

Сумісне розв'язання рівнянь (4.7) і (4.8) дозволяє визначити тривалість критичного часу вимикання двигуна, тобто

$$T_{кр} = \frac{W_{пуск}}{P_{хх}}. \quad (4.9)$$

Аналіз залежностей на рис. 4.8 виявив, що, якщо тривалість перерви технологічного процесу не перевищує  $T_{кр}$ , то двигун вимикати недоцільно, і навпаки, якщо перевищує – то треба відключати.



**Рис. 4.8.** Графік визначення критичного часу  $T_{кр}$  вимикання установки

Окрім розглянутих способів підвищення ефективності використання електричної енергії (збільшення завантаження устаткування і скорочення часу холостого ходу) цієї мети можна досягти за рахунок збільшення коефіцієнта корисної дії елементів, перетворюючих енергію, та узгодження режимів роботи устаткування, що входить у технологічні комплекси і підсистеми конкретного виробництва або підприємства.

Для конкретизації у наступному розділі буде розглянуто декілька установок та основні технічні і технологічні рішення, а також заходи, які забезпечують зниження величини витрати електроенергії.

#### 4.4. Вартісна оцінка зниження витрати електроенергії

Як відомо, для зменшення витрати електроенергії необхідно вкладати у виробництво певні матеріальні кошти у вигляді одноразових (капітальних) затрат  $Z_k$  на придбання нового устаткування та удосконалення технологічних процесів (купівля і монтаж обмежувачів холостого ходу, НП, сучасних пристроїв керування, автоматизації, систем регульованого електропривода тощо). Крім того, слід мати на увазі певні щорічні витрати  $Z_e$ , пов'язані з експлуатацією вказаного обладнання.

Ці обставини слід враховувати при розрахунку зниження величини витрати електроенергії від упровадження різних енергозберіжливих заходів. Кількісна характеристика зміни показників економії електроенергії наведена на рис. 4.9.

Вартість збереженої за рік електроенергії (як валового доходу) визначається за такою формулою:

$$C_{W_p} = C_{0W} \Delta W_p, \quad (4.10)$$

де  $C_{0W}$  – вартість 1 кВт·год електроенергії;  $\Delta W_p$  – річне зниження величини витрати електроенергії, кВт·год.

Функція  $C_{W_p} f(K_3)$  має гіперболічний вигляд, тобто при зменшенні  $K_3$  вона швидко спадає, а при його збільшенні – зростає.

Витрати на експлуатацію систем керування і приводу з урахуванням автоматизації режиму електроспоживання визначаються як добуток питомих витрат  $Z_e$  на вартість збереженої енергії, з урахуванням значень  $K_3$  і  $K_t$ :

$$Z_E = C_{W_p} \frac{Z_e}{100}, \quad (4.11)$$

де питомі витрати  $Z_e$  (%) визначаються як частка від річного зниження величини електроспоживання та залежать від  $K_3$  (табл. 4.2).

Вказані витрати можна отримати з досвіду експлуатації, проте за відсутності таких даних рекомендується використовувати табл. 4.2 та залежність (4.11).

Величина прибутку (економічний ефект) визначається як

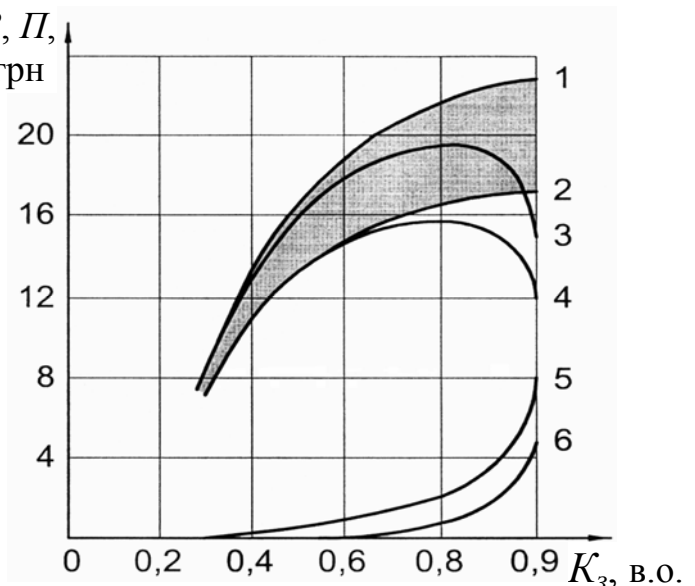
$$\Pi = C_{W_p} - Z_E. \quad (4.12)$$

Функція прибутку  $\Pi f(K_3)$  диференціюється і має максимум (рис. 4.9). Проте величина максимального прибутку ( $\Pi = \max$ ) не єдиний критерій, за яким ухвалюється остаточне рішення щодо доцільності впровадження відповідних заходів. Прийнятними мають бути одноразові затрати  $Z_k$ , які на момент ухвалення рішення звичайно невідомі, і термін їх окупності  $t_{ок}$ . Щоб зробити задачу більш визначеною, розраховують одноразові затрати для ряду реалістичних термінів окупності  $t_{ок.i} = \{1,2,3,\dots,n\}$  і величину прибутку  $\Pi_i$ , тобто знаходять ряд оптимальних вкладень  $Z_{к.i}^{opt} = \Pi_i t_{ок.i}$ .

**Таблиця 4.2**  $C_w, Z, \Pi$ , тис. грн  
**Питомі витрати на експлуатацію  $Z_e$  систем керування та приводу з урахуванням автоматизації режиму електроспоживання**

Величина $K_3$	Витрати $Z_e$ , %, при $K_t$	
	0,4	1,0
1,0	28,0	22,0
0,9	15,0	10,0
0,8	10,0	6,0
0,7	6,8	3,2
0,6	4,8	1,5
0,5	3,2	0,0
0,4	1,8	0,0
0,3	0,6	0,0

*Примітка.* Витрати  $Z_e$  для проміжних значень  $K_t$  можна визначати шляхом інтерполяції для кожного значення  $K_3$ .



**Рис. 4.9.** Криві зміни узагальнених економічних показників  $C_w$  (1, 2),  $\Pi$  (3, 4) і  $Z$  (5, 6) при розрахунку на 1000 кВт·год збереженої електроенергії на добу (криві з парними номерами отримані при  $K_t = 1,0$ , а з непарними – при  $K_t = 0,4$ )

Затрати  $Z_k^{opt}$  необхідні для проведення тендера з організаціями, які претендують на виконання робіт з удосконалення технологічних процесів, або для бізнес-плану з метою отримання інвестицій.

Сучасні системи електропривода завдяки широкому впровадженню напівпровідникових перетворювачів енергії для перебігу технологічних процесів можуть бути дуже складними. Вони потребують встановлення додаткового обладнання для реалізації "чистих" режимів з боку системи електропостачання (фільтрокомпенсуювальних пристроїв та ін.). Багато фахівців стверджують, що впровадження напівпровідникових перетворювачів у системи електропривода технологічних установок дозволяє значно зменшити витрати електроенергії, але й багато ставлять цей факт під сумнів (див. розд. 6).

### Контрольні питання

1. Які та для яких основних режимів роботи електроприймачів слід застосувати заходи зі зниження обсягу електроспоживання?
2. Назвіть критерій оцінки величини витрати електроенергії.
3. Для яких умов можливо ефективно виконувати обмеження холостого ходу?
4. Що відображає час використання максимального електричного навантаження?
5. З якою метою визначаються коефіцієнти завантаження та використання робочої машини за часом?
6. Як обчислити коефіцієнт завантаження асинхронного двигуна?
7. Наведіть послідовність розрахунку величини зниження витрати електроенергії за допомогою коефіцієнтів завантаження та використання робочої машини за часом.
8. За допомогою рис. 4.6 поясніть, як змінюються показники електроспоживання.
9. У яких випадках корисна заміна електродвигуна на менш потужний?
10. Наведіть приклади, коли слід використовувати обмежувачі холостого ходу?
11. Поясніть доцільність застосування обмежувачів холостого ходу двигуна за критичним часом.
12. Як виконується економічна оцінка зниження величини витрати електроенергії?

## Завдання до самостійної роботи

Без сторонньої допомоги розглянути основні положення стандарту ДСТУ 30365–96, скласти стислий реферат та висловити свою думку щодо змісту цього стандарту.

*Оцінка ефективності електроспоживання виконується з урахуванням зниження питомих витрат електроенергії, що пов'язано з режимами роботи електроприймачів. Будь-яка технологічна установка має працювати з максимальним навантаженням та мінімальною тривалістю роботи у режимі холостого ходу. Для вирішення проблеми ефективного споживання електроенергії наведені відповідні розрахункові коефіцієнти (див. рис.4.5).*

*Зміна показників використання електроенергії технологічними установками (її загальних і питомих витрат) проілюстрована на рис. 4.6.*

*Для підвищення ефективності використання електроенергії застосовують обмежувачі холостого ходу та інші засоби.*

## РОЗДІЛ 5

# ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ СПОЖИВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ТЕХНОЛОГІЧНИМИ УСТАНОВКАМИ

*Мета розділу – ознайомитися із заходами та засобами підвищення ефективності споживання електроенергії технологічними установками.*

Кожний вид виробництва – це різноманітність технологічних процесів і установок. Металургійна промисловість містить у своєму складі численні та різноманітні за призначенням і технологіями печі (доменні, мартенівські, сталеплавильні, нагрівальні, дугові, індукційні тощо) та прокатні стани. Хімічна, машинобудівна та інші галузі промисловості також відрізняються за технологічними процесами. Разом з цим у будь-яких технологіях широко застосовуються електричні двигуни, що споживають електроенергію. Тому у навчальному посібнику наведені можливі шляхи (способи) підвищення ефективності споживання електроенергії на прикладі установок, головним чином, вугільної промисловості: вентиляторів, насосів, підйомників, технологічного транспорту, компресорів, а також в елементах систем електропостачання. Стисло розглянуті освітлювальні установки і деякі питання зниження величини споживання реактивної потужності асинхронними двигунами.

### 5.1. Вентиляторні установки

Вентилятори застосовуються для подачі газових сумішей, головним чином повітря, які використовуються для охолодження, обігріву або забезпечення належних санітарно-гігієнічних умов праці. Прикладом можуть бути системи охолодження силових трансформаторів великої потужності, обмотки яких охолоджуються циркулюючим у баку і радіаторах трансформаторним маслом, а для інтенсивності відведення тепла використовуються вентилятори обдуву. Повітряний спосіб охолодження широко використовується у комп'ютерній техніці та багатьох інших пристроях. Вентилятори застосовують і для циркуляції повітря у приміщеннях, підземних спорудах, включаючи шахти, системах кондиціонування, аеродинамічних системах та у багатьох інших промислових і побутових технологічних процесах.

Для подачі повітря у потрібні зони використовують повітроводи у вигляді коробів або напрямних пристроїв. Цю функцію у підземних спорудах виконують гірничі виробки, які утворюють загальношахтну вентиляційну мережу.

До основних технічних і технологічних рішень, які знижують споживання електроенергії вентиляційними установками, відносять:

- підвищення ККД вентиляторів і систем електропривода;
- зменшення підсосів (витоків) повітря;
- зниження аеродинамічного опору вентиляційної мережі;
- узгодження режиму роботи вентилятора з характеристикою вентиляційної мережі тощо.

### 5.1.1. Підвищення ККД вентиляторів і систем електропривода

Підвищити ККД вентилятора можна, усунувши дефекти, отримані при його монтажі, ремонті та налаштуванні. До основних дефектів, наприклад, осьового вентилятора, відносять: роботу з переверненим робочим колесом; недотримання радіального і осьового зазорів між робочим колесом і входним патрубком або між робочими лопатками і корпусом вентилятора; відсутність обтічника на вході осьового вентилятора; укорочений дифузор або його відсутність; розузгодженість кутів установки лопаток напрямного апарата.

Усуваючи вказані недоліки, можна підвищити ККД і відповідно знизити величину витрати електроенергії (кВт·год):

$$\Delta W = \frac{QH (\eta_2 - \eta_1) t_g}{1000 \eta_1 \eta_2 \eta_d \eta_m \eta_n}, \quad (5.1)$$

де  $Q$ ,  $H$  – відповідно подача ( $\text{м}^3/\text{с}$ ) і тиск (Па) вентилятора, що визначаються за показаннями витратоміра і депресіометра (якщо тиск вимірюється у мм вод. ст., то перехід до тиску в Па виконують за співвідношенням 1 мм вод. ст. дорівнює 9,81 Па);  $t_g$  – час роботи вентилятора, год;  $\eta_1$ ,  $\eta_2$  – ККД вентилятора відповідно до та після усунення дефекту;  $\eta_d$ ,  $\eta_m$ ,  $\eta_n$  – фактичні значення ККД двигуна, електричної мережі та передачі (у відцентрових вентиляторів):  $\eta_m = 0,93 - 0,97$ ,  $\eta_n = 0,95 - 0,97$ , а значення  $\eta_d$  залежить від типу двигуна (асинхронний, синхронний) та його фактичного завантаження, що характеризується відповідним коефіцієнтом  $K_3$  (див. п. 4.2 та залежність (4.1)).

Споживана потужність  $P_c$  (кВт), що входить до виразу (4.1), розраховується так:

$$P_c = \frac{\Delta W_{ліч} K_{ліч}}{24}, \quad (5.2)$$

де  $\Delta W_{ліч}$  – різниця показань встановленого на ввідному пристрої лічильника активної енергії за добу;  $K_{ліч} = K_{тт} K_{тн}$  – коефіцієнт лічильника;  $K_{тт}$ ,  $K_{тн}$  – відповідно коефіцієнти трансформації трансформаторів струму і напруги.

Після розрахунку фактичного завантаження привідних двигунів з використанням наведених у табл. 4.1 співвідношень для орієнтовних обчислень ККД як асинхронних, так і синхронних двигунів визначають відповідне даному завантаженню орієнтовне значення ККД двигуна  $\eta_d$  (у відносних одиницях).

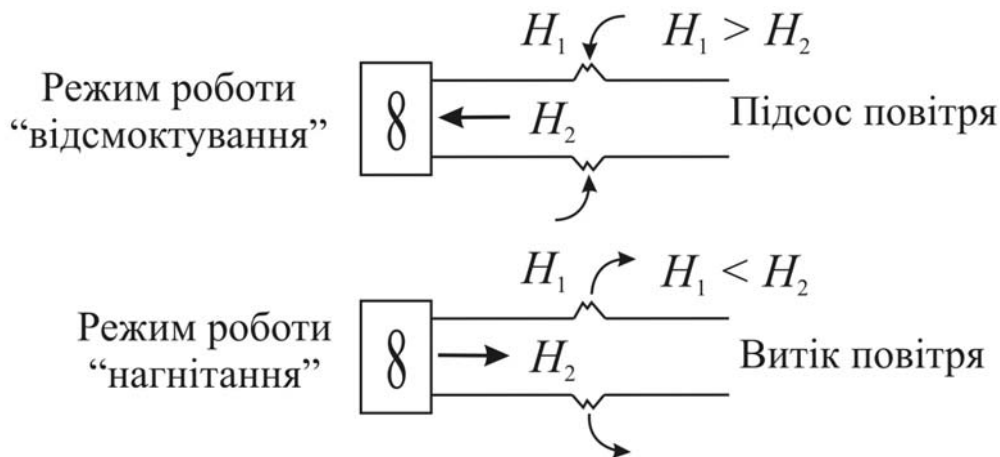
Значення ККД вентилятора  $\eta_1$  ( $\eta_2$ ) визначають за даними вимірів, використавши формулу

$$\eta_{1,2} = \frac{QH}{1000P_c}, \quad (5.3)$$

де  $P_c$  – споживана потужність, що обчислена за формулою (5.2).

### 5.1.2. Зниження величини підсосів (витоків) повітря

Характеристика вентиляційної мережі визначається величиною підсосів (витоків) повітря і станом самої мережі. Пояснимо ці явища за допомогою рис. 5.1.



**Рис. 5.1. Схема режимів роботи вентилятора ( $H_2$  і  $H_1$  – відповідно тиск у вентиляційній мережі та за її межами)**



З метою підвищення економічності роботи вентиляторної установки необхідно:

- знижувати підсоси повітря через надшахтну будівлю (ретельно закладати щілини у стінах, удосконалювати роботу шлюзових і розвантажувальних пристроїв тощо);

- при клітьовому підйомі обладнати стовбури шахт спеціальними повітряними клапанами;

- зменшувати підсоси повітря у вентиляційних каналах (ретельно ущільнювати ляди, забезпечивши притиснення гуми до рами і надійне з'єднання останньої з бетоном каналів; обладнати оглядові колодязі та всі входи у канал подвійними щільними лядами, використавши прокладки з м'якої гуми).

Зниження величини витрати електроенергії від зменшення підсосів (витоків) повітря розраховують за виразом (кВт·год)

$$\Delta W = \frac{H(Q_1\eta_2 - Q_2\eta_1) t_g}{1000\eta_1\eta_2\eta_\partial\eta_m\eta_n}, \quad (5.4)$$

де  $Q_1$ ,  $Q_2$  – відповідно продуктивність вентилятора до і після проведення заходів зі зменшення величини підсосів (витоків), м<sup>3</sup>/с (визначається за показаннями витратоміра);  $\eta_1$ ,  $\eta_2$  – ККД вентилятора до і після впровадження відповідних заходів (визначаються за допомогою виразу (5.3)); значення ККД електродвигуна  $\eta_\partial$  при даному завантаженні, ККД електричної мережі  $\eta_m$  і передачі  $\eta_n$  змінюються незначно, тому в розрахунках приймаються постійними.

### 5.1.3. Покращення стану вентиляційної мережі

З метою покращення стану мережі (зменшення її аеродинамічного опору) необхідно збільшувати площу поперечного перерізу вентиляційних виробок, знижувати місцеві опори, прокладати додаткові повітроводи тощо.

Періодичні депресійні зйомки шахтних вентиляційних мереж надають повну картину розподілу загальношахтної депресії та дозволяють виявити місця різкого збільшення аеродинамічного опору гірничих виробок. На основі аналізу матеріалів депресійних зйомок розробляють заходи зі зниження депресії окремих виробок та усунення або зменшення місцевих опорів.

Очікуване зменшення депресії при проведенні заходів зі зниження місцевих опорів вентиляційної мережі дозволить знизити витрати електричної енергії на величину (кВт·год)

$$\Delta W = \frac{Q [H\eta_2 - (H - \Delta H)\eta_1] t_v}{1000\eta_1\eta_2\eta_d\eta_m\eta_n}, \quad (5.5)$$

де  $\eta_1, \eta_2$  – ККД вентилятора до і після зменшення величини депресії вентиляційної мережі;  $\Delta H = \Delta h_m + \Delta h_{mm}$  – очікуване зниження величини депресії вентиляційної мережі шахти, Па.

Величину депресії мережі  $h_m$  (Па) обчислюють так:

$$h_m = a_0 \frac{L \Pi}{S^3} Q_n^2, \quad (5.6)$$

де  $a_0$  – коефіцієнт аеродинамічного опору,  $\text{Н}\cdot\text{с}^2/\text{м}^4$ ;  $L$  – протяжність мережі, м;  $\Pi$  – периметр повітроводу (гірничої виробки), м;  $S$  – переріз повітроводу (гірничої виробки),  $\text{м}^2$ ;  $Q_n$  – об'єм повітря, що подається у повітровід,  $\text{м}^3/\text{с}$ .

Величину депресії, яка витрачається на подолання місцевих опорів, створюваних різкими поворотами, зменшенням перерізу повітроводу або гірничої виробки, можна визначити так (Па):

$$h_{mm} = 0,598 \xi v^2, \quad (5.7)$$

де  $\xi$  – коефіцієнт місцевого опору;  $v$  – швидкість повітряного струменя, м/с.

Наприклад, для гірничих виробок вугільних шахт характерні такі коефіцієнти місцевого опору  $\xi$  [14]:

поворот струменя на $20^\circ$	0,1
те саме, при згладжуванні внутрішніх кутів	0,0084
поворот струменя на $40^\circ$	0,3
те саме, при згладжуванні внутрішніх кутів	0,025
поворот струменя на $60^\circ$	0,55
те саме, при згладжуванні внутрішніх кутів	0,046
поворот струменя на $90^\circ$	1,4
те саме, при згладжуванні внутрішніх кутів	0,52 – 0,75
з'єднання виробок трійником	2,0

те саме, при скошених кутах	1,0
звуження виробок під час переходу ствола, збійки у вентиляційний канал	0,6
те саме, при скошених стінах на 14–25°	0,22 – 0,12
окремо стояча вагонетка	0,84 – 3,36

Очікуване зниження величини депресій вентиляційної мережі та місцевих опорів слід розглядати як різницю

$$\Delta h_m = h_{m1} - h_{m2}; \quad \Delta h_{mm} = h_{mm1} - h_{mm2}, \quad (5.8)$$

де  $h_{m1}$ ,  $h_{m2}$ ,  $h_{mm1}$ ,  $h_{mm2}$  – відповідно депресії мережі та місцевих опорів до та після вдосконалення вентиляційної мережі.

**Приклад 5.1.** У шахту за допомогою відцентрового вентилятора подається свіже повітря об'ємом  $Q = 20 \text{ м}^3/\text{с}$  при депресії  $H = 2160 \text{ Па}$ . Середня швидкість повітря  $v = 5 \text{ м/с}$ ;  $\eta_1 = 0,65$ ;  $\eta_2 = 0,63$ ;  $\eta_\theta = 0,85$ ;  $\eta_m = 0,95$ ;  $\eta_n = 0,95$ . Для зниження величини депресії вентиляційної мережі протягом року заплановано провести ряд заходів:

- розкрити 500 м вентиляційного штреку зі збільшенням його перерізу (з  $S_1 = 4 \text{ м}^2$  до  $S_2 = 6 \text{ м}^2$ ) і периметра (з  $П_1 = 8 \text{ м}$  до  $П_2 = 10 \text{ м}$ ). Після реконструкції  $a_{01} = 0,0147$ , а  $a_{02} = 0,0069 \text{ Н}\cdot\text{с}^2/\text{м}^4$ ;
- прибрати зі штреку дві окремі вагонетки з інертним пилом ( $\xi = 2,5$ );
- біля повороту повітряного струменя на 90 град згладити внутрішній кут ( $\xi_1 = 1,4$ ,  $\xi_2 = 0,6$ ).

Визначити очікувану річну економію електричної енергії по шахті від реалізації вказаних заходів.

**Розв'язування.** Згідно з виразами (5.6) – (5.8) зниження величини загальношахтної депресії при виконанні вказаних заходів:

$$\Delta h_m = h_{m1} - h_{m2} = \left( \frac{0,0147 \cdot 8}{4^3} - \frac{0,0069 \cdot 10}{6^3} \right) 500 \cdot 20^2 \approx 303,6 \text{ Па};$$

$$\Delta h_{mm} = h_{mm1} - h_{mm2} = 0,598 [2\xi + (\xi_1 - \xi_2)] v^2 = 0,598 [2 \cdot 2,5 + (1,4 - 0,6)] 5^2 \approx 86,7 \text{ Па}.$$

Сумарна величина зниження загальношахтної депресії

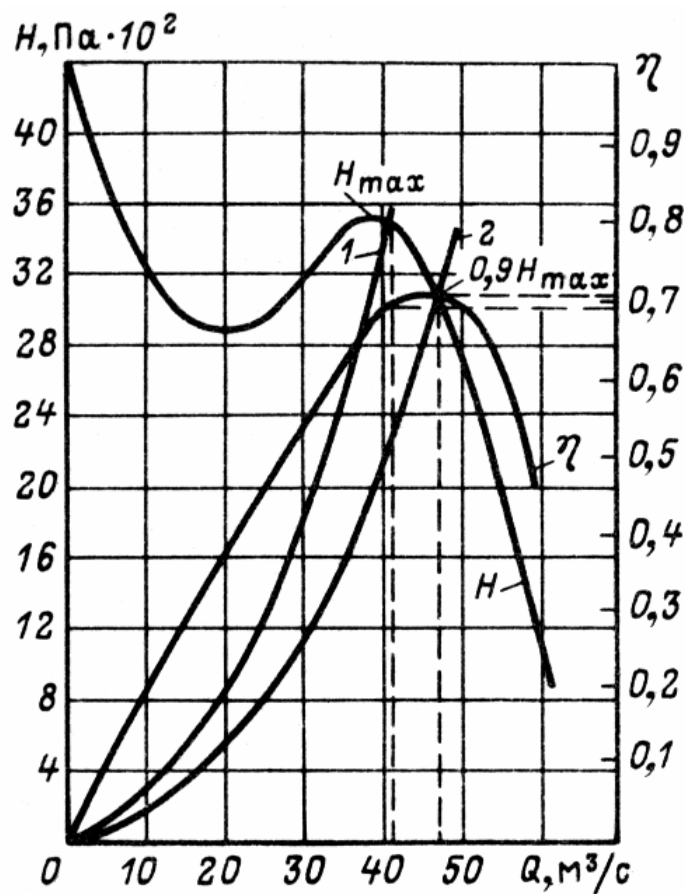
$$\Delta H = \Delta h_m + \Delta h_{mm} = 303,6 + 86,7 = 390,3 \text{ Па}.$$

Очікувана річна економія електричної енергії (кВт·год) при  $t_e = 8760 \text{ год}$ :

$$\Delta W = \frac{20 [2160 \cdot 0,65 - (2160 - 390,3) \cdot 0,63] 8760}{1000 \cdot 0,63 \cdot 0,65 \cdot 0,85 \cdot 0,95 \cdot 0,95} = 166348,3.$$

#### 5.1.4. Узгодження режиму роботи вентилятора з характеристикою мережі

Для забезпечення економічної роботи вентиляційної установки у процесі її експлуатації необхідно, щоб характеристика мережі перетинала індивідуальну характеристику вентилятора у правій (стійкій) гілці як найближче до точки, що відповідає режиму роботи установки з максимальним ККД (точка  $H = 0,9H_{\max}$  на кривій 2 рис. 5.2). Відхилення від оптимального режиму (крива 1) призводить до зменшення ККД, причому втрати електроенергії на подолання опору в самому вентиляторі різко зростають.



**Рис. 5.2. Характеристики двоступеневого осьового вентилятора і вентиляційної мережі: 1 і 2 – криві, які визначають роботу вентилятора при  $\eta < \eta_{\max}$  і  $\eta = \eta_{\max}$**

Способи узгодження режиму роботи вентилятора з характеристикою мережі можуть бути різними залежно від типу вентилятора, технологічної схеми установки, регулювальних властивостей електропривода, виду збуджувальних впливів тощо. До таких способів відносяться варіанти зміни параметрів вентиляційної мережі (наприклад,

зменшення підсосів повітря, зниження загальношахтної депресії тощо) і, відповідно, місця розташування робочої точки на характеристиці вентилятора та значення його ККД (див. рис. 5.2).

Для узгодження режиму роботи вентилятора з характеристикою мережі проводять відповідні технічні заходи.

*Зміна кута установки лопаток на робочому колесі осьових вентиляторів.* Можливе зниження витрати електроенергії за рахунок удосконалення режиму роботи вентилятора визначають так (кВт·год):

$$\Delta W = \frac{(H_1 Q_1 \eta_2 - H_2 Q_2 \eta_1) t_g}{1000 \eta_1 \eta_2 \eta_\delta \eta_m}, \quad (5.9)$$

де  $Q_1, Q_2, H_1, H_2$  – відповідно подача ( $\text{м}^3/\text{с}$ ) та тиск (Па) вентилятора до і після зміни режиму його роботи (можуть бути визначені за результатами вимірів і за суміщеними характеристиками вентилятора й вентиляційної мережі);  $\eta_1, \eta_2$  – ККД вентилятора до і після зміни режиму роботи.

Важливо знати, що перехід вентиляторів на новий режим роботи звичайно мало впливає на значення ККД вентилятора та його привідного двигуна, тому під час розрахунків їх зміною нехтують.

**Приклад 5.2.** Визначити очікуване річне зниження величини витрати електричної енергії, якщо режим роботи осьового вентилятора до і після зміни величини кута установки лопаток характеризується такими показниками:

$$\begin{aligned} \theta_1 &= 40 \text{ град}; & \theta_2 &= 30 \text{ град}; \\ Q_1 &= 60 \text{ м}^3/\text{с}; & Q_2 &= 55 \text{ м}^3/\text{с}; \\ H_1 &= 3500 \text{ Па}; & H_2 &= 3300 \text{ Па}; \\ \eta_1 &= 0,58; & \eta_2 &= 0,57; \\ \eta_\delta &= 0,85; & \eta_m &= 0,95; \\ t_g &= 8760 \text{ год.} \end{aligned}$$

Зниження величини подачі вентилятора на  $5 \text{ м}^3/\text{с}$  не позначилося на нормальному режимі провітрювання шахти.

**Розв'язування.** Згідно з рівнянням (5.9) очікувана річна величина економії електроенергії після удосконалення режиму роботи вентилятора (кВт·год)

$$\Delta W = \frac{(3500 \cdot 60 \cdot 0,57 - 3300 \cdot 55 \cdot 0,58) \cdot 8760}{1000 \cdot 0,58 \cdot 0,57 \cdot 0,85 \cdot 0,95} = 473505,5.$$

*Зняття та зміна величини кута установки лопаток двоступеневих осьових вентиляторів.* Для підвищення ККД незавантажених вентиляторів такого типу, працюючих на вентиляційну мережу з ма-

лою величиною депресії, доцільно повністю зняти лопатки з одного колеса, а на іншому збільшити величину кута їх установки так, щоб зберегти необхідну подачу і тиск, що створюються вентилятором.

Слід мати на увазі, що фактичний ККД двоступеневого вентилятора з одним робочим колесом звичайно дещо нижчий, ніж ККД одноступеневого вентилятора через гірші аеродинамічні характеристики. Незважаючи на це, розглядаємий спосіб у деяких випадках дозволяє підвищити ККД установки і знизити величину енерговитрати.

**Приклад 5.3.** Для підвищення ККД вентиляційної установки зняті лопатки з одного колеса двоступеневого осьового вентилятора, а на іншому збільшений кут установки лопаток з 25 до 35 град, що забезпечує подачу повітря  $Q = 110 \text{ м}^3/\text{с}$  і тиск  $H = 1200 \text{ Па}$ . ККД вентилятора при цьому збільшився з  $\eta_1 = 0,65$  до  $\eta_2 = 0,725$ ,  $\eta_d = 0,9$ ,  $\eta_m = 0,95$ . Визначити очікуване річне зниження величини витрати електричної енергії.

**Розв'язування.** Очікуване річне зниження величини витрати електроенергії (кВт·год) згідно з виразом (5.1)

$$\Delta W = \frac{110 \cdot 1200 (0,725 - 0,65) \cdot 8760}{1000 \cdot 0,65 \cdot 0,725 \cdot 0,9 \cdot 0,95} = 215239,4.$$

Підвищити активне завантаження приводу вентилятора можливо за рахунок заміни встановленого електродвигуна на двигун з меншою частотою обертання або потужністю. На стадії розвитку гірничих робіт найбільший ефект можна досягти, якщо перейти на електродвигун меншої потужності та з меншою частотою обертання (за умови, що вентилятор забезпечує необхідні тиск і подачу – див. розд. 6).

Середньодобове фактичне завантаження двигуна вентилятора визначають за значеннями електролічильника. Для цього за паспортними даними двигуна  $P_{ном}$  і  $\eta_{ном}$  обчислюють потужність, споживану з мережі при номінальному навантаженні:  $P_{с.ном} = P_{ном} / \eta_{ном}$ , потім за виразом (4.1) розраховують коефіцієнт завантаження  $K_3$ .

При  $K_3 \leq 0,4 - 0,5$  слід розглянути варіант заміни електродвигуна на двигун, потужність якого орієнтовно може бути визначена за формулою  $P_{ор} = (QH)/(1000\eta)$ , де  $\eta$  – ККД вентилятора, визначений за суміщеними характеристиками вентилятора і вентиляційної мережі.

До установки приймається двигун потужністю  $P'_{ном} \geq P_{ор}$  (при тій самій частоті обертання). Очікуване зниження величини витрати електроенергії (кВт·год) з урахуванням даної умови

$$\Delta W = \frac{QHt_g}{1000\eta_g\eta_m} \left( \frac{1}{\eta_1} - \frac{1}{\eta_2} \right), \quad (5.10)$$

де  $\eta_1, \eta_2$  – відповідно фактичний ККД замінюваного і встановлюваного електродвигунів.

**Приклад 5.4.** Визначити доцільність заміни синхронного двигуна осьового вентилятора головного провітрювання на двигун меншої потужності з такими вихідними даними:  $P_{ном1} = 1600$  кВт;  $\eta_{ном1} = 0,9$ ;  $P_{ном2} = 1250$  кВт;  $\eta_{ном2} = 0,91$ ;  $Q = 170$  м<sup>3</sup>/с;  $H = 3700$  Па;  $t_g = 8760$  год;  $\eta_m = 0,95$ ;  $P_c = 800$  кВт.

**Розв'язування.** За допомогою виразу (5.1) фактичний коефіцієнт завантаження працюючого двигуна

$$K_{з1} = P_c / P_{с.ном1} = 800 / 1777,7 \approx 0,45,$$

де  $P_{с.ном1} = P_{ном1} / \eta_{ном1} = 1600 / 0,9 \approx 1777,7$  кВт.

За даними табл. 4.1 фактичний ККД двигуна при  $K_{з1} = 0,45$

$$\eta_1 = 0,9\eta_{ном1} = 0,9 \cdot 0,9 = 0,81.$$

Тоді коефіцієнт завантаження двигуна меншої потужності

$$K_{з2} = P_c / P_{с.ном2} = 800 / 1373,6 \approx 0,58,$$

де  $P_{с.ном2} = P_{ном2} / \eta_{ном2} = 1250 / 0,91 \approx 1373,6$  кВт.

Фактичний ККД двигуна при  $K_{з2} = 0,58$

$$\eta_2 = 0,96\eta_{ном2} = 0,96 \cdot 0,91 = 0,87.$$

ККД вентилятора

$$\eta_g = (QH)/(1000P_c) = (170 \cdot 3700)/(1000 \cdot 800) \approx 0,79.$$

За виразом (5.10) очікуване річне зниження величини витрати електричної енергії після заміни електродвигуна (кВт·год)

$$\Delta W = \frac{170 \cdot 3700 \cdot 8760}{1000 \cdot 0,79 \cdot 0,95} \left( \frac{1}{0,81} - \frac{1}{0,87} \right) = 625102,2.$$

Як бачимо, отримано значний ефект. Проте для остаточного ухвалення рішення треба врахувати витрати, обумовлені заміною двигуна (див. п. 4.4).

При модернізації вентиляторів слід передбачати комплекс технічних заходів, спрямованих на підвищення економічного рівня роботи вентиляційної установки (заміна робочого колеса, підрізування або здовження лопаток, збільшення довжини дифузора тощо).

У разі реконструкції установки слід передбачати:

- заміну вентиляторів старих типів з низьким ККД новими, що мають більш високі техніко-економічні показники;
- застосування систем регульованого електропривода (наприклад, каскадних схем на базі НП), що забезпечують плавне і економічне регулювання частоти обертання вентилятора (отже, подачі і

тиску) відповідно до регламентованих Правилами безпеки вимог провітрювання шахт, а також змінних параметрів вентиляційної мережі і самої установки (добові або сезонні зміни у необхідній кількості повітря, а також зміни, викликані різними темпами проведення підземних гірничих робіт). При застосуванні систем електропривода на базі НП немає необхідності у здійсненні "технологічних" заходів щодо регулювання продуктивності вентиляторів.

## 5.2. Підйомні установки

Це різновидність пасажирських та вантажних ліфтів, підйомних машин шахт і рудників, кранів тощо. Основними заходами зі зниження рівня електроспоживання є:

- робота приводу за оптимальною тахограмою, що повною мірою забезпечується при використанні НП;
- ліквідація чи скорочення часу роботи на холостому ходу;
- забезпечення норм завантаження підйомних посудин;
- застосування вдосконалених систем електропривода на базі напівпровідникових перетворювачів.

*Робота за оптимальною тахограмою.* Режим роботи підйомної машини характеризується певними значеннями швидкості, прискорення, сповільнення і тривалості різних періодів циклу підйому. Для більшості установок режим керування істотно впливає на рівень електроспоживання.

Найвигіднішим за витратою електроенергії вважається режим керування підйомною машиною, коли ступінь неповноти використання тахограми (діаграми швидкості) має якнайменше можливе значення, а гальмівні зусилля не перевищують 20 – 30 % ваги корисного вантажу.

Ступінь неповноти використання тахограми або множник швидкості визначається як

$$\lambda_m = v_{\max} / v_{\text{сер}} = (v_{\max} T_{\text{ц}}) / H_n, \quad (5.11)$$

де  $v_{\max}$ ,  $v_{\text{сер}}$  – відповідно максимальна і середня швидкості руху підйомної посудини, м/с;  $T_{\text{ц}}$  – тривалість одного циклу підйому, с;  $H_n$  – висота підйому, м.

Зменшити множник швидкості можливо за рахунок змінення прискорення при пуску або сповільнення при зупинці.



Зменшення часу роботи підйомної установки на холостому ході призводить до зниження величини витрати електроенергії, яку можна підрахувати, керуючись положеннями, викладеними у розд. 4.

Крім того, слід урахувати застосування систем регульованого електропривода з НП, які набули значного поширення. При цьому треба розуміти усі недоліки і переваги таких систем, з якими докладніше можна ознайомитися у розд. 6.

У будь-якому разі необхідно забезпечити регламентовані норми завантаження підйомних посудин. Для цього слід контролювати процес завантаження підйомних посудин і вагонеток, підтримувати регламентовані норми завантаження клітей.

Неповне завантаження підйомних посудин і вагонеток при піднятті вантажу призводить до нераціональної витрати електроенергії установкою (кВт·год), яка визначається за виразом

$$\Delta W = W_{\text{ц}} n_{\text{н}}, \quad (5.12)$$

де  $W_{\text{ц}} = W_{\text{д}} / n_{\text{ц}}$  – величина витрати електроенергії за один цикл підйому, кВт·год;  $W_{\text{д}}$  – добове споживання електроенергії підйомною установкою (за показаннями лічильника активної енергії), кВт·год;  $n_{\text{ц}}$  – фактична кількість циклів підйому за добу;  $n_{\text{н}} = n_{\text{ц}} - n_{\text{рац}}$  – кількість циклів підйому з нераціональним завантаженням посудини, зроблених установкою за розрахунковий період (місяць, квартал, рік);  $n_{\text{рац}} = A_{\text{ф}} / Q_{\text{н}}$  – кількість циклів, необхідних для підняття вантажу або гірничої маси за розрахунковий період за умови повного (раціонального) завантаження підйомної посудини;  $A_{\text{ф}}$  – фактична кількість (маса) вантажу, піднятого установкою за розрахунковий період, т;  $Q_{\text{н}}$  – номінальна вантажопідймальність підйомної посудини, т.

Скіпова вугільна підйомна установка може бути використана як ефективний споживач–регулятор для РРЕ, але для цього вона має бути обладнана системою регульованого електропривода на базі НП та спеціальними технологічними пристроями (див. розд. 7).

**Приклад 5.5.** У результаті модернізації скіпового підйому "традиційна" релейно-контакторна схема керування з використанням реостатів була замінена на сучасну систему регульованого асинхронного електропривода на базі НП. Завдяки цьому вдалося "уцілювати" тахограму підйому та скоротити тривалість циклу з  $t_{\text{ц1}} = 158$  до  $t_{\text{ц2}} = 145$  с. Як зміниться питома величина витрати електроенергії, якщо добова продуктивність підйомної установки  $Q_1 = 5800$  т вугілля

при питомому електроспоживанні  $w_1 = 1,2$  кВт·год/т? Прийняти, що загальна витрата електроенергії та місткість скіпу не зміняться.

**Розв'язування.** Добова загальна величина витрати електроенергії на підняття вантажу

$$W = w_1 Q_1 = 1,2 \cdot 5800 = 6960,0 \text{ кВт·год.}$$

Добова продуктивність підйомної установки після зменшення тривалості циклу

$$Q_2 = Q_1 \frac{t_{y1}}{t_{y2}} = 5800 \frac{158}{145} = 6320,0 \text{ т.}$$

Питома витрата електроенергії після модернізації підйомної установки

$$w_2 = W / Q_2 = 6960,0 / 6320,0 \approx 1,1 \text{ кВт·год/т.}$$

Впровадження сучасної системи електропривода скіпового підйому на базі НП дозволить знизити питомі витрати електроенергії десь на 8 %.

### 5.3. Технологічний транспорт

#### 5.3.1. Загальні положення ефективного використання електроенергії

Основні електроприймачі технологічного транспорту на підприємствах – акумуляторні, контактні та безконтактні електровози, стрічкові, пластинчасті та скребкові конвеєри.

При використанні акумуляторних електровозів для зменшення втрат електроенергії у батареях необхідно:

- не допускати зниження густини електроліту нижче допустимого рівня (періодично додавати спеціальний концентрований розчин);
- регулярно очищати батарею від бруду, а також перевіряти стан з'єднувальних муфт, що значно знижує токи витоків і саморозряду;
- періодично замінювати електроліт і відновлювати якість батарей, які тривало не діють (за рахунок декількох перезаряджень), що дозволить уникнути зростання втрат електроенергії на 15 – 20 %;
- контролювати процес зарядження батареї (недозарядження батареї так само, як і перезарядження призводить до додаткових втрат електричної енергії);
- здійснювати регулярний і точний контроль за тривалістю роботи батарей, що дозволить вчасно усунути неполадки у батареях та необґрунтовані втрати електроенергії при їх зарядженні;
- впроваджувати сучасні зарядні та перетворювальні агрегати на силових напівпровідникових елементах.

Зниження рівня втрат електроенергії при експлуатації контактних електровозів досягається за рахунок:

- систематичної перевірки стану стикових контактів у місцях приєднання проводів, а також живильних і відсмоктувальних кабелів;
- зменшення опору рейкової колії, для чого на стиках приварюються планки, а через кожні 50 м усі "нитки" колії з'єднуються між собою перемичками;
- забезпечення практичної рівності величин провідності стику і рейки при застосуванні торцевого електрозварювання стиків;
- використання двосторонньої схеми живлення контактної мережі, що дозволяє зменшити втрати електроенергії у мережі приблизно у 7 – 8 разів;
- систематичного контролю стану контактної мережі та своєчасної заміни зношеного контактного проводу на провід первинного перерізу.

Зниження величини витрати електроенергії (кВт·год) при заміні контактного проводу на провід більшого перерізу розраховують так:

$$\Delta W = \frac{I^2 L}{57200} \left( \frac{S_1 - S_2}{S_1 S_2} \right) N t, \quad (5.13)$$

де  $I$  – тривалий струм навантаження одного електровоза, А;  $L$  – довжина замінюваного проводу, м;  $S_1, S_2$  – відповідно переріз нового і зношеного проводів, мм<sup>2</sup>;  $N$  – кількість електровозів, що одночасно працюють на ділянці електровозної відкатки;  $t$  – період часу, год.

**Приклад 5.6.** Визначити річне зниження величини витрати електроенергії від заміни зношеного контактного проводу на провід початкового перерізу, якщо:  $I = 34$  А;  $L = 2000$  м;  $S_1 = 105$  мм<sup>2</sup>;  $S_2 = 85$  мм<sup>2</sup>;  $N = 6$ ;  $t = 4500$  год.

**Розв'язування.** Згідно з формулою (5.13) зниження величини витрати електроенергії (кВт·год)

$$\Delta W = \frac{34^2 \cdot 2000}{57200} \left( \frac{105 - 85}{105 \cdot 85} \right) 6 \cdot 4500 = 2445,5.$$

Варто знати, що безконтактні електровози з індуктивною передачею енергії дозволяють знизити витрати електроенергії у 1,5 – 2 рази порівняно з акумуляторними, однак, на жаль, вони не набули широкого застосування у гірничовидобувній галузі.

Додатково знизити величину витрати електроенергії на електро-возному транспорті дозволяють організаційно-технічні заходи:

- дотримання графіків руху потягів і виконання маневрових робіт окремо для кожної ділянки з урахуванням їх особливостей;
- оптимізація схеми шляхів і розміщення устаткування з метою зменшення маневрових робіт у вантажних пунктах;
- щозмінний профілактичний огляд електровозів і усунення виявлених несправностей.

Істотне зниження рівня електроспоживання конвеєрним транспортом можна досягти за рахунок ліквідації холостого ходу і підвищення завантаження конвеєрів, для чого необхідно контролювати стан бункерів, усереднюючих ємностей і завантажувальних пристроїв, а також справність перевантажувальних пунктів.

Бункери об'ємом 100 м<sup>3</sup> і більше необхідно обладнати датчиками нижнього і верхнього рівня, зблокованими зі схемою автоматизації конвеєра для його вимикання за відсутності гірської породи у бункерах і вмикання при їх заповненні.

Технологічна витрата електроенергії за добу стрічковим конвеєром (кВт·год) залежить від кількості транспортуємого вантажу, а також умов і тривалості його роботи [14]:

$$W_{кл} = 0,013 L_{к} \omega \left[ C_c v_c t_p + 0,28 Q_p \left( 1 \pm \frac{\sin \beta}{\omega} \right) \right], \quad (5.14)$$

де  $L_{к}$  – довжина конвеєра, м;  $\omega$  – коефіцієнт опору руху, який дорівнює 0,02 – 0,03 для стаціонарних конвеєрів, 0,04 – 0,06 – встановлених у межах виїмкових ділянок, 0,08 – 0,12 – працюючих у особливо важких умовах;  $C_c$  – маса 1 м рухомих частин конвеєра (довідкова інформація), кг/м;  $v_c$  – швидкість руху стрічки, м/с;  $t_p$  – час роботи конвеєра за розрахунковий період, год;  $Q_p$  – розрахункова продуктивність (маса транспортованого вантажу) конвеєра за час  $t_p$ , т;  $\beta$  – кут установки конвеєра, град.

Для збиральних конвеєрів, що приймають вантаж на декількох пунктах, розташованих за всією довжиною конвеєра,

$$Q_p = \frac{L_1}{L_{к}} Q_{з1} + \frac{L_2}{L_{к}} Q_{з2} + \dots + \frac{L_n}{L_{к}} Q_{зн},$$

де  $L_1, L_2, \dots, L_n$  – відстань від  $i$ -го пункту завантаження до пункту розвантаження, м;  $Q_{31}, Q_{32}, \dots, Q_{3n}$  – запланована маса вантажу, що видається  $i$ -м вантажним пунктом за розрахунковий період, т.

**Приклад 5.7.** На ухилі шахти встановлено конвеєр 1ЛУ120, час роботи якого вхолосту вдалося скоротити на 3 години на добу ( $\Delta t_{xx} = 3$  години) за рахунок використання завантажувального бункера для вирівнювання вантажопотоку. Визначити річне зниження величини витрати електроенергії від упровадження вказаного заходу, якщо відомо, що  $L_k = 800$  м;  $\omega = 0,03$ ;  $C_c = 119,7$  кг/м;  $Q_p = 0$  (при вимиканні конвеєра);  $v_c = 2,5$  м/с; число робочих днів на рік  $n_d = 305$  діб.

**Розв'язування.** За виразом (5.14) отримаємо добове зниження величини витрати електроенергії за рахунок скорочення часу холостого ходу:

$$\Delta W_{k.xx} = 0,013 L_k \omega C_c v_c \Delta t_{xx} = 0,013 \cdot 800 \cdot 0,03 \cdot 119,7 \cdot 2,5 \cdot 3 = 280,1 \text{ кВт}\cdot\text{год.}$$

Тоді річне зниження рівня електроспоживання

$$\Delta W_{kl} = \Delta W_{k.xx} n_d = 280,1 \cdot 305 = 85430,5 \text{ кВт}\cdot\text{год.}$$

Технологічна витрата електроенергії за добу скребковим конвеєром (кВт·год) залежно від маси транспортуємого вантажу, умов і тривалості його роботи

$$W_{kc} = L_c \left[ C_l v_l t_p + 0,34 Q_p (1 \pm 2 \operatorname{tg} \beta) \right] \cdot 10^{-2}, \quad (5.15)$$

де  $L_c = L_k \cos \beta$  – горизонтальна довжина конвеєра;  $C_l$  і  $v_l$  – відповідно маса 1 м рухомого ланцюга (кг/м) та швидкість його руху (м/с). Величини  $C_l$  і  $v_l$  для різних типів конвеєрів наведені в роботі [14].

**Приклад 5.8.** Визначити річне зниження рівня електроспоживання при скороченні часу роботи вхолосту скребкового конвеєра СП63М на 2 години ( $\Delta t_{xx} = 2$  години) та таких даних:  $C_l = 38,6$  кг/м;  $v_l = 1,12$  м/с;  $\beta = 0$ ;  $L_k = 200$  м;  $n_d = 305$  діб.

**Розв'язування.** За виразом (5.15) визначимо добове зниження величини витрати електроенергії за рахунок скорочення часу холостого ходу:

$$\Delta W_{k.xx} = L_k C_l v_l \Delta t_{xx} \cdot 10^{-2} = 200 \cdot 38,6 \cdot 1,12 \cdot 2 \cdot 10^{-2} = 172,9 \text{ кВт}\cdot\text{год.}$$

Тоді річне зниження рівня електроспоживання (без урахування витрат енергії на пуск конвеєра)

$$\Delta W_{kc} = \Delta W_{k.xx} n_d = 172,9 \cdot 305 = 52734,5 \text{ кВт}\cdot\text{год.}$$

У тих випадках, коли за гірничотехнічних умов можлива експлуатація стрічкових конвеєрів замість скребкових, то величина витрати електроенергії на транспортування зменшується, тобто

$$W = L_k \left\{ (C_l v_l \cos \beta - 1,3 C_c v_c \omega) t_p + \right. \\ \left. + Q_p [0,34(\cos \beta \pm 2 \sin \beta) - 0,364(\omega \pm \sin \beta)] \right\} 10^{-2}.$$

Зменшити величину витрати електроенергії на конвеєрному транспорті у значних обсягах можливо за рахунок застосування сучасних систем електропривода на базі НП частоти (див. п. 5.3.2).

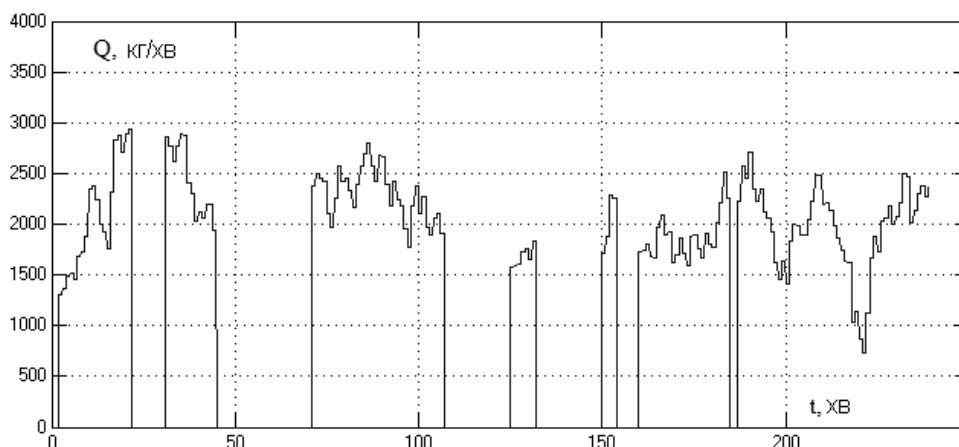
### **5.3.2. Прогресивний напрям зниження рівня електроспоживання за рахунок удосконалення системи електропривода**

Як відомо, існує два основних напрями підвищення рівня ефективності використання асинхронного регульованого електропривода. Перший напрям пов'язаний із зниженням рівня втрат енергії в електроприводі при виконанні ним заданих технологічних операцій за певними тахограмами. Це електроприводи, що працюють у пускогальмівних режимах (шахтні підйоми, крани, тельфери тощо) або у тривалих режимах з повільно змінним навантаженням (насоси, вентилятори, компресори). У таких електроприводах за рахунок зниження рівня втрат у сталих і перехідних режимах можлива значна економія електроенергії. У кінематично пов'язаних електроприводах (магістральні конвеєри та інші механізми з багатодвигунними приводами) рівномірний розподіл навантажень між двигунами дозволяє також мінімізувати втрати в них.

Другий напрям пов'язаний зі зміною технологічного процесу на основі переходу до більш удосконалених способів регулювання електропривода і параметрів технологічного процесу. При цьому відбувається зниження рівня споживання енергії електроприводом (наприклад, шахтні вентилятори, конвеєрні, підйомні установки тощо). Слід відзначити особливість роботи приводу шахтних водовідливних установок, які за вимогами технологічного процесу не дозволяють безпосередньо впровадити нові рішення, розроблені для систем загальнопромислового водопостачання. Для них окремо обґрунтовуються раціональні області застосування частотно-регульованого електропривода і режимів його роботи.

Для обох напрямів характерним є зниження рівня споживання енергії саме електроприводом: у першому – за рахунок зменшення в ньому величини втрат енергії, у другому – за рахунок застосування менш енерговитратного керування технологічним процесом.

Для вирішення цієї задачі в розд. 4 у загальному вигляді розглянуті коефіцієнти завантаження робочої машини  $K_3$  та її використання за часом  $K_t$ . Використовуючи співвідношення (4.1), (4.2), (4.4) та залежність коефіцієнта збільшення питомих витрат електроенергії  $K_w$  від коефіцієнта  $K_3$ , розв'язана задача 4.1 щодо визначення очікуваного зниження величини витрати електроенергії. У цьому підрозділі розглянуто можливість зменшення рівня електроспоживання за рахунок застосування НП частоти на прикладі магістрального конвеєра вугільної шахти. Такий пристрій змінює частоту змінного струму, що відповідно змінює швидкість обертання вала двигуна і швидкість руху стрічки конвеєра. Застосування цього засобу є дуже важливим, оскільки вантажопотік не завжди буває максимальним та рівномірним (див. графіки навантаження, що розглянуті в п. 4.2). Для прикладу на рис. 5.3 наведений фактичний графік вантажопотоку з очисного вибою шахти.



**Рис. 5.3. Фактичний графік вантажопотоку з очисного вибою вугільної шахти**

Аналіз тягових характеристик конвеєра при різному співвідношенні вантажопотоку і швидкості стрічки виявив, що електроенергію, споживану конвеєром, можна поділити на дві складові – енергію холостого ходу конвеєра  $W_{xx}$ , що витрачається на подолання опору руху його стрічки, і енергію, необхідну для переміщення вантажу  $W_6$ :

$$W_k = W_{xx} + W_6. \quad (5.16)$$

При цьому електроенергія, що витрачається на переміщення вантажу, пропорційна відстані транспортування  $L$ , а електроенергія холостого ходу конвеєра пропорційна швидкості руху його стрічки  $v$ .

Такий висновок можна зробити з визначення енергії  $W_{xx}$  як добутку зусилля, швидкості та часу [15, 16]:

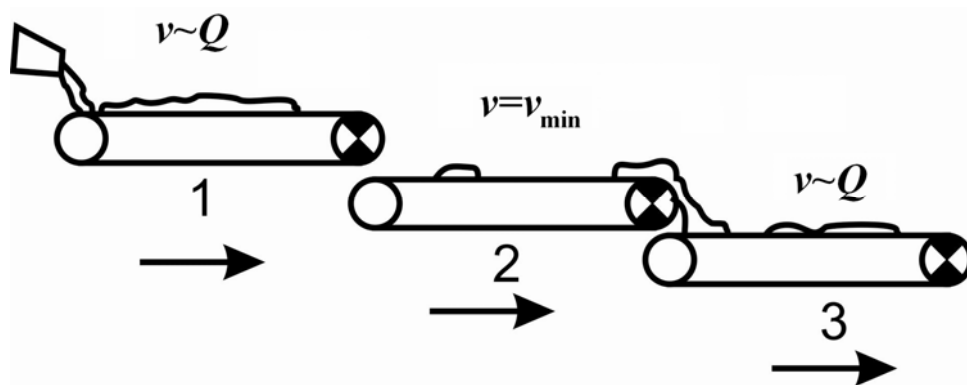
$$W_{xx} = F_{xx} v t; \quad (5.17)$$

$$W_e = F_e L. \quad (5.18)$$

У виразі (5.17) значення зусилля  $F_{xx}$  (Н) незмінне і залежить від технічних параметрів конкретного конвеєра, а змінюючи швидкість руху  $v$ , можна впливати на величину  $W_{xx}$ , бо час роботи конвеєра  $t$  залежить від технології процесу транспортування. У виразі (5.18) величина  $W_e$  залишається постійною при одному і тому об'ємі (масі) транспортованого вугілля: при зменшенні швидкості транспортування пропорційно збільшується час, необхідний для переміщення цього вантажу на певну відстань, тобто рівень електроспоживання залежить лише від відстані транспортування  $L$  та затратних зусиль  $F_e$ .

Тому підвищення рівня ефективності роботи конвеєрів можливо за рахунок зниження частки спожитої енергії при холостому ході в загальному споживанні конвеєром, а це можливо при роботі конвеєра на швидкостях, що знижуються відповідно до його завантаження. Далі розглянемо це явище детальніше

Пропорційний закон регулювання швидкості руху конвеєрної стрічки є найбільш простим та ефективним для зменшення величини витрати електричної енергії: швидкість конвеєра регулюється пропорційно вхідному вантажопотоку, тобто  $v \sim Q$ . При цьому конвеєр працює на швидкостях, нижчих за номінальну (рис. 5.4).



**Рис. 5.4. Загальна схема регулювання швидкості конвеєрів транспортного ланцюга пропорційно вхідному вантажопотоку**

Зменшення величини витрати електроенергії при використанні регульованого приводу та пропорційного закону регулювання згідно з роботою [17]



$$\Delta W = W_{xx} \left( 1 - \frac{Q}{Q_{\max}} \right), \quad (5.19)$$

де  $W_{xx}$  – енергія холостого ходу, що витрачається конвеєром на переміщення його рухомих частин, кВт·год;  $Q$  – обсяг (маса) вугілля, яке було транспортовано конвеєром за час роботи, т;  $Q_{\max}$  – максимальний обсяг (маса) вугілля, що може транспортувати конвеєр за той самий час з номінальною швидкістю руху стрічки, т.

За формулою (5.19) можна визначити зменшення величини витрати електроенергії конвеєром з регульованим приводом, якщо вважати, що його стрічка зупиняється у разі відсутності вхідного вантажопотоку. На практиці ж швидкість руху стрічки зменшується до певної величини, як правило до 1/10 від номінальної, що зумовлено різким збільшенням активних втрат у двигуні при більшому зменшенні швидкості. Конвеєр не зупиняється повністю, тому що транспортний ланцюг завжди має бути готовим до прийняття вантажу. Тоді зменшення величини витрати електроенергії має визначатися з урахуванням руху конвеєрної стрічки на мінімальній швидкості за час відсутності вхідного вантажопотоку. Для цього треба знати частку  $(1 - K_t)$  роботи конвеєра на мінімальній швидкості  $v_{\min}$  та частку часу  $K_t$  швидкості, що відповідає середньому значенню вантажопотоку  $v_{\text{сеп}}$ , де  $K_t$  – коефіцієнт часу надходження вугілля, що являє собою його математичне сподівання. Тут  $K_t$  відповідає раніше визначеному (див. п. 4.2) коефіцієнту використання робочої машини за часом.

Проаналізуємо час роботи конвеєра з мінімальною швидкістю та швидкістю, що відповідає середньому вантажопотоку для двох послідовно встановлених конвеєрів з регульованою швидкістю стрічки. При такому варіанті на другому конвеєрі матимемо додаткове зменшення величини витрати електроенергії. Для частки повного часу роботи першого конвеєра  $K_{t1}$  встановлюється швидкість руху другого, що відповідає надходженню середнього вантажопотоку  $v_{\text{сеп}}$ , а для частки часу  $(1 - K_{t1})$  – швидкість  $v_{\min} = K_{\text{шв}} v_{\text{ном}}$ , де  $v_{\text{ном}}$  – номінальна швидкість руху конвеєрної стрічки;  $K_{\text{шв}}$  – коефіцієнт швидкості або діапазон регулювання, тобто відношення мінімально можливої швидкості руху конвеєрної стрічки до номінальної:  $K_{\text{шв}} = v_{\min} / v_{\text{ном}}$ . Тоді матимемо режими роботи, коли:

- на вході та виході першого конвеєра є вантажопотік, тобто стрічка другого конвеєра рухається відповідно зі швидкістю стрічки першого (зі швидкістю, що відповідає середньому вантажопотоку);

- на вході першого конвеєра відсутній вантажопотік, а на виході присутній, тобто другий конвеєр рухається з мінімальною швидкістю, що встановлюється за пропорційним законом регулювання (вугілля транспортується повільно);

- на вході та виході першого конвеєра вантажопотік відсутній, тобто другий конвеєр рухається з мінімальною швидкістю;

- на вході першого конвеєра є вантажопотік, а на виході немає, тобто другий конвеєр рухається з мінімальною швидкістю.

З цього простого аналізу видно, що система керування швидкістю стрічки другого конвеєра у трьох з чотирьох перелічених випадків встановлює мінімальну швидкість, на відміну від першого конвеєра, швидкість руху стрічки якого буде мінімальною лише у двох із чотирьох випадків.

При пропорційному законі регулювання швидкості стрічки на послідовно встановлених конвеєрах для другого конвеєра матимемо додаткове зменшення величини витрати електроенергії, що визначається за таким алгоритмом. Знаходимо коефіцієнт машинного часу другого конвеєра через  $K_{t1}$  першого:

$$K_{t2} = K_{t1} \frac{K_{t1}}{K_{t1} + (1 - K_{t1})K_{ув}}. \quad (5.20)$$

Таке співвідношення отримане з урахуванням вантажопотоку, що надходить з першого конвеєра з регульованою швидкістю. Далі визначаємо частку часу роботи другого конвеєра на мінімальній швидкості та швидкості, що відповідає середньому вантажопотоку (відповідно  $(1 - K_{t2})$  та  $K_{t2}$ ).

Залежність (5.20) демонструє збільшення часу роботи другого конвеєра на мінімальній швидкості при регульованому електроприводі (з пропорційним законом регулювання залежно від вхідного вантажопотоку для обох), що призводить до додаткового зменшення величини витрати електроенергії.

Зниження рівня електроспоживання для першого та другого у транспортному ланцюзі конвеєрів визначається з урахуванням їх середнього вантажопотоку  $Q_{сер}$  та номінальної продуктивності  $Q_{ном}$ :

$$\Delta W_1 = W_{xx1} (1 - (1 - K_{t1})K_{ув} - K_{t1} Q_{сер} / Q_{ном}); \quad (5.21)$$

$$\Delta W_2 = W_{xx2} (1 - (1 - K_{t2})K_{ув} - K_{t2} Q_{сер} / Q_{ном}). \quad (5.22)$$

За наведеними співвідношеннями можна розрахувати зменшення величини витрати електроенергії шахтними магістральними конвеєрами при встановленні регульованого приводу, що змінює швидкість руху стрічки пропорційно вхідному вантажопотоку. Отримані залежності також можна використовувати для двох послідовно встановлених конвеєрів при регулюванні швидкості руху стрічки на кожному з них.

**Приклад 5.9.** Визначити добові значення витрати електроенергії на транспортування вантажу та на переміщення рухомих частин конвеєра за такими вихідними даними: тип – 1Л100У,  $L_k = 1000$  м;  $\omega = 0,06$ ;  $C_c = 66,7$  кг/м;  $Q_p = 3834$  т,  $v_c = 1$  м/с,  $\beta = 0$ ,  $t_p = 18$  год.

**Розв'язування.** Проаналізуємо залежність (5.14) для розрахунку величини витрати електроенергії стрічковим конвеєром за добу. Перший доданок у квадратних дужках не залежить від вантажопотоку – витрата енергії на переміщення рухомих частин конвеєра  $W_{xx}$ , другий не залежить від часу роботи – витрата енергії на переміщення вантажу  $W_g$ .

Підставивши відповідні вихідні дані у вираз (5.14), отримаємо (кВт·год):

$$W_{xx} = 0,013L_k\omega C_c v_c t_p = 0,013 \cdot 1000 \cdot 0,06 \cdot 66,7 \cdot 1 \cdot 18 = 936,5 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

$$W_g = 0,013L_k\omega \cdot 0,28Q_p \left(1 \pm \frac{\sin\beta}{\omega}\right) = 0,013 \cdot 1000 \cdot 0,06 \cdot 0,28 \cdot 3834 = 837,3 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

$$W_{\Sigma} = W_{xx} + W_g = 936,5 + 837,3 = 1773,8 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

Як бачимо, добові витрати електроенергії на роботу конвеєра при холостому ході перевищують величину відповідної витрати енергії на транспортування вугілля.

**Приклад 5.10.** Визначити добове зменшення величини витрати електроенергії, що матиме місце при встановленні частотного регульованого приводу на шахтний стрічковий конвеєр з параметрами, наведеними у прикладі 5.8. Врахувати, що максимальна маса вугілля, яку конвеєр може транспортувати за той самий час роботи на номінальній швидкості,  $Q_{\max} = 10080$  т. За відсутності вантажопотоку конвеєр зупиняється.

**Розв'язування.** Зменшення величини витрати електроенергії згідно з виразом (5.19)

$$\Delta W = 936,5 \left(1 - \frac{3834}{10080}\right) = 580,3 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

Впровадження частотного регульованого приводу дозволить знизити добове електроспоживання конвеєром на величину 580,3 кВт·год.

**Приклад 5.11.** Порівняти величини річного зниження витрат електроенергії від упровадження перетворювачів частоти для двох однакових конвеєрів, на які надходить вугілля з двох різних лав, з такими значеннями середньо годинного вантажопотоку та коефіцієнта часу:  $Q_{сер1} = 70$  т/год;  $K_{t1} = 0,5$ ;  $Q_{сер2} = 120$  т/год;  $K_{t2} = 0,55$ .

Параметри конвеєрів: споживана потужність при роботі в режимі холостого ходу  $P_{xx} = 52$  кВт, продуктивність  $Q_{ном} = 270$  т/год, номінальна швидкість  $v = 1$  м/с, довжина  $L_k = 800$  м, за відсутності вантажопотоку швидкість знижується до  $K_{шв} = 1/10$  від номінальної, кількість робочих днів на рік  $n_d = 320$ , кількість робочих годин на добу  $n_{год} = 18$ .

**Розв'язування.** Визначимо річну величину витрати електроенергії на переміщення рухомих частин самого конвеєра:

$$W_{xx} = n_{год} n_d P_{xx} = 18 \cdot 320 \cdot 52 = 299520,0 \text{ кВт}\cdot\text{год.}$$

Тоді зменшення величини витрати електроенергії для першого конвеєра згідно з виразом (5.21)

$$\begin{aligned} \Delta W_1 &= W_{xx} \left( 1 - (1 - K_{t1}) K_{шв} - K_{t1} \frac{Q_{сер1}}{Q_{ном}} \right) = 299520 \left( 1 - (1 - 0,5) \cdot \frac{1}{10} - 0,5 \cdot \frac{70}{270} \right) = \\ &= 245717,3 \text{ кВт}\cdot\text{год,} \end{aligned}$$

а для другого конвеєра згідно з виразом (5.22)

$$\Delta W_2 = 299520 \left( 1 - (1 - 0,55) \cdot \frac{1}{10} - 0,55 \cdot \frac{120}{270} \right) = 212825,6 \text{ кВт}\cdot\text{год.}$$

Робимо висновок, що зі зменшенням фактичного вантажопотоку ефект від упровадження частотного регульованого приводу збільшується.

**Приклад 5.12.** Порівняти величини річного зниження витрат електроенергії від упровадження перетворювачів частоти на двох однакових магістральних конвеєрах, що встановлені послідовно і отримують вугілля з лави, з такими характеристиками:  $Q_{сер} = 150$  т/год,  $K_{t1} = 0,5$ . Параметри конвеєрів та інші необхідні величини взяти з попереднього прикладу.

**Розв'язування.** Для другого конвеєра збільшується час роботи на зниженій швидкості, тобто зменшується  $K_{t2}$ , який визначимо за формулою (5.20):

$$K_{t2} = K_{t1} \frac{K_{t1}}{K_{t1} + (1 - K_{t1}) K_{шв}} = 0,5 \cdot \frac{0,5}{0,5 + (1 - 0,5) \cdot 0,1} = 0,45.$$

Тоді зменшення величини витрати електроенергії для першого конвеєра згідно з виразом (5.21)

$$\begin{aligned} \Delta W_1 &= W_{xx} \left( 1 - (1 - K_{t1}) K_{шв} - K_{t1} \frac{Q_{сер}}{Q_{ном}} \right) = 299520 \left( 1 - (1 - 0,5) \cdot \frac{1}{10} - 0,5 \cdot \frac{150}{270} \right) = \\ &= 201344,0 \text{ кВт}\cdot\text{год.} \end{aligned}$$

а для другого згідно з виразом (5.22)

$$\Delta W_2 = 299520 \left( 1 - (1 - 0,45) \cdot \frac{1}{10} - 0,45 \cdot \frac{150}{270} \right) = 208166,4 \text{ кВт}\cdot\text{год.}$$

Порівнюючи отримані результати, можна зробити такий висновок: найбільший ефект від упровадження регулювання швидкості руху стрічки спостерігається для останнього від джерела вантажопотоку конвеєра.

**Приклад 5.13.** Довести доцільність застосування перетворювача частоти до магістрального шахтного конвеєра (розрахувати простий термін окупності), якщо відомо, що вартість перетворювача  $K = 800$  тис. грн, заміна привідних двигунів не потрібна, вартість 1 кВт·год електроенергії  $C_{0w} = 0,9$  грн. Параметри конвеєра такі: електроенергія, що витрачається конвеєром на переміщення рухомих частин,  $W_{xx} = 512$  кВт·год, маса вугілля, яка перевезена за зміну,  $Q = 1216$  т, максимальна продуктивність конвеєра на номінальній швидкості за той самий час  $Q_{\max} = 3044$  т, кількість робочих змін на добу  $n_{zm} = 3$ , днів у році  $n_d = 320$ . Враховувати, що конвеєр за відсутності вантажопотоку зупиняється.

**Розв'язування.** Зменшення величини витрати електроенергії за зміну згідно з виразом (5.19)

$$\Delta W = W_{xx} \left( 1 - \frac{Q}{Q_{\max}} \right) = 512 \left( 1 - \frac{1216}{3044} \right) = 307,5 \text{ кВт}\cdot\text{год.}$$

Річне зниження рівня електроспоживання конвеєром

$$\Delta W_p = \Delta W n_{zm} n_d = 307,5 \cdot 3 \cdot 320 = 295200,0 \text{ кВт}\cdot\text{год.}$$

Грошова вартість за рахунок зменшення величини витрати електроенергії

$$E = \Delta W_p C_{0w} = 295200 \cdot 0,9 = 265680 \text{ грн.}$$

Простий термін окупності проекту від упровадження перетворювача

$$t = \frac{K}{E} = \frac{800000}{265680} \approx 3 \text{ роки.}$$

Термін окупності від упровадження частотного регульованого приводу конвеєра досить не великий для гірничовидобувної промисловості, а тому проект вважаємо економічно доцільним.

## 5.4. Насосні установки

### 5.4.1. Загальні положення та рішення

Одні з найпоширеніших технологічних установок – електричні насоси, які призначені для перекачування і транспортування різного роду рідин. Протікають рідини звичайно по трубопроводах, що утворюють трубопровідну мережу, на яку і працюють насоси. Енергія, головним чином, витрачається на подолання геодезичної висоти і опору трубопровідної мережі.

Електроенергія насосною установкою буде раціонально використовуватися тоді, коли паспортні параметри насоса відповідають

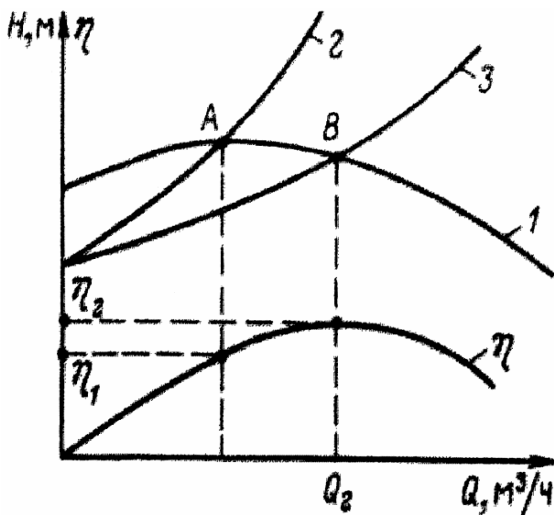


Рис. 5.5. Суміщені характеристики насоса (1) і трубопроводу з більшим (2) та меншим (3) опором: А, В – робочі точки, в яких насос працює з подачею  $Q_1$  і  $Q_2$  та відповідні їй ККД  $\eta_1$  и  $\eta_2$

характеристиці мережі. Для виконання цієї умови необхідно, щоб при виборі типу і подачі насосів при роботі на заданий трубопровід точка перетину індивідуальної характеристики насоса і характеристики трубопроводу знаходилася у зоні максимального ККД (рис. 5.5).

Змістити точку А (точку перетину характеристик 1 і 2) у точку В можна, змінивши параметри трубопроводу (зменшивши його опір). При роботі насоса із підвищеним напором частина його "гаситься" у трубопроводі та марно втрачається при скиданні води на значну висоту. У цьому разі необхідно зняти частину

проміжних секцій (якщо насос секційний) або встановити насос, розрахований на менший гідравлічний напір. Ці заходи дозволять змістити робочу точку насоса у зону максимального ККД (див. рис. 5.5), що забезпечить його роботу з меншими питомими електровитратами.

Втрати напору в трубопроводі істотно впливають на енергетичні показники водовідливної установки. Найефективніший спосіб зменшення цих втрат – збільшення перерізу труб по всій довжині або на окремих ділянках.

Втрата напору в трубопроводі, м:

- на прямій його частині

$$h = \frac{0,083 \lambda_{mp} L Q^2}{d^5}; \quad (5.23)$$

- для місцевих опорів

$$h = \frac{0,083 \xi Q^2}{d^4}, \quad (5.24)$$

де  $\lambda_{mp}$  – коефіцієнт тертя води об стіни труб (для шахтної води  $\lambda_{mp} = 0,03$ );  $L$  – довжина трубопроводу або його ділянки, м;  $Q$  – об'єм води, яка протікає у трубопроводі,  $\text{м}^3/\text{с}$ ;  $d$  – діаметр трубопроводу, м;  $\xi$  – коефіцієнт місцевого опору (може прийматися для засувки – 0,5; закругленого на 90 град коліна – 0,3; зворотного клапана – 5,0).

При реконструкції трубопровідної мережі втрати напору (м) на кожній ділянці трубопроводу визначаються за формулами (5.23) або (5.24), а їх різниця так:

$$\Delta h = h_1 - h_2,$$

де  $h_1, h_2$  – відповідно втрати напору на ділянці трубопроводу до і після його реконструкції, м.

Тоді сумарна величина зниження втрати напору, м:

$$\Delta h_{\Sigma} = \Delta h_1 + \Delta h_2 + \dots + \Delta h_n, \quad (5.25)$$

де  $\Delta h_1, \Delta h_2, \dots, \Delta h_n$  – величини зниження втрат напору на окремих ділянках трубопроводу, м.

Зниження втрат напору в трубопроводі викликає зміщення робочої точки установки з відповідним змінням її ККД (див. рис. 5.5).

Очікуване зниження рівня електроспоживання насосною установкою (кВт·год) від зменшення опору трубопровідної мережі

$$\Delta W = \frac{0,00286(Q_1 H_1 \eta_2 - Q_2 H_2 \eta_1) t_n}{\eta_1 \eta_2 \eta_{\delta} \eta_m}, \quad (5.26)$$

де  $Q_1, Q_2, H_1, H_2$  – відповідно подача за показаннями витратоміра (м<sup>3</sup>/год) і повний напір насосної установки за показаннями манометра (м) до і після зміни опору трубопровідної мережі;  $\eta_1, \eta_2$  – ККД насосної установки відповідно до і після зміни опору трубопровідної мережі (визначаються положенням робочої точки насоса (А або В) при відомих  $Q_1, Q_2$  і  $H_1, H_2$  (див. рис. 5.5));  $\eta_{\delta}$  і  $\eta_m$  – ККД відповідно двигуна і електричної мережі (змінюються незначно, тому в розрахунках приймають, що  $\eta_{\delta} = \eta_{\delta,ном}$  – номінальному значенню ККД двигуна, а  $\eta_m = 0,95 \dots 0,97$ );  $t_n$  – час роботи насосів за розрахунковий період, год.

Величину  $H_2$  знаходять як різницю  $H_1 - \Delta h$ .

Окрім заходів зі зниження опору трубопровідної мережі для зменшення напору в трубопроводі:

- застосовують резервний нагнітальний трубопровід при зменшенні величини подачі насоса проти номінальної більш ніж на 20 %. При цьому опір трубопроводу зменшується і зниження рівня електроспоживання може скласти 7 – 10 % від базового;

- звільняють мережу від зайвої (необов'язкової) запірної арматури і поворотів у трубопроводі або згладжують його гострі кути;

- скорочують довжину трубопроводу шляхом зміни його конфігурації;
- регулярно (не менше раз на рік) очищають трубопровід від осаду, що накопичився.

Заміна старих типів насосів на нові з більш високим ККД або модернізація діючих забезпечить зниження рівня споживання електроенергії (кВт·год), яке можна розрахувати так:

$$\Delta W = \frac{0,00286(\eta_2 - \eta_1) Q H t_n}{\eta_1 \eta_2 \eta_d \eta_m}, \quad (5.27)$$

де  $H$  – напір за показаннями манометра, м;  $Q$  – фактична подача насоса, м<sup>3</sup>/год;  $\eta_1, \eta_2$  – ККД відповідно старого і нового насосів.

**Приклад 5.14.** Визначити очікуване річне зниження рівня електроспоживання водовідливною установкою від заміни насоса типу "Комсомолец" з  $\eta_1 = 0,62$  на насос типу МС-150 з  $\eta_2 = 0,73$  при таких вихідних даних:  $Q = 150$  м<sup>3</sup>/год;  $H = 300$  м;  $t_n = 3000$  год;  $\eta_d = 0,88$  і  $\eta_m = 0,97$ .

**Розв'язування.** Згідно з виразом (5.27) очікуване річне зниження рівня електроспоживання:

$$\Delta W = 0,00286 \cdot \frac{(0,73 - 0,62)}{0,62 \cdot 0,73 \cdot 0,88 \cdot 0,97} \cdot 300 \cdot 150 \cdot 3000 = 109931,8 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

#### 5.4.2. Енергоефективні режими роботи багатоагрегатних головних водовідливних установок

Значно складніше вирішується завдання зниження величини витрати електроенергії для багатоагрегатних насосних установок (наприклад, ГВУ вугільних шахт), де кількість насосів досягає 6 – 8 і більше. Особливо це виявляється, коли головний водовідлив шахти бере участь у регулюванні режимів електроспоживання і до роботи підключаються усі насосні агрегати (робочі та резервні).

Загальні передумови РРЕ за допомогою головного водовідливу вугільних шахт виходять з того, що у більшості випадків він є тільки потенційним СР. Створення ефективного СР за рахунок водовідливу потребує значних додаткових коштів і технічної можливості та бажання для його побудови. Особливо це стосується багатоагрегатних ГВУ. Деякі міркування стосовно цього питання та відповідні розрахунки наведені у розд. 7.



При реалізації такого підходу досягається бажане зниження величини оплати за спожиту електроенергію, але необхідність інтенсивної роботи насосів, що виникає у певні періоди доби, може призвести до збільшення питомої витрати електроенергії, оскільки використовуватимуться не лише робочі, але і резервні насосні агрегати. Отже, для реалізації таких режимів роботи слід створити технологічні та технічні умови, при яких ГВУ працюватиме в зоні максимального ККД з мінімальною питомою витратою електроенергії.

Режим відкачування води ГВУ визначають шахтним припливом, об'ємом водозбірників, параметрами насосів та безпосередньо самим процесом керування цим режимом. Таке керування можливо за допомогою способу, що забезпечує отримання найбільш енергоекономічного режиму функціонування водовідливу з урахуванням дійсних параметрів його обладнання. Досягається це шляхом імітаційного моделювання (див. рис. 5.6), коли вибирається оптимальний режим роботи ГВУ, за яким у період максимального навантаження енергосистеми насоси будуть відключені, а добові грошові витрати на оплату споживаної електроенергії будуть мінімальними. Такий спосіб дозволяє також обмежити загальну кількість вмикань насосів протягом доби, що збільшить термін їх експлуатації.

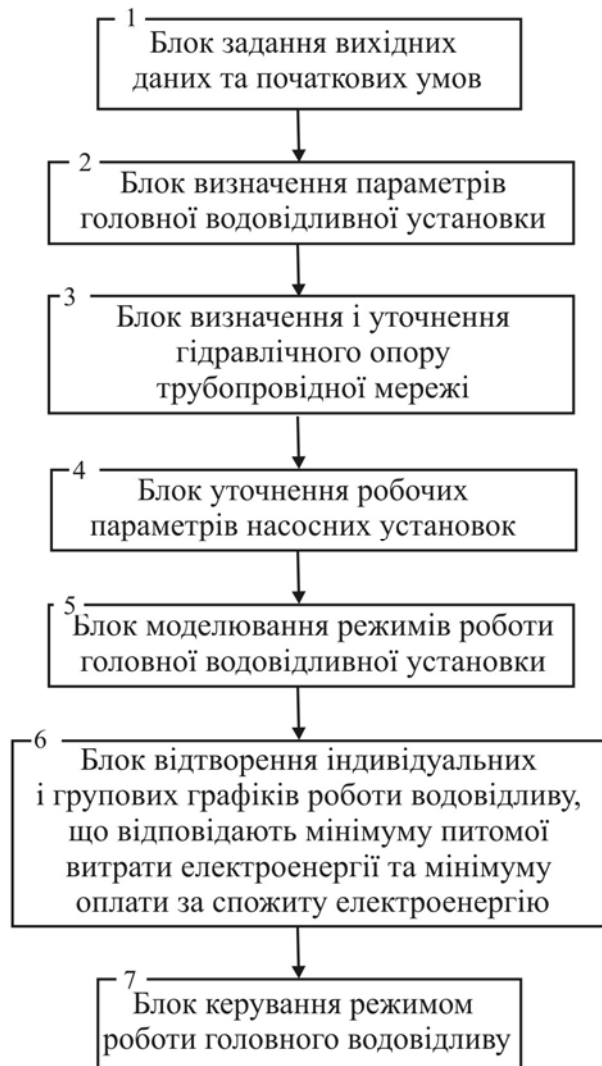
У блоці задання вихідних даних та початкових умов 1 (рис. 5.6) здійснюється введення необхідної інформації для конкретної ГВУ шахти, наприклад, горизонт водовідливу, загальний об'єм водозбірника, кількість та діаметр трубопроводних ставів, кількість насосів та їх номінальні параметри тощо.

У блоці визначення параметрів ГВУ 2 розраховується робочий об'єм водозбірника з урахуванням його замулення, а також параметри напірної характеристики трубопроводної мережі та характеристики насосних агрегатів.

У блоці визначення й уточнення гідравлічного опору трубопроводної мережі 3 обчислюється еквівалентний опір для стандартної кільцевої схеми з урахуванням замулення трубопроводу ( $\text{год}^2/\text{м}^5$ ):

$$R_{ек} = \frac{8\xi}{3600^2 \pi^2 g K_d D_{mp}^4},$$

де  $g$  – прискорення вільного падіння,  $\text{м}/\text{с}^2$ ;  $\xi$  – коефіцієнт гідравлічного опору зовнішньої мережі установки;  $K_d$  – коефіцієнт фактичного діаметра трубопроводу;  $D_{mp}$  – діаметр напірного трубопроводу, мм.



**Рис. 5.6. Узагальнена блок–схема керування режимами роботи ГВУ вугільної шахти**

Коефіцієнт  $K_d$  характеризує дійсний внутрішній діаметр трубопроводу, який змінюється у процесі його експлуатації. Зменшення діаметра трубопроводів ( $K_d < 1$ ) призводить до збільшення гідравлічного опору трубопровідної мережі та, як наслідок, до зміни робочих параметрів насосів. Такі зміни впливають на техніко-економічні показники роботи ГВУ, тому що при збільшенні ступеня замулення трубопроводу відповідно зростає питома величина витрати електроенергії на водовідлив.

У процесі моделювання режимів роботи водовідливу треба уточнювати дійсний діаметр трубопроводу:

- при  $K_d = 1$  ступінь замулення дорівнює нулю;
- при  $K_d < 1$  фактичний діаметр трубопроводу може задаватися індивідуально для будь-яких умов з урахуванням дійсного ступеня замулення:

$$D_{\phi,mp} = K_d D_{mp}.$$

Найчастіше більш енергоекономічний режим роботи насосного агрегата відповідає його роботі на один трубопровід (два насоси працюють на два трубопроводи). Однак на багатоагрегатних ГВУ подібні умови не реалізуються, що призводить до зниження продуктивності насосів при їх паралельній роботі та відповідно до збільшення питомої витрати електроенергії.

При зменшенні внутрішнього діаметра трубопроводів через їх замулення наведені показники погіршуються і навіть досягають критичних значень, тобто пропускна здатність трубопроводів не дозволяє повністю використовувати можливості насосів для відкачування води. Це призводить до вмикання максимальної кількості насосів і, як наслідок, до збільшення питомої витрати електроенергії. Вирішити цю проблему можливо шляхом контролю стану і своєчасного очищення трубопроводів від вапняних відкладень, а також встановлення додаткових трубопровідних ставів, якщо це дозволяють технологічні умови.

У блоці уточнення робочих параметрів насосних установок 4 відбувається перерахунок робочих параметрів насосів з урахуванням їх технічного стану.

Напір  $H_p$ , подача  $Q_p$ , ККД  $\eta_p$  і споживана потужність одного насоса  $P_p$  залежно від кількості одночасно працюючих насосних агрегатів  $N_n$  та трубопроводів  $N_{mp}$  розраховуються за такими формулами:

$$\left. \begin{aligned} Q_p &= \sqrt{\frac{ZH_k - H_n}{ZB_k + \frac{H_n R_{ек} N^2}{N_{mp}^2}}}; \\ H_p &= Z \left( H_k + A Q_p - B Q_p^2 \right); \\ \eta_p &= a Q_p - b Q_p^2 + c Q_p^3; \\ P_p &= \frac{1020 Q_p H_p}{102 \cdot 3600 \eta_p \eta_\delta \eta_m}, \end{aligned} \right\} \quad (5.28)$$

де  $\eta_p$ ,  $\eta_\delta$ ,  $\eta_m$  – ККД відповідно насоса, двигуна та електричної мережі ( $\eta_m$  приймається таким, що дорівнює 0,97,  $\eta_\delta$  визначається за довідником);  $H_k$  – напір насоса при нульовій подачі, м;  $H_n$  – повна висота

підняття води,  $m$ ;  $Z$  – кількість секцій (коліс) насоса;  $B_k$  – коефіцієнт напору одного колеса;  $A, B$  – постійні коефіцієнти рівняння напірної характеристики насосного агрегата;  $a, b, c$  – постійні коефіцієнти рівняння кривої ККД насоса [18].

Основним показником ефективної роботи насосної установки є його ККД, який залежить від рівня технічного стану обладнання, а від його величини – робочі параметри насоса. У процесі тривалої експлуатації насоса спостерігається погіршення його технічного стану і відповідно зменшення його ККД:

$$\eta_{н.ф} = K_\eta \eta_p,$$

де  $K_\eta$  – коефіцієнт фактичного ККД насосів.

Величина  $K_\eta$  визначає ступінь зменшення ККД насоса відносно паспортного значення:

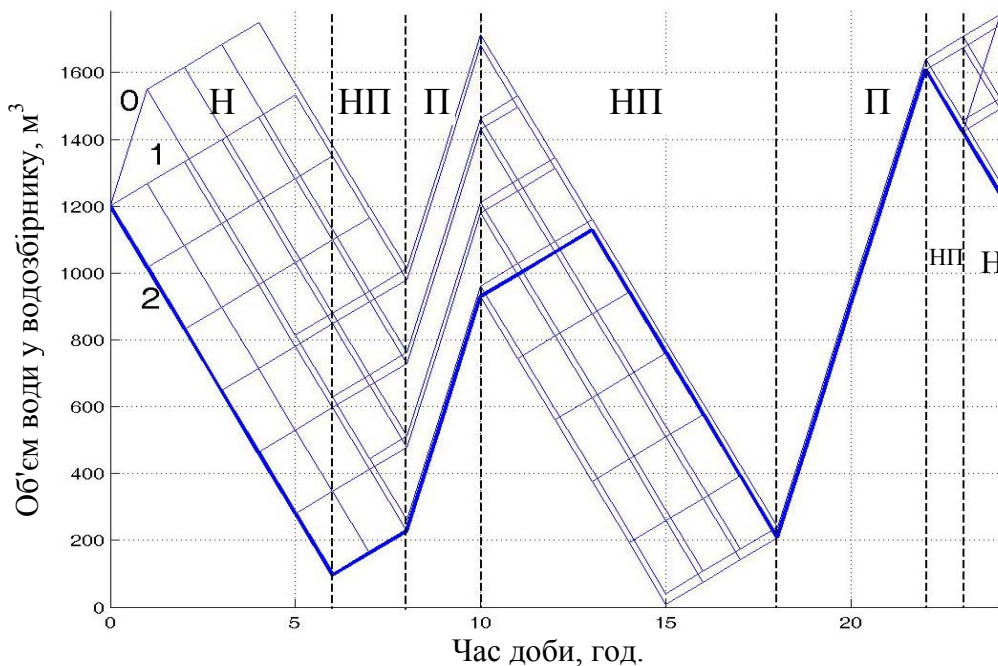
- при  $K_\eta = 1$  показник погіршення технічного стану насосів дорівнює нулю, тобто їх ККД відповідає розрахунковим значенням;
- при  $K_\eta < 1$  фактичний ККД насосів може задаватися індивідуально для будь-яких умов з урахуванням дійсного показника погіршення його технічного стану.

При такому підході уточнюється фактичне для конкретного режиму роботи значення ККД насосів, але для коректного визначення величини питомої витрати електроенергії слід розв'язати зворотню задачу, тобто перерахувати робочі параметри насосів, котрі мають знижений (уточнений) ККД. Розв'язання кубічного рівняння методом Вієта-Кардано дозволяє уточнити робочі параметри насосних установок при погіршенні їх технічного стану і відповідно більш точно розрахувати питому витрату електроенергії.

У блоці моделювання режимів роботи ГВУ 5 відбувається формування режимів її роботи з урахуванням технологічних умов для конкретного об'єкта.

У блоці відтворення індивідуальних і групових графіків роботи водовідливу 6 перебираються змодельовані варіанти роботи та вибирається з них циклічний режим для заданого періоду часу (зазвичай доби). Серед отриманої кількості циклічних графіків вибирається режим роботи ГВУ, який відповідає двом основним критеріям: мінімальна питома витрата електроенергії та мінімальна величина оплати за спожиту електроенергію. До того ж, цей спосіб дозволяє відтворити режими роботи водовідливу, для яких значення даних критеріїв

відрізняються від мінімального на певний відсоток, величина якого задається на розсуд відповідального (керуючого) персоналу. Оскільки режим роботи ГВУ з мінімальною платою за спожиту електроенергію не завжди відповідає мінімальному значенню питомої витрати електроенергії, то такий підхід розширює можливість вибору потрібного режиму для конкретних умов (рис. 5.7).



**Рис. 5.7. Схема вибору можливих режимів роботи ГВУ з двома насосами**

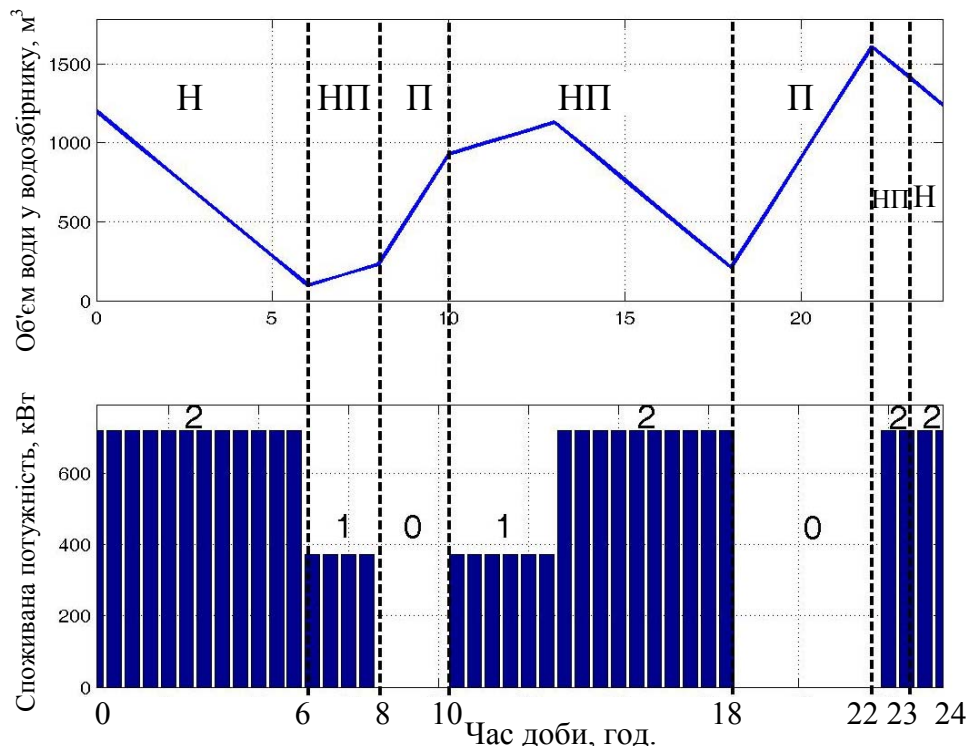
На рис. 5.7 наведена схема вибору можливих режимів роботи ГВУ, що наочно демонструє принципи моделювання та отримані результати у вигляді множини режимів роботи головного водовідливу при однакових початкових даних і умовах (наприклад,  $N_n = 2$ ,  $T_p = 24$  години, загальну кількість вмикань насосів на добовому інтервалі обмежено до 6). При об'ємі води у водозбірнику на початок доби  $V_0 = 1200 \text{ м}^3$  пропонується три варіанти роботи насосів: 0 – не працює жоден із насосів, 1 – працює один, 2 – працюють два насоси, а також можлива зміна режиму роботи насосних агрегатів кожну годину ( $t_n = 1$  год). При цьому режими роботи ГВУ моделюються у певних межах параметрів водозбірника та згідно з вимогами вимикання насосів у періоди максимального навантаження енергосистеми.

Жирними ламаними лініями як приклад виділений один з можливих режимів функціонування ГВУ на добовому інтервалі. Тут у нічний період з 00<sup>00</sup> до 06<sup>00</sup> годин і з 23<sup>00</sup> до 24<sup>00</sup> годин – працюють

два насоси; у період напівпікових навантажень з 06<sup>00</sup> до 08<sup>00</sup> годин і з 10<sup>00</sup> до 13<sup>00</sup> годин – працює один насос, а з 13<sup>00</sup> до 18<sup>00</sup> годин і з 22<sup>00</sup> до 23<sup>00</sup> годин – два насоси; у період максимальних навантажень з 08<sup>00</sup> до 10<sup>00</sup> годин і з 18<sup>00</sup> до 22<sup>00</sup> годин – насоси не працюють.

У блоці керування режимом роботи головного водовідливу 7 здійснюється аналіз змодельованих режимів та вибирається один із найбільш прийнятних для даних конкретних умов (див. рис. 5.8). Для цього режиму визначається плата за спожиту електроенергію за добу; загальна витрата електроенергії за добу та питома витрата електроенергії. Ця інформація прямує до відповідального персоналу, який реалізує обраний режим роботи вручну або автоматично за наявності відповідної системи керування.

На рис. 5.8 розглянуто режими роботи двох насосів ГВУ за добовий інтервал: графік наповнення–спустошення водозбірника та відповідний йому графік споживаної насосами потужності, де 0, 1 і 2 – кількість одночасно працюючих насосів; Н, НП і П – відповідно нічна, напівпікова та пікова зони доби.



**Рис. 5.8. Графік режимів роботи двох насосів**

Крім того, існує можливість реалізації "модуля порівняння", за допомогою якого можливо здійснювати порівняльний аналіз числових значень фактичної питомої витрати електроенергії з розрахунковими та надавати відповідні рекомендації відносно причин зміни цих

величин (це може бути замулення трубопроводів, погіршення технічного стану насосних агрегатів тощо).

Отже, наведений спосіб керування ГВУ шахти дозволяє вибрати найбільш енергоекономічний режим роботи водовідливу на заданому інтервалі часу за критеріями мінімальної питомої витрати електроенергії та мінімальної плати за споживану протягом доби електроенергію. Це дає можливість зменшити на 10 – 15 % грошові витрати підприємства на її оплату та відповідно знизити рівень електроспоживання.

**Приклад 5.15.** За рахунок очищення від замулення двох робочих трубопроводів ГВУ вугільної шахти питомі витрати електроенергії на відкачування води зменшилися з  $w_1 = 1,28$  до  $w_2 = 1,1$  кВт·год/м<sup>3</sup>. Визначити річний обсяг зниження рівня електроспоживання насосами водовідливу за умови, що вони відкачують за добу  $Q_{доб} = 7200$  м<sup>3</sup> води.

**Розв'язування.** Зменшення величини питомої витрати електроенергії

$$\Delta w = w_1 - w_2 = 1,28 - 1,1 = 0,18 \text{ кВт·год/м}^3.$$

Річний обсяг зниження рівня електроспоживання насосами ГВУ

$$\Delta W = 365 \Delta w Q_{доб} = 365 \cdot 0,18 \cdot 7200 = 473040,0 \text{ кВт·год.}$$

Своєчасне очищення трубопроводів ГВУ може дати досить значний ефект у вигляді зниження рівня електроспоживання насосами водовідливу, величина якого суттєво залежить від глибини шахти, водоприпливу, ступеня замулення трубопроводів та інших чинників.

**Приклад 5.16.** За рахунок уведення в експлуатацію додаткового трубопроводу вдалося знизити питомі витрати електроенергії на відкачування води з  $w_1 = 2,12$  до  $w_2 = 1,64$  кВт·год/(м<sup>3</sup>·100 м). Визначити річний обсяг зниження рівня електроспоживання насосами ГВУ за умови, що вони відкачують за добу  $Q_{доб} = 11400$  м<sup>3</sup> води, а глибина шахти  $H = 500$  м.

**Розв'язування.** Зменшення величини питомої витрати електроенергії

$$\Delta w = w_1 - w_2 = 2,12 - 1,64 = 0,48 \text{ кВт·год/(м}^3 \cdot 100 \text{ м)}.$$

З урахуванням глибини шахти  $\Delta w = 0,48 \cdot (500 / 100) = 2,4$  кВт·год/м<sup>3</sup>.

Річний обсяг зниження рівня електроспоживання насосами ГВУ

$$\Delta W = 365 \Delta w Q_{доб} = 365 \cdot 2,4 \cdot 11400 = 9986,4 \cdot 10^3 \text{ кВт·год.}$$

Введення в експлуатацію додаткового трубопроводу ГВУ значно підвищує її енергоефективність за рахунок зменшення величини питомої витрати електроенергії на відкачування води.

## 5.5. Компресорні установки

Компресори застосовуються для стиснення газової суміші, у тому числі й повітря. Ефективне використання електроенергії при експлуатації компресорних установок досягається за рахунок:

- підвищення ККД компресора (модернізація або заміна на досконаліший);
- інтенсифікації охолодження;
- застосування всмоктувальних трубопроводів резонансної довжини;
- зниження витоків стисненого повітря і зменшення втрат тиску в пневмережі;
- дотримання графіків режиму роботи компресорних станцій;
- нормування величини витрати електроенергії на вироблення стисненого повітря та ін.

*Зниження ККД компресора* призводить до річних втрат електроенергії, які розраховуються так (кВт·год):

- для поршневих компресів

$$\Delta W = \frac{KAQ_k}{60\eta_n\eta_d} \left( \frac{\eta_k - \eta_{k.\phi}}{\eta_k\eta_{k.\phi}} \right) T_k \cdot 10^{-3}, \quad (5.29)$$

де  $K = 1,1 - 1,2$  – коефіцієнт запасу потужності;  $A$  – робота, необхідна для стиснення  $1 \text{ м}^3$  повітря до заданого рівня, Дж/м<sup>3</sup>;  $Q_k$  – продуктивність компресора, м<sup>3</sup>/хв (визначають витратоміром або приймають за технічною документацією);  $\eta_k, \eta_n, \eta_d$  – ККД відповідно компресора, передачі та двигуна;  $t_k$  – тривалість роботи компресора за розрахунковий період, год;  $\eta_{k.\phi} = \frac{KAQ_k \cdot 10^{-3}}{60\eta_n\eta_d P_c}$  – фактичний ККД компресора;  $P_c$  – фактична потужність, споживана електродвигуном компресора з мережі та визначується аналітично або за допомогою вимірювальних приладів, кВт;

- для турбокомпресорів

$$\Delta W = \frac{L_{i3}Q_k}{60\eta_n\eta_d} \left( \frac{\eta_k - \eta_{i3.\phi}}{\eta_k\eta_{i3.\phi}} \right) T_k \cdot 10^{-3}, \quad (5.30)$$



де  $L_{из}$  – робота, витрачена на ізотермічне стиснення, яка дорівнює величині питомої роботи  $A$  за табл. 5.1, Дж/м<sup>3</sup>;  $\eta_{из.ф} = \frac{L_{из} Q_k \cdot 10^{-3}}{60 \eta_d P_c}$  – фактичний ізотермічний ККД турбокомпресора [14].

За відсутності даних можна прийняти, що  $\eta_k = 0,6 \dots 0,8$  – для поршневих компресорів,  $0,6 \dots 0,7$  – для турбокомпресорів,  $\eta_n = 0,97$ ,  $\eta_d = 0,95$ .

**Таблиця 5.1**

**Величина питомої роботи компресорів**

Тиск, 10 <sup>5</sup> Па	Величина питомої роботи $A$ , 10 <sup>3</sup> Дж/м <sup>3</sup>		Тиск, 10 <sup>5</sup> Па	Величина питомої роботи $A$ , 10 <sup>3</sup> Дж/м <sup>3</sup>	
	поршневих компресорів	турбоком- пресорів		поршневих компресорів	турбоком- пресорів
4	154,01	–	8	241,30	204,05
5	179,52	–	9	258,00	215,33
6	203,06	175,60	12	292,30	–
7	220,79	190,30	–	–	–

*Інтенсивне охолодження компресорів* досягається за рахунок максимального використання проміжних холодильників для зниження температури стисненого повітря. Якщо температура стисненого повітря, що виходить з проміжного холодильника, перевищує допустиму, то річна нераціональна величина витрати електроенергії визначається так:

- для поршневого компресора

$$\Delta W = \frac{P_c(t - 60) 0,01}{6} T_k; \quad (5.31)$$

- для турбокомпресора

$$\Delta W = \frac{P_c(t - 70) 0,01}{7} T_k; \quad (5.32)$$

де  $t$  – температура стисненого повітря, що виходить з проміжного холодильника, °С.

*Застосування всмоктувальних трубопроводів резонансної довжини* на поршневих компресорах зменшує величину питомої витрати

електроенергії на 3 – 5 % при одночасному підвищенні продуктивності на 5 – 8 %. Необхідну резонансну довжину всмоктувального трубопроводу обчислюють за формулою (м)

$$l = \lambda / 4, \quad (5.33)$$

де  $\lambda = v / \nu$  – довжина звукової хвилі, м;  $v$  – швидкість звуку при температурі 20 °С, яка дорівнює 344 м/с;  $\nu = n_e / 60$  – частота звукових хвильових імпульсів;  $n_e$  – частота обертання колінчастого вала компресора, об/хв.

Річна нераціональна величина витрати електроенергії при роботі компресора з нерезонансною довжиною всмоктувального трубопроводу

$$\Delta W = 0,05 P_c T_k.$$

**Приклад 5.17.** Визначити резонансну довжину всмоктувального трубопроводу для компресора ВМ-16/70 при частоті обертання вала  $n_e = 500$  об/хв.

**Розв'язування.** Частота звукових хвильових імпульсів

$$\nu = 500/60 = 8,33 \text{ Гц,}$$

а довжина звукової хвилі

$$\lambda = 344 / 8,33 \approx 41,3 \text{ м.}$$

Тоді резонансна довжина трубопроводу згідно з формулою (5.33)

$$l = 41,3 / 4 \approx 10,3 \text{ м.}$$

Величина витрати стисненого повітря складається з корисної витрати повітря, споживаного пневмомеханізмами, та об'єму витоків. Останні поділяються на дві групи: витoki у магістральній пневмомережі та витoki у місцях приєднання механізмів.

Нормативна величина витоків першої групи залежить від довжини повітропровідної мережі (питома норма витoku на 1 км магістральної пневмомережі  $a_1 = 2,7 \text{ м}^3/\text{хв}$  при тиску  $4 \cdot 10^5 \text{ Па}$ ), а другої – від кількості постійно приєднаних до мережі механізмів (питома норма витoku  $a_2 = 0,35 \text{ м}^3/\text{хв}$  на одне приєднання при тиску  $4 \cdot 10^5 \text{ Па}$ ). Сумарне нормативне значення величини витоків

$$Q_{\text{вит.н}} = a_1 \sum l + a_2 m, \quad (5.34)$$

де  $\sum l$  – сумарна довжина пневмомережі з металевими трубами, км;  $m$  – загальна кількість приєднаних до пневмомережі механізмів.

Непродуктивну величину витрати електроенергії при нормативному значенні витоків (5.34) визначають згідно з технологічною нормою витрати електроенергії на вироблення стисненого повітря.

Величина витрати електроенергії компресором (кВт·год)

$$\Delta W = \frac{AQ_k T_k (1 + K_{\text{дон}})}{60 \eta_k \eta_n \eta_d} 10^{-3}, \quad (5.35)$$

де  $K_{\text{дон}} = P_{\text{дон}} / P_{\text{в.к}}$  – питома вага допоміжних електроприймачів компресорної установки;  $P_{\text{в.к}}$  і  $P_{\text{дон}}$  – встановлена потужність відповідно електроприймачів компресора та допоміжних електроприймачів, кВт.

**Приклад 5.18.** На компресорній станції шахти застосовують компресори типу ВГ–100, які задовольняють потреби шахти в стисненому повітрі в об'ємі  $150 \text{ м}^3/\text{хв}$  при тиску  $6 \cdot 10^5 \text{ Па}$ . Визначити технологічну норму витрати електроенергії на вироблення стисненого повітря за умови, що річне число годин роботи компресорів  $t_k = 4000 \text{ год}$ ;  $K_{\text{дон}} = 0,12$ ;  $\eta_k = 0,7$ ;  $\eta_n = 0,98$ ;  $\eta_d = 0,98$ ; довжина пневмомережі  $l = 4,3 \text{ км}$ ; кількість приєднань  $m = 5$ .

**Розв'язування.** Річну величину витрати електроенергії (кВт·год) на виробництво стисненого повітря розраховуємо за формулою (5.35), заздалегідь визначивши за табл. 5.1 величину  $A = 203,06 \cdot 10^3 \text{ Дж/м}^3$  (при тиску  $6 \cdot 10^5 \text{ Па}$ ).

$$W_k = \frac{203,06 \cdot 10^3 \cdot 150 \cdot 4000 (1 + 0,12) \cdot 10^{-3}}{60 \cdot 0,7 \cdot 0,98 \cdot 0,98} = 3382923,8.$$

Об'єм стисненого повітря, виробленого компресорами за рік:

$$Q_k = 150 \cdot 60 \cdot 4000 = 36000,0 \text{ тис. м}^3,$$

а технологічна питома величина витрати електроенергії на вироблення  $1 \text{ тис. м}^3$  стисненого повітря

$$H_{\text{т.к}} = W_k / Q_k = 3382923,8 / 36000 \approx 94 \text{ кВт·год/тис. м}^3.$$

Сумарна нормативна величина витоків повітря згідно з формулою (5.34)

$$Q_{\text{вит.н}} = 2,7 \cdot 4,3 + 0,35 \cdot 5 = 13,4 \text{ м}^3/\text{хв};$$

а за рік

$$Q_{\text{вит.н.р}} = 13,4 \cdot 60 \cdot 4000 = 3216,0 \text{ тис. м}^3,$$

що складає майже 10 % від об'єму виробленого стисненого повітря. Для нормативних величин витоків річна непродуктивна витрата електроенергії

$$\Delta W_k = 3216,0 \cdot 94 = 302,3 \text{ тис. кВт·год.}$$

Як свідчить практика, фактичні значення витоків повітря досягають 25–40 %, тобто значно перевищують нормативні.

## 5.6. Способи зменшення втрат електроенергії у повітряних та кабельних лініях

Як відомо, знизити рівень втрат електричної енергії у мережах можливо шляхом переведення мереж на більш високу напругу, заміни перерізу і матеріалу проводів, зменшення довжини ліній.

Втрати активної потужності  $\Delta P$  (кВт) і енергії  $\Delta W$  (кВт·год) у трифазних повітряних лініях і кабелях визначаються так:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P &= 3I^2 R \cdot 10^{-3}; \\ \Delta P &= \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R; \end{aligned} \right\} \quad (5.36)$$

$$\Delta W = \Delta P T_p, \quad (5.37)$$

де  $I$  – розрахунковий струм лінії, А;  $R = \rho L / S$  – активний опір проводу або жили кабелю, Ом;  $\rho$  – питомий опір матеріалу проводу при температурі 20 °С (для алюмінію і його сплавів – 0,026 – 0,029, міді 0,0175 – 0,018, сталі 0,1 – 0,14 Ом·мм<sup>2</sup>/м);  $L$  – довжина лінії, м;  $S$  – переріз провідника, мм<sup>2</sup>;  $P$ ,  $Q$  – відповідно розрахункова активна і реактивна потужності лінії, кВт або квар;  $U$  – лінійна напруга, кВ;  $T_p$  – тривалість роботи за розрахунковий період, год.

При переведенні мереж на більш високу напругу зменшення рівня втрат електроенергії у повітряних і кабельних лініях (кВт·год)

$$\Delta W = 0,003 \rho L T_p \left( \frac{I_1^2}{S_1} - \frac{I_2^2}{S_2} \right), \quad (5.38)$$

де  $I_1$ ,  $I_2$ ,  $S_1$ ,  $S_2$  – струми у лінії (А) та перерізи проводів (мм<sup>2</sup>) відповідно при низькій і високій напрузі.

Для зниження рівня втрат електроенергії у шахтних підземних мережах застосовують напругу 660 і 1140 В замість 380 В. Щодо подальшого переведення комплексно-механізованих очисних вибоїв вугільних шахт на напругу 1140 В (замість 660), то це дозволить знизити рівень втрат електроенергії у кабельній мережі, величина яких складає 10 – 15 тис. кВт·год на рік для одного вибою.

Для мереж, електроприймачі яких дозволяють застосовувати напругу 10 кВ замість 6, додаткове зниження рівня річних втрат

електроенергії складає близько 1 млн кВт·год на одне підприємство. Якщо перехід на напругу 10 кВ неможливий, то підвищення рівня енергоефективності досягається за рахунок заміни перерізу і матеріалу проводів, а також зменшення довжини ліній.

Зменшення рівня втрат електроенергії для таких умов розраховують за залежністю

$$\Delta W = 0,003 I^2 T_p \left( \rho_1 L_1 / S_1 - \rho_2 L_2 / S_2 \right), \quad (5.39)$$

яка набуває вигляду при заміні:

- перерізу проводів ( $\rho_1 = \rho_2 = \rho; L_1 = L_2 = L$ ):

$$\Delta W = 0,003 \rho L I^2 T_p (1/S_1 - 1/S_2); \quad (5.40)$$

- матеріалу проводів ( $L_1 = L_2 = L; S_1 = S_2 = S$ ):

$$\Delta W = 0,003 \frac{L}{S} I^2 T_p (\rho_1 - \rho_2); \quad (5.41)$$

- довжини лінії ( $\rho_1 = \rho_2 = \rho; S_1 = S_2 = S$ ):

$$\Delta W = 0,003 \frac{\rho}{S} I^2 T_p (L_1 - L_2); \quad (5.42)$$

- перерізу і матеріалу проводів ( $L_1 = L_2 = L$ ):

$$\Delta W = 0,003 L I^2 T_p \left( \frac{\rho_1}{S_1} - \frac{\rho_2}{S_2} \right). \quad (5.43)$$

Зниження рівня втрат електроенергії при її передачі можливо також за рахунок наближення джерела живлення до споживачів. Це дозволяє жити потужні електроустановки або їх групи не від стаціонарної, а пересувної підстанції, максимально наближеної до електроприймачів.

## 5.7. Зниження рівня втрат електричної енергії у силових трансформаторах

Досягається це за рахунок:

- забезпечення роботи трансформаторів при змінному графіку навантажень та кількості трансформаторів два та більше з мінімальними сумарними втратами (економічно доцільний режим роботи трансформаторів);

- переведення навантаження трансформаторів, які завантажені менш ніж на 30 %, на інші трансформатори;

- вимикання трансформаторів, які працюють на холостому ходу;
- заміни трансформаторів, які систематично завантажені не більш ніж на 30 %, менш потужними;
- перегрупування трансформаторів з метою забезпечення їх роботи з оптимальним завантаженням;
- регулювання коефіцієнта трансформації;
- застосування окремих трансформаторів для зовнішнього освітлення і власних потреб на стаціонарних установках.

Величина втрат активної потужності у двообмотковому трансформаторі (кВт) розраховується як

$$\Delta P'_{tr} = \Delta P'_{xx} + K_3^2 \Delta P'_{kz}, \quad (5.44)$$

де  $\Delta P'_{xx} = \Delta P_{xx} + K_e \Delta Q_{xx}$  – зведені втрати потужності холостого ходу, кВт;  $\Delta P_{xx}$  – втрати холостого ходу при номінальній напрузі (за паспортом), кВт;  $\Delta P'_{kz} = \Delta P_{kz} + K_e \Delta Q_{kz}$  – зведені втрати потужності короткого замикання;  $\Delta P_{kz}$  – втрати короткого замикання при номінальному навантаженні (за паспортом), кВт;  $K_3 = S_\phi / S_{ном}$  – коефіцієнт завантаження трансформатора, що визначається як відношення фактичного навантаження трансформатора  $S_\phi$  до його номінальної потужності  $S_{ном}$ ;  $\Delta Q_{xx} = S_{ном} I_{xx} / 100$  – реактивні втрати холостого ходу трансформатора, квар;  $I_{xx}$  – струм холостого ходу трансформатора (за паспортом), %;  $\Delta Q_{kz} = S_{ном} u_{kz} / 100$  – реактивні втрати короткого замикання трансформатора, квар;  $u_{kz}$  – напруга короткого замикання трансформатора (за паспортом), %;  $K_e$  – економічний еквівалент реактивної потужності (коефіцієнт втрат), значення якого залежно від місця установки трансформатора і особливостей системи електропостачання наведені у табл. 5.2 або вказуються енергопостачальною організацією, кВт/квар.

Величина втрат активної енергії у трансформаторі (кВт·год)

$$\Delta W = \Delta P'_{xx} T_3 + K_3^2 \Delta P'_{kz} T_p, \quad (5.45)$$

де  $T_3$  – загальна кількість годин роботи трансформатора;  $T_p$  – кількість годин роботи трансформатора з номінальним навантаженням, яке за місяць для працюючих в одну зміну підприємств дорівнює 200 годинам, в дві – 450, три – 700.

Таблиця 5.2

## Значення економічного еквівалента реактивної потужності

Трансформатори	$K_e$ , кВт/квар	
	у години максимального навантаження енергосистеми	у години мінімального навантаження енергосистеми
Живляться безпосередньо від шин електростанцій	0,02	0,02
Мережні, живляться від електростан- цій на генераторній напрузі	0,07	0,04
Знижувальні 110/35/10 кВ, живляться від районних мереж	0,1	0,06
Знижувальні 10–6/0,4 кВ, живляться від районних мереж	0,15	0,1

## Фактичне навантаження трансформатора (кВА)

$$S_{\phi} = W_a / (T_3 \cos \varphi_{cp}) \quad (5.46)$$

з урахуванням того, що

$$\cos \varphi_{cp} = W_a / \sqrt{W_a^2 + W_p^2}, \quad (5.47)$$

де  $\cos \varphi_{cp}$  – середньозважений коефіцієнт потужності трансформатора;  $W_a$ ,  $W_p$  – витрати відповідно активної та реактивної енергії за час  $T_3$  згідно з показаннями лічильників, встановлених на ввідному пристрої трансформатора.

Кількість одночасно працюючих трансформаторів визначають для забезпечення економічно доцільного режиму їх роботи з мінімальними втратами електроенергії. Якщо на підстанції встановлені однотипні трансформатори однакової потужності, то кількість одночасно працюючих трансформаторів визначається за таких умов:

- при зростанні навантаження підключити  $(n + 1)$ -й трансформатор, коли коефіцієнт завантаження працюючих трансформаторів

$$K_3 \geq \sqrt{\frac{n+1}{n}} \sqrt{\frac{\Delta P_{xx} + K_e \Delta Q_{xx}}{\Delta P_{кз} + K_e \Delta Q_{кз}}}, \quad (5.48)$$

- при зниженні навантаження відключити один трансформатор, коли коефіцієнт завантаження працюючих трансформаторів

$$K_3 \leq \sqrt{\frac{n-1}{n}} \sqrt{\frac{\Delta P_{xx} + K_e \Delta Q_{xx}}{\Delta P_{k3} + K_e \Delta Q_{k3}}}; \quad (5.49)$$

де  $n$  – кількість працюючих трансформаторів.

### 5.8. Ефективне використання електроенергії освітлювальними установками

Відомо, що підвищити рівень ефективності використання електроенергії при роботі освітлювальних установок можливо шляхом:

- переходу на більш економічні джерела світла;
- впровадження раціональних схем керування освітленням;
- вилучення завищеної встановленої потужності освітлювальних установок;
- застосування місцевого освітлення;
- підтримування номінальних рівнів напруги в освітлювальній мережі;
- зменшення часу роботи штучного освітлення;
- підвищення коефіцієнта використання освітлення;
- застосування автоматичних зарядних станцій для акумуляторних батарей.

Річна величина економії електроенергії при заміні старих світильників на нові з більш високими значеннями ККД (кВт·год)

$$\Delta W_{oc} = \Delta P_{oc} K_n T_{oc}, \quad (5.50)$$

де  $\Delta P_{oc} = (n_c P_c - n_e P_e)$  – різниця у встановленій потужності старих і нових світильників, кВт;  $n_c, n_e$  – кількість відповідно старих і встановлюваних світильників, шт.;  $P_c, P_e$  – потужність відповідно старого і встановлюваного світильника, кВт;  $K_n$  – коефіцієнт попиту освітлювального навантаження, що дорівнює 0,95 – для виробничих будівель, 0,6 – для електростанцій, складських приміщень;  $T_{oc}$  – річне число годин використання максимуму освітлювального навантаження, год.



**Приклад 5.19.** У результаті реконструкції цеху можлива заміна 100 ламп розжарювання потужністю 200 Вт кожна на 60 люмінесцентних потужністю по 80 Вт за умови дотримання рівня розрахункової освітленості робочих місць. Визначити очікуване зниження рівня електроспоживання, якщо  $K_n = 0,95$  і  $T_{oc} = 4000$  год.

**Розв'язування.** Різниця у встановленій потужності старих і нових ламп

$$\Delta P_{oc} = 100 \cdot 0,2 - 60 \cdot 0,08 = 15,2 \text{ кВт.}$$

Очікуване річне зниження рівня електроспоживання згідно з виразом (5.50)

$$\Delta W_{oc} = 15,2 \cdot 0,95 \cdot 4000 = 57760 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

## 5.9. Зниження споживання реактивної потужності асинхронними двигунами

Основними заходами зниження споживання реактивної потужності асинхронними двигунами є:

- точний вибір потужності та типу електродвигунів на стадії проектування та під час експлуатації.

Потужність електродвигунів слід вибирати згідно з режимами роботи відповідних механізмів без зайвих її запасів. Не слід встановлювати електродвигуни закритого типу в тих приміщеннях, де за умов навколишнього середовища і безпеки дозволено встановлювати двигуни відкритого або захищеного типу, оскільки ті мають гірші енергетичні показники. За інших рівних умов слід віддавати перевагу короткозамкненим АД, які порівняно з двигунами з фазним ротором мають кращі енергетичні характеристики;

- заміна малозавантажених АД двигунами меншої потужності.

Величина споживання реактивної потужності асинхронними двигунами залежить від їх завантаження та технічних параметрів. При номінальних завантаженні й напрузі АД споживає реактивну потужність:

$$Q_{ном} = P_{ном} \operatorname{tg} \varphi_n / \eta_n \quad (5.51)$$

де  $P_{ном}$ ,  $\eta_n$  – відповідно номінальна потужність (кВт) і ККД двигуна;  $\operatorname{tg} \varphi_n$  – тангенс, що відповідає номінальному значенню коефіцієнта потужності двигуна  $\cos \varphi_n$ .

Реактивна потужність, споживана з мережі АД при холостому ході, може бути розрахована так (квар):

$$Q_{xx} = \sqrt{3} U_{\partial} I_{xx}, \quad (5.52)$$

де  $I_{xx}$  – струм холостого ходу двигуна, А;  $U_{\partial}$  – напруга на затискачах двигуна, кВ.

Для асинхронних двигунів з номінальним коефіцієнтом потужності  $\cos\varphi_n$  у межах 0,91 – 0,93 реактивна потужність холостого ходу складає близько 60 % від потужності при номінальному завантаженні. Для двигунів з  $\cos\varphi_n$ , який дорівнює 0,77 – 0,79, вона досягає 70 %.

Збільшення величини споживання реактивної потужності при повному завантаженні двигуна порівняно з холостим ходом

$$\Delta Q_{ном} = Q_{ном} - Q_{xx} \approx \frac{P_{ном}}{\eta_n} \operatorname{tg} \varphi_n - \sqrt{3} U_{\partial} P_{xx}. \quad (5.53)$$

При завантаженні АД, меншому за номінальне, збільшення величини споживання реактивної потужності порівняно з холостим ходом пропорційне квадрату коефіцієнта завантаження двигуна, тобто  $\Delta Q = K_3^2 \Delta Q_{ном}$ , де  $K_3 = P_{\phi} / P_{ном}$  – коефіцієнт завантаження двигуна.

Реактивна потужність, споживана з мережі АД при будь-якому завантаженні,

$$Q_{ад} = Q_{xx} + \Delta Q_{ном} K_3^2. \quad (5.54)$$

З виразу (5.54) виходить, що заміна малозавантажених АД двигунами меншої потужності сприятиме зниженню споживання реактивної потужності.

При систематичному недовантаженні АД необхідно розглянути можливість збільшення завантаження виробничих механізмів, наприклад, шляхом підвищення кінцевого навантаження при канатній откатці, що, природно, буде сприяти роботі АД з підвищеними значеннями коефіцієнтів завантаження і потужності.

### Контрольні питання

1. Які технічні та технологічні заходи сприятимуть зниженню величини витрати електроенергії вентиляційними установками? Наведіть приклади.

2. Завдяки чому можливо підвищити ККД вентиляторів і систем електропривода та наскільки при цьому зменшується величина витрати електроенергії?

3. Поясніть явище підсосів (витоків) повітря у вентиляційній мережі. Як розрахувати зниження рівня електроспоживання у разі їх зменшення?
4. Як покращити стан вентиляційної мережі та розрахувати зниження величини витрати електроенергії при цьому?
5. Що таке депресія вентиляційної мережі та як її розрахувати?
6. За допомогою яких заходів виконується узгодження режиму роботи вентилятора з характеристикою мережі та для чого це потрібно?
7. Як розрахувати зменшення рівня електроспоживання від зміни кута установки лопаток на робочому колесі осьового вентилятора?
8. З якою метою та за допомогою яких заходів здійснюється підвищення активного навантаження двигуна вентилятора?
9. Викладіть основні шляхи зниження рівня електроспоживання підйомними установками.
10. Що таке тахограма підйомної установки?
11. За рахунок чого можна зменшити величину витрати електроенергії при експлуатації контактних електровозів та як її визначити?
12. На скільки можливо знизити рівень електроспоживання безконтактними електровозами з індуктивною передачею енергії порівняно з акумуляторними?
13. За рахунок яких технічних рішень можливо суттєво зменшити рівень електроспоживання конвеєрним транспортом?
14. Як розрахувати величину витрати електроенергії конвеєрним транспортом?
15. Назвіть один із прогресивних напрямів зниження рівня електроспоживання електроприводами конвеєрів.
16. Поясніть сутність складових витрати електроенергії конвеєрним транспортом.
17. Як визначити величину зниження витрати електроенергії конвеєрним транспортом?
18. Як розрахувати величину зниження витрати електроенергії у ланцюзі з двома конвеєрами?
19. Поясніть процес суміщення характеристик насоса і трубопроводу?
20. Назвіть етапи визначення величини втрати напору в трубопроводі.

21. На яке зменшення рівня електроспоживання насосною установкою слід розраховувати при зниженні опору трубопровідної мережі?

22. За рахунок чого забезпечується зниження рівня електроспоживання при заміні старих типів насосів на нові з більш високим ККД?

23. Що слід віднести до енергоефективних режимів роботи багатоагрегатних насосних станцій водовідливного комплексу шахт?

24. Які виникають проблеми при одночасному вмиканні робочих і резервних насосів? Що при цьому варто враховувати та контролювати?

25. Назвіть основні показники ефективної роботи насосної установки та шляхи їх підвищення.

26. За рахунок чого можливо підвищити ефективність використання електроенергії компресорними установками?

27. Як розрахувати рівень втрат електроенергії при зниженні ККД поршневого компресора?

28. Як розрахувати рівень втрат електроенергії при зниженні ККД турбокомпресора?

29. До чого призводить інтенсивне охолодження компресорів?

30. З якою метою застосовують всмоктувальні трубопроводи резонансної довжини на поршневих компресорах?

31. Назвіть шляхи зменшення рівня втрат електроенергії у повітряних і кабельних лініях.

32. Наведіть основні способи зменшення рівня втрат електроенергії у силових трансформаторах. Як їх розрахувати?

33. Як підвищити рівень ефективності використання електроенергії освітлювальними приладами?

34. За рахунок чого відбувається зниження споживання реактивної потужності асинхронними двигунами?

### **Завдання до самостійної роботи**

1. Досконально розглянути усі приклади, наведені у розд. 5, та висловити свої думки відносно загального зниження рівня електроспоживання технологічними установками.

2. Розглянути вираз (5.54) та зіставити його з матеріалом, викладеним у п. 4.3 частини обмежувачів холостого ходу (рис. 4.7).

## Теми рефератів

1. За результатами практики або згідно із завданням розрахувати зниження рівня електроспоживання однією із технологічних установок:

- вентилятор головного провітрювання;
- головна водовідливна установка;
- магістральний конвеєрний транспорт;
- підйомна установка;
- турбокомпресорна станція.

Отримані результати порівняйте з фактичними або з величиною економічного ефекту, отриманого при збільшенні завантаження робочих машин. У процесі вивчення вибраної технологічної установки сформулювати тему дипломної роботи або проекту.

*Матеріал цього розділу висвітлює шляхи підвищення рівня ефективності споживання електроенергії установками, задіяними в технологічних процесах. Студенти кафедри систем електропостачання не вивчають дисципліни, пов'язані з технологіями та технологічними процесами, що значно ускладнює процес засвоєння викладеного матеріалу. Тому основна мета розділу – тільки набуття відповідних знань. Для легшого сприйняття наведеного матеріалу в розділі міститься 19 розв'язаних задач.*

*На доповнення до розд. 4 розглядаються найбільш поширені технологічні установки, які задіяні на вугільних шахтах.*

*На конвеєрному транспорті за рахунок побудови бункерів можливо зменшити час роботи конвеєрів на холостому ході та підвищити їх завантаження. Ефективнішим напрямом є застосування систем регульованого електропривода з перетворювачами електроенергії, які набули значного поширення у технологічних операціях, де необхідне регулювання продуктивності (завантаження). Наприклад, на конвеєрному транспорті така система дозволяє значно зменшити величину витрати електроенергії на виконання відповідного обсягу робіт.*

## РОЗДІЛ 6

### ВПЛИВ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ НА ВЕЛИЧИНУ ЇЇ ВИТРАТИ ТА РІВЕНЬ ВТРАТ

*Мета розділу – усвідомити компромісні рішення при застосуванні у системах електропривода напівпровідникових перетворювачів електроенергії.*

#### **6.1. Загальні положення застосування напівпровідникових перетворювачів у системах регульованого електропривода**

Класифікація і систематизація систем електропривода, що використовуються для технологічних установок у різних галузях промисловості, наведена у ДСТУ 3886–99 "Енергозбереження. Системи електропривода. Метод аналізу і вибору". У стандарті окрім методу аналізу та вибору систем електропривода наведені рекомендації зі зниження величини витрати електроенергії та визначення раціональних режимів експлуатації технологічних установок.

Системи електропривода можна класифікувати за одним критерієм – застосування різноманітних НП для ефективного регулювання параметрів технологічного процесу. Враховуючи ідею та мету цього розділу, системи електропривода технологічних установок без НП надалі розглядатимуться лише епізодично з метою зіставлення переваг і недоліків. Їх будова, схемні рішення, конструктивне виконання, автоматизація, технологічні параметри і режими роботи достатньо повно викладені у багатьох літературних джерелах, наприклад, у роботі [19]. Так, наприклад, для підйомних установок шахт використовують "класичний" асинхронний електропривід з реостатним регулюванням в ланцюзі ротора, якому властивий цілий ряд недоліків, основними з яких є неможливість точної підтримки швидкостей "дотягування" без застосування механічного гальма та значні втрати електроенергії. Величина цих втрат прямо пропорційна різниці між номінальною та зниженою швидкостями та часу руху на зниженій швидкості. Для ВГП застосовується система синхронного електропривода з незалежним збудженням, основними перевагами якої є відносно невисока вартість і можливість компенсації реактивної потужності при роботі в режимі перезбудження. Проте недоліки такої системи роблять її неконкурентоспроможною порівняно із системами на базі НП: великі пускові струми (особливо для потужних вентилято-

рів) і значна тривалість пуску; необхідність в установленні системи збудження; низька надійність тиристорних збуджувачів тощо.

Існує два способи регулювання продуктивності технологічних установок: технологічне (механічне) регулювання і використання системи регульованого електропривода на базі НП електроенергії. Причому ефективність заходів першого способу невелика (часто це всього лише "уявна" економія електроенергії) і вони характеризуються обмеженими діапазоном регулювання та сферою застосування. Тоді як другий спосіб дозволяє регулювати продуктивність майже будь-якої технологічної установки у дуже великому діапазоні (від нуля до номінальної, а іноді й більше) з "дійсною" енергетичною ефективністю у вигляді зниження величини витрати електроенергії.

Зростання вимог до підвищення продуктивності машин, необхідність керування технологічним процесом, поява надійних і відносно недорогих НП – це основні передумови для широкого впровадження у 70-х роках минулого століття регульованого електропривода у всі галузі промисловості, особливо в металургійну. Для вугільних шахт України ця тенденція проявилася приблизно у 90-ті роки.

Нині всі провідні електротехнічні фірми випускають регульовані електроприводи комплектно з комп'ютерними засобами автоматизації у вигляді гнучкопрограмованих систем на базі: потужних польових транзисторів (MOSFET), біполярних транзисторів з ізольованим затвором (IGBT), замикальних тиристорів з інтегрованим керуванням (IGCT) та без нього (GTO). Основна перевага тиристорних перетворювачів – здатність працювати з великими струмами і напругами, витримуючи тривале навантаження та імпульсні дії. Вони також мають більш високий (до 98 %) ККД порівняно з перетворювачами на транзисторах, основними перевагами яких є проста система керування, висока надійність і повна керованість [20, 21].

Основним обладнанням вугільних шахт, на якому впроваджуються сучасні технології з перетворення електроенергії, є енергоємні стаціонарні установки: підйоми (головні та допоміжні), ВГП, компресори. Враховуючи специфіку технологічних процесів, використання НП у системах регульованого електропривода стаціонарних установок шахт дозволить отримати такі переваги [22–24]:

- підвищити безпеку та надійність роботи стаціонарних установок, що забезпечить нормальну ритмічну роботу всього підприємства;

- зменшити величину витрати електроенергії до 10 – 20 % залежно від типу технологічної установки та режиму її роботи;
- більш точно і плавно регулювати частоту обертання електродвигуна, що допоможе відмовитися від використання редукторів, варіаторів та іншої регулювальної апаратури та значно спростити керувану механічну схему і підвищити її надійність;
- плавно регулювати пуск двигуна (без підвищених пускових струмів і механічних ударів) та розгін, що знизить навантаження на двигун і збільшить термін його експлуатації;
- упровадити системи дистанційного керування стаціонарними установками і системи постійного моніторингу механізмів і електроприводів з мікропроцесорним керуванням;
- підвищити продуктивність підйомних установок на 10 – 15 % за рахунок "ущільнення" і строгого дотримання заданої тахограми підйому, витримки пауз між циклами при завантаженні–розвантаженні скіпів, автоматизації допоміжних операцій;
- візуально контролювати технологічні та механічні параметри установки (наприклад, як змінюється живильна напруга і струм, положення скіпу в стовбурі, кількість циклів підйому за добу тощо).

До основних недоліків застосування систем регульованого електропривода на базі НП слід віднести:

- генерацію значних електромагнітних перешкод, які виявляються під час спотворення синусоїдальної форми кривих напруги і струму живильної електричної мережі;
- низький коефіцієнт потужності, особливо при глибокому регулюванні швидкості обертання двигуна, що виявляється в значному обсязі та різкозмінних режимах споживання реактивної потужності та пов'язаних з цим коливаннях напруги;
- зниження коефіцієнта корисної дії та терміну служби двигунів, додаткові втрати потужності та енергії, пов'язані з погіршенням якості електроенергії при роботі НП;
- значні капітальні витрати тощо.

Отже, наявність істотних технологічних переваг перетворювачів енергії зумовила їх широке впровадження в системи регульованого електропривода різних технологічних процесів, у тому числі й стаціонарних установок вугільних шахт. Недоліків від застосування НП, які більш докладно розглянуті у п. 6.3, можливо уникнути при застосуванні у системах електропостачання спеціальних пристроїв, типи та характеристики яких наведені у п. 6.4.



## 6.2. Джерела вищих гармонік в електричних мережах шахт

### 6.2.1. Вентильні перетворювачі

Вентильні перетворювачі напруги є потужними джерелами гармонійних перешкод. У поширених 6–пульсних мостових схемах основними є 5, 7, 11 та 13-та гармоніки, які називаються канонічними (рис. 6.1, а). При використанні 12–пульсних схем для більш потужних установок теоретично немає 5 і 7-ї гармонік, а переважають 11, 13, 23 і 25-та [25, 26]. Такі перетворювачі застосовуються на вугільних шахтах, насамперед, у системах електропривода типу "тиристорний перетворювач – двигун постійного струму" на скіпових та клітьових підйомних установках. Це комплектні тиристорні електроприводи серій ЕКТЦ, КТЕУ тощо.

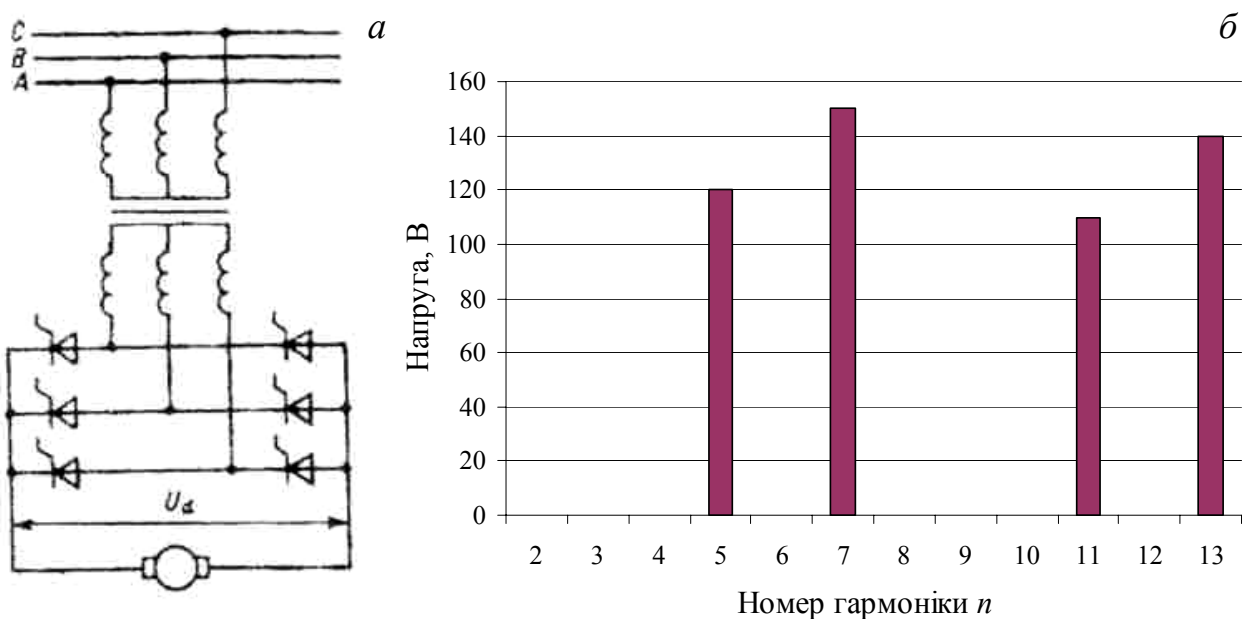


Рис. 6.1. Трифазна мостова схема 6–пульсного вентильного перетворювача (а) та амплітудний спектр кривої напруги (б)

**Приклад 6.1.** Визначити коефіцієнт спотворення синусоїдальності кривої напруги  $K_U$  (коефіцієнт несинусоїдальності напруги) для гармонійного спектра, що відповідає циклу роботи головного підйому шахти на номінальній напрузі  $U_{ном} = 6000$  В (рис. 6.1, б).

**Розв'язування.** Коефіцієнт  $n$ -ї гармоніки напруги  $K_{U(n)}$ , наприклад, 5-ї

$$K_{U(5)} = \frac{U_n}{U_{ном}} \cdot 100 = \frac{U_5}{U_{ном}} \cdot 100 = \frac{120}{6000} \cdot 100 = 2,0 \%$$

де  $U_n$  – діючі значення напруги відповідних гармонік, В.

Аналогічно знаходимо:  $K_{U(7)} = 2,5 \%$ ;  $K_{U(11)} = 1,83 \%$ ;  $K_{U(13)} = 2,33 \%$ .

Коефіцієнт несинусоїдальності напруги

$$K_U = \sqrt{\sum_{n=2}^{40} K_{U(n)}^2} = \sqrt{K_{U(5)}^2 + K_{U(7)}^2 + K_{U(11)}^2 + K_{U(13)}^2} = \\ = \sqrt{2,0^2 + 2,5^2 + 1,83^2 + 2,33^2} = 4,36 \%$$

Розрахований коефіцієнт несинусоїдальності напруги відповідає вимогам діючого міждержавного стандарту ГОСТ 13109–97 "Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения".

### 6.2.2. Перетворювачі частоти з ланкою постійного струму

Перетворювачі частоти з ланкою постійного струму є потужними джерелами вищих гармонік канонічних порядків (5, 7, 11, 13, 17, 19, 23, 25 ...) та інтергармонік (їх частота не кратна основній 50 Гц, наприклад, 88 Гц). Подвійне перетворення енергії, що відбувається у таких перетворювачах, трохи знижує ККД, але ряд переваг забезпечує широку сферу їх застосування у сучасному електроприводі, у тому числі й технологічних установок шахт. Наприклад, для ВГП розроблена система регульованого електропривода типу ПЧСВ на базі синхронного двигуна напругою 6 кВ з незалежним збудженням.

Перетворювач з ланкою постійного струму (рис. 6.2) складається з двох вентильних систем – випрямляча та інвертора (як правило, інвертора напруги). Ланка постійного струму включає індуктивність  $L_d$  і ємність  $C$ . Потужні перетворювачі частоти оснащуються вирівнювальним реактором  $L_d$ , призначеним для зменшення пульсацій струму  $I_d$ , а в малопотужних перетворювачах зв'язок випрямляча й інвертора здійснюється тільки за допомогою конденсатора  $C$ . До електричної мережі ПЧПС підключається безпосередньо, тобто без спеціального трансформатора [26].

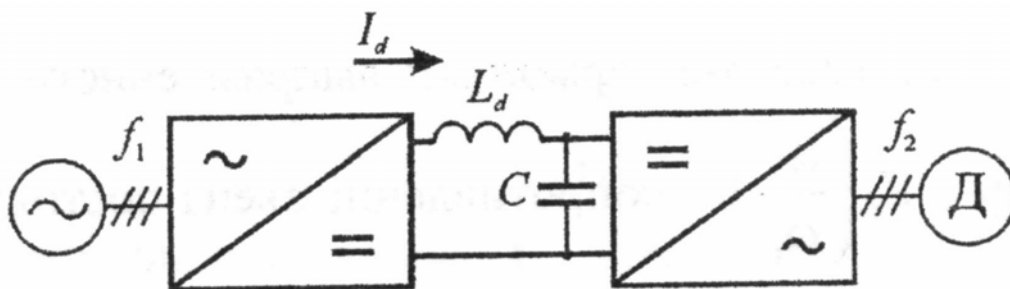
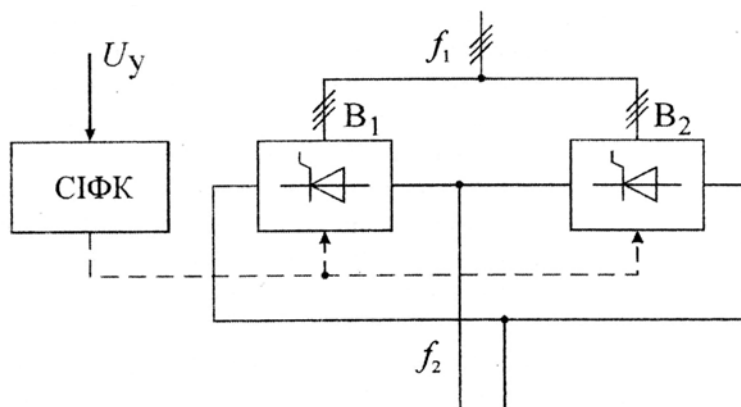


Рис. 6.2. Структурна схема ПЧПС

### 6.2.3. Безпосередні перетворювачі частоти

Перетворювачі частоти без проміжної ланки постійного струму або безпосередні перетворювачі частоти (циклоконвектори) генерують у живильні електричні мережі значні за рівнем вищі гармоніки канонічного ряду та інтергармоніки. Існує ряд типів і схем перетворювачів частоти, що мають своє практичне застосування. Одним із найпоширеніших типів є безпосередній перетворювач частоти з природною комутацією струму тиристорів, спрощена схема якого наведена на рис. 6.3. Схема містить два однакових вентильних комплекти  $B_1$  і  $B_2$ , які пропускають струм навантаження різної полярності. Частота  $f_2$  основної гармоніки струму навантаження визначається системою імпульсно - фазового керування СІФК [26].



**Рис. 6.3. Схема трифазно–однофазного циклоконвектора з природною комутацією**

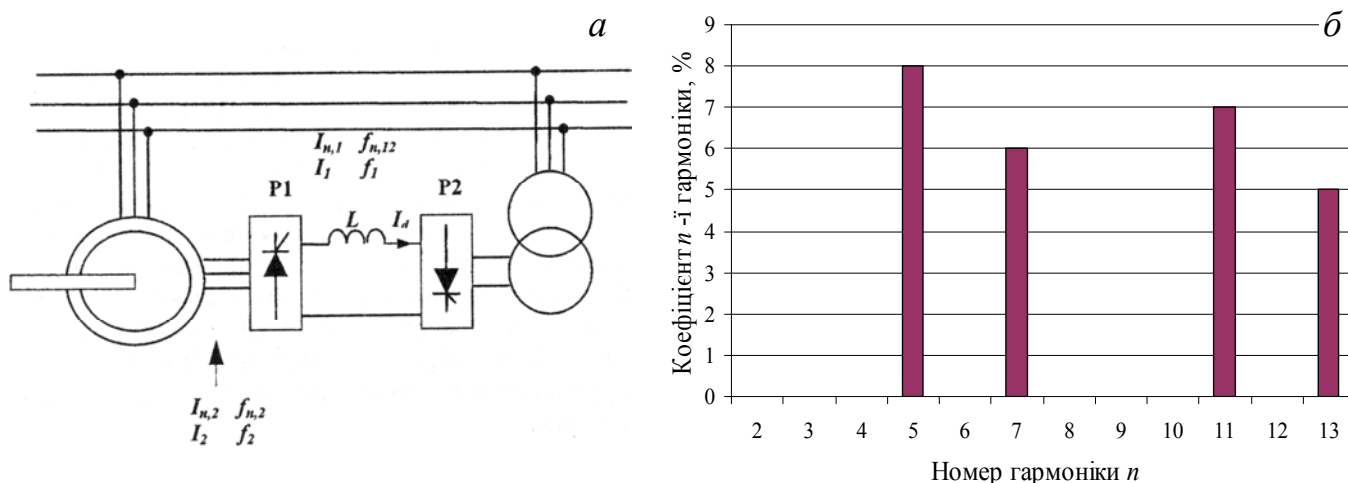
Більш удосконаленими є безпосередні перетворювачі частоти зі штучною комутацією тиристорів, які будуються за тими принциповими схемами, що й з природною комутацією, але з додатковою ланкою (ланками) штучної комутації.

У системах електропривода технологічних установок вугільних шахт також застосовують безпосередні перетворювачі частоти, наприклад, в апаратурі частотного електропривода серії ПЧВ-К У5 для потужних магістральних конвеєрів з асинхронними двигунами з короткозамкненим ротором.

### 6.2.4. Каскадні схеми на базі асинхронного двигуна

Як відомо, асинхронні двигуни найбільше застосовуються на вугільних шахтах, а тому саме різноманітні каскадні схеми електропри-

вода на їх базі (асинхронний вентильний, інверторний або тиристорний каскади) широко використовуються для регулювання технологічних параметрів різних установок. Водночас каскадні схеми дуже погіршують якість напруги та струму в системі електропостачання, що викликано наявністю двох перетворювачів P1 і P2 та електричним зв'язком із живильною мережею як статора, так і ротора керуемого асинхронного двигуна (рис. 6.4, а).



**Рис. 6.4. Принципова схема каскадного електропривода (а) та вигляд гармонійного спектра струму при його роботі (б)**

Саме тому при роботі асинхронного каскаду у струмі мережі можуть з'явитися складові таких частот [26]:

1. Канонічні гармоніки, що генеруються перетворювачем P2:

$$f_k = (p_2 k \pm 1) f_1,$$

де  $p_2$  – пульсність перетворювача P2;  $f_1 = 50$  Гц – основна частота електричної мережі;  $k = 0, 1, 2, \dots$

2. Інтергармоніки з частотами  $f_{n,12}$ , які за допомогою перетворювача P2 переходять у живильну мережу як бічні складові навколо його канонічних гармонік.

3. Гармонійні складові, наявність яких обумовлена трансформацією гармонік ротора на бік статора. Складові струмів ротора з частотою  $f_{n,2}$  з'являються в статорі з частотою  $f_{n,1}$ .

На вугільних шахтах останнім часом у системах електропривода головних підйомних та вентиляторних установок застосовують схему АТК на базі асинхронного двигуна з фазним ротором напругою 6 кВ.

**Приклад 6.2.** Визначити діюче значення повного струму, споживаного з мережі двигуном системи АТК для електропривода вентилятора головного провітрювання, якщо діюче значення струму основної гармоніки  $I_1 = 120$  А, а спектр вищих гармонік має такий вигляд, як на рис. 6.4, б (постійну складову струму можна не враховувати).

**Розв'язування.** Діючі значення  $n$ -ї гармонійної складової струму

$$I_5 = \frac{K_{I(n)}}{100} \cdot I_1 = \frac{K_{I(5)}}{100} \cdot I_1 = \frac{8}{100} \cdot 120 = 9,6 \text{ А,}$$

де  $K_{I(n)}$  – коефіцієнт  $n$ -ї гармонійної складової струму, % (рис. 6.4, б).

Аналогічно знаходимо:  $I_7 = 7,2$  А;  $I_{11} = 8,4$  А;  $I_{13} = 6,0$  А.

Тоді діюче значення повного струму

$$I = \sqrt{\sum_{n=1}^{40} I_n^2} = \sqrt{I_1^2 + I_5^2 + I_7^2 + I_{11}^2 + I_{13}^2} = \sqrt{120^2 + 9,6^2 + 7,2^2 + 8,4^2 + 6^2} = 121,04 \text{ А.}$$

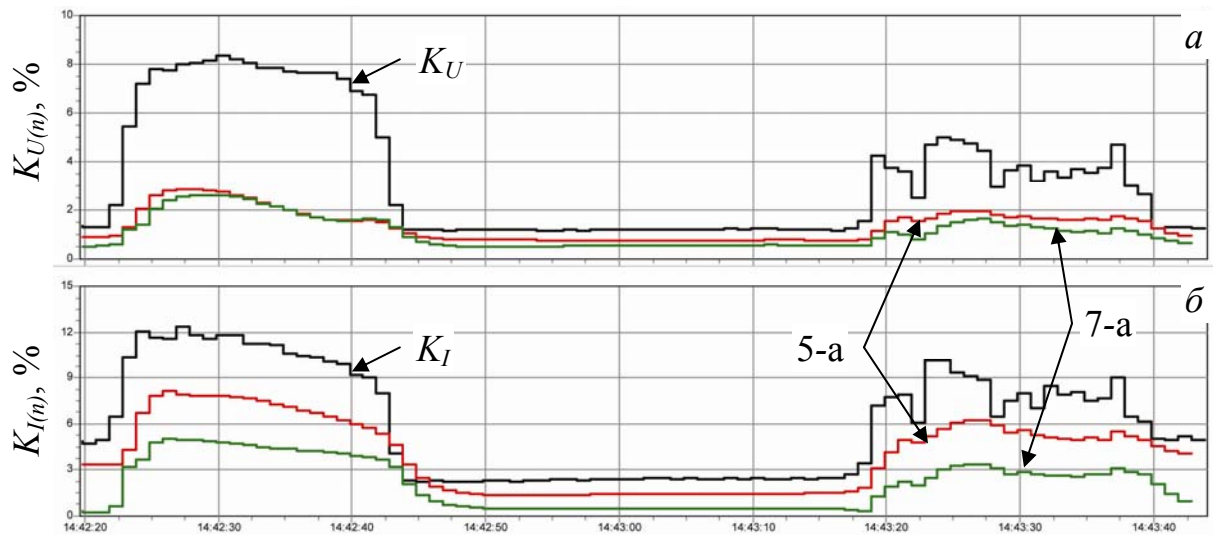
Бачимо, що повний споживаний з мережі струм за рахунок появи вищих гармонійних складових збільшився на 1,04 А. Для умов прикладу таке зростання несуттєве, однак при іншому спектральному складі та більших рівнях вищих гармонік повний струм може збільшитися настільки, що це потребує заміни живильного кабелю, комутаційної апаратури тощо. Окрім цього, пропорційно його величині зростають втрати електроенергії в елементах СЕП.

### 6.3. Основні негативні наслідки застосування систем регульованого електропривода

#### 6.3.1. Додаткові втрати потужності та енергії від струмів вищих гармонік

Відповідно до п. 6.2 усі системи регульованого електропривода на базі напівпровідникових перетворювачів є джерелами вищих гармонік напруги та струму в живильну мережу, які, окрім усього іншого, викликають додаткові втрати активної потужності в електрообладнанні, що знаходиться під впливом неякісної електроенергії. Зазвичай враховують додаткові втрати енергії в обмотках статора та ротора двигунів (втрати в міді), а втратами в сталі нехтують.

На рис. 6.5 розглянуто криві, які характеризують процес зміни коефіцієнтів несинусоїдальності напруги і струму в циклі роботи головного підйомної установки з електроприводом за системою АТК та підтверджують висновок стосовно суттєвого "забруднення" живильної мережі вищими гармоніками при використанні напівпровідникових перетворювачів.



**Рис. 6.5. Криві зміни коефіцієнта несинусоїдальності напруги (а) та струму (б) у циклі роботи головної підйомної установки із системою АТК**

Додаткові втрати в асинхронних двигунах, обумовлені вищими гармоніками, визначаються за такими формулами [25, 26]:

$$\Delta P_{АД}^{(n)} = \Delta P_{м.ном} \sum_{n=2}^m K_{I(n)}^2 \sqrt{n}; \quad (6.1)$$

$$\Delta P_{АД}^{(n)} = 2\Delta P_{м.ном} k_{nc}^2 \sum_{n=2}^m K_{U(n)}^2 \frac{1}{n\sqrt{n}},$$

де  $\Delta P_{м.ном}$  – номінальні втрати в міді статора електродвигуна, кВт;  $n$  – порядковий номер гармоніки;  $k_{nc}$  – кратність пускового струму;  $K_{I(n)} = I_n / I_1$  та  $K_{U(n)} = U_n / U_1$  – коефіцієнти  $n$ -ї гармонійної складової струму та напруги відповідно, в.о.;  $I_n$  та  $U_n$  – діючі значення струму (А) та напруги (В)  $n$ -ї гармоніки відповідно;  $I_1$  та  $U_1$  – діючі значення струму (А) та напруги (В) першої (основної) гармоніки відповідно.

Додаткові втрати в синхронних машинах, обумовлені вищими гармоніками,

$$\Delta P_{СД}^{(n)} = k_{см} P_{ном} \sum_{n=2}^m K_{U(n)}^2 \frac{1}{n\sqrt{n}},$$

де  $P_{ном}$  – номінальна потужність електродвигуна, кВт;  $k_{см}$  – коефіцієнт синхронної машини, що залежить від її типу [25].

Втрати активної потужності від струмів вищих гармонік у трансформаторах

$$\Delta P_{TP}^{(n)} = 3 \sum_{n=2}^m I_n^2 r_k k_n,$$

де  $I_n$  – струм  $n$ -ї гармоніки, що проходить через трансформатор;  $r_k$  – опір короткого замикання трансформатора при промисловій частоті;  $k_n$  – коефіцієнт, що враховує збільшення опору короткого замикання для вищих гармонік унаслідок впливу поверхневого ефекту та ефекту близькості (для силових трансформаторів можна прийняти:  $k_5 = 2,1$ ;  $k_7 = 2,5$ ;  $k_{11} = 3,2$ ;  $k_{13} = 3,7$ ).

*Додаткові втрати потужності в силових трансформаторах (кВт) також можна визначити за формулою (при цьому нехтуємо додатковими втратами холостого ходу від струмів вищих гармонік)*

$$\Delta P_{TP}^{(n)} = 1,291 \frac{\Delta P_{кз}}{u_{кз}^2} \sum_{n=2}^m \frac{1 + 0,05n^2}{n\sqrt{n}} K_{U(n)}^2, \quad (6.2)$$

де  $\Delta P_{кз}$  – втрати короткого замикання трансформатора, кВт;  $u_{кз}$  – напруга короткого замикання, в.о.

*Додаткові втрати потужності в батареях конденсаторів (Вт) при їх приєднанні до шин без захисного реактора визначаються з урахуванням припущення, що коефіцієнт діелектричних втрат  $\text{tg}\delta$  однаковий для усіх вищих гармонік (включно до 13-ї гармоніки):*

$$\Delta P_{БК}^{(n)} = 3\omega C \text{tg}\delta \sum_{n=1}^{13} n U_n^2,$$

де  $U_n$  – напруга  $n$ -ї гармоніки (включаючи інтергармоніки) на шинах після підключення батареї конденсаторів, В;  $C$  – ємність конденсаторів, Ф;  $\omega$  – кутова частота, рад.

*Додаткові втрати потужності в конденсаторних установках (кВт) від несинусоїдальності [27]*

$$\Delta P_{БК}^{(n)} = 10^{-4} Q_n \text{tg}\delta \sum_{n=2}^{40} n K_{U(n)}^2,$$

де  $Q_n$  – номінальна реактивна потужність установки, квар.

*Додаткові втрати потужності у фільтрокомпенсувальних пристроях  $n$ -ї гармоніки (Вт) складаються переважно із втрат у реак-*

торі та батареї конденсаторів на частотах вищих гармонік та інтергармонік, на які налаштований ФКП (втратами від інших вищих гармонік, що проникають у фільтр, можна знехтувати) [26]:

$$\Delta P_{\text{ФКП}}^{(n)} = 3I_n^2 r_p \sqrt{n} + 3nU_n^2 \omega \text{Ctg}\delta,$$

де  $I_n$  – струм  $n$ -ї гармоніки, що проходить через фільтр;  $r_p \sqrt{n}$  – активний опір реактора для  $n$ -ї гармоніки за припущення різкого прояву поверхневого ефекту.

Додаткові втрати потужності в лініях електропередачі за умови різкого прояву поверхневого ефекту

$$\Delta P_{\text{ЛЕП}}^{(n)} = 3r_l \sum_{n=2}^m I_n^2 \sqrt{n}, \quad (6.3)$$

де  $r_l$  – активний опір ЛЕП на основній частоті, Ом.

Додаткові втрати потужності від струмів вищих гармонік викликають відповідні втрати електроенергії, що визначаються за відомими формулами для різних видів електрообладнання та прямо пропорційні часу роботи устаткування за умов впливу несинусоїдальних напруги та струму.

**Приклад 6.3.** Для умов прикладу 6.2 визначити додаткові втрати активної потужності від вищих гармонік в асинхронному двигуні системи АТК з номінальними втратами в міді статора  $\Delta P_{\text{м.ном}} = 240$  кВт та в живильній кабельній лінії довжиною  $l_k = 400$  м з питомим активним опором  $r_{0к} = 0,28$  Ом/км.

**Розв'язування.** Додаткові втрати потужності від вищих гармонік в асинхронному двигуні

$$\begin{aligned} \Delta P_{\text{АД}}^{(n)} &= \Delta P_{\text{м.ном}} \sum_{n=2}^m K_{I(n)}^2 \sqrt{n} = \Delta P_{\text{м.ном}} \left( K_{I(5)}^2 \sqrt{5} + K_{I(7)}^2 \sqrt{7} + K_{I(11)}^2 \sqrt{11} + K_{I(13)}^2 \sqrt{13} \right) = \\ &= 240 \left( 0,08^2 \sqrt{5} + 0,06^2 \sqrt{7} + 0,07^2 \sqrt{11} + 0,05^2 \sqrt{13} \right) = 11,8 \text{ кВт}, \end{aligned}$$

де  $K_{I(n)}$  – коефіцієнти  $n$ -ї гармонійної складової струму згідно з рис. 6.4, б, в.о.

За формулою (6.3) додаткові втрати в кабельній ЛЕП

$$\begin{aligned} \Delta P_{\text{ЛЕП}}^{(n)} &= 3r_l \sum_{n=2}^m I_n^2 \sqrt{n} = 3r_{0к} l_k \left( I_5^2 \sqrt{5} + I_7^2 \sqrt{7} + I_{11}^2 \sqrt{11} + I_{13}^2 \sqrt{13} \right) = \\ &= 3 \cdot 0,28 \cdot 0,4 \left( 9,6^2 \sqrt{5} + 7,2^2 \sqrt{7} + 8,4^2 \sqrt{11} + 6^2 \sqrt{13} \right) = 0,24 \text{ кВт}, \end{aligned}$$

де  $r_l = r_{0к} l_k$  – активний опір кабельної ЛЕП, Ом;  $I_n$  – струм  $n$ -ї гармоніки, А.



Сумарні втрати активної потужності, що визначають зростання величини витрати електроенергії, для умов прикладу сягають 12 кВт, що досить суттєво.

**Приклад 6.4.** Для умов прикладу 6.1 визначити додаткові втрати активної потужності від вищих гармонік у силовому трансформаторі типу ТРДН-25000/110 головної знижувальної підстанції шахти.

**Розв'язування.** Додаткові втрати потужності від вищих гармонік у силовому трансформаторі за формулою (6.2)

$$\Delta P_{TP}^{(n)} = 1,291 \frac{\Delta P_{K3}}{u_{K3}^2} \sum_{n=2}^m \frac{1 + 0,05n^2}{n\sqrt{n}} K_{U(n)}^2 = 1,291 \frac{120}{0,105^2} \times$$

$$\times \left( \frac{1 + 0,05 \cdot 5^2}{5\sqrt{5}} 0,02^2 + \frac{1 + 0,05 \cdot 7^2}{7\sqrt{7}} 0,025^2 + \frac{1 + 0,05 \cdot 11^2}{11\sqrt{11}} 0,0183^2 + \frac{1 + 0,05 \cdot 13^2}{13\sqrt{13}} 0,023^2 \right) =$$

$$= 5,2 \text{ кВт},$$

де  $\Delta P_{K3} = 120$  кВт і  $u_{K3} = 0,105$  в.о. – рівень втрат потужності та напруга короткого замикання трансформатора ТРДН-25000/110 (довідкові матеріали).

Для зазначеного у прикладі гармонійного спектра та рівня вищих гармонік додаткові витрати електроенергії у силовому трансформаторі сягнуть величини понад 45 МВт·год на рік, що підтверджує важливість вирішення проблеми її якості.

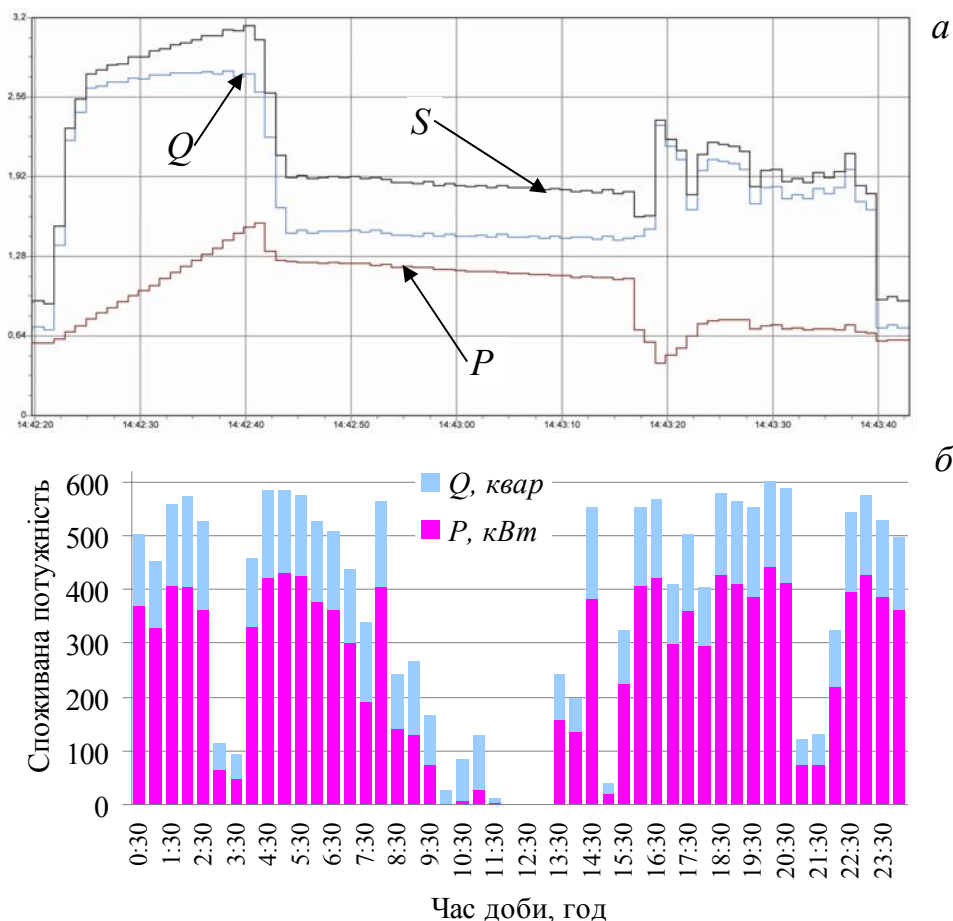
Слід розуміти, що додаткові втрати потужності та електроенергії в елементах СЕП та привідних двигунах від несінусоїдальності напруги та струму значно менші за втрати, викликані перетоками реактивної потужності та відповідним низьким значенням  $\cos\phi$  (див. п. 1.2). Такі значні за величиною перетоки зумовлені застосуванням напівпровідникових перетворювачів у системах регульованого електропривода. Розглянемо цю проблему детальніше.

### 6.3.2. Проблема компенсації реактивної потужності

Робота систем регульованого електропривода на базі НП характеризується різкозмінним режимом споживання реактивної потужності з мережі, особливо для технологічного устаткування, що потребує "глибокого" регулювання за відносно короткі проміжки часу (наприклад, підйомних установок). Для такого режиму характерні значні за величиною стрибки споживання реактивної енергії та низький коефіцієнт потужності  $\cos\phi$  (наприклад, для підйомних установок його середньозважене за цикл роботи значення складає лише 0,3 – 0,6).

Як підтвердження останньої тези, на рис. 6.6 наведені криві споживання активної  $P$ , реактивної  $Q$  та повної  $S$  потужностей за

цикл роботи головної підйомної установки із системою АТК, а також її добовий графік електричного навантаження.



**Рис. 6.6. Криві споживання потужностей за цикл роботи головної підйомної установки із системою АТК (а) та її фактичний добовий ГЕН (б)**

Форма кривих зміни потужностей свідчить, що значне споживання її реактивної складової спостерігається в періоди несталого руху скіпа, тобто в процесі його розгону, гальмування й розвантаження. У цей час величина споживаної реактивної потужності в 1,5 – 2 рази перевищує активну. В процесі сталого руху скіпа стрибків споживання реактивного навантаження не відбувається, і його величина порівняна з активним. Це підтверджує тезу про те, що "глибоке" регулювання технологічних параметрів за допомогою напівпровідникових перетворювачів значно знижує величину коефіцієнта потужності.

У системах реверсивних тиристорних електроприводів з міркувань забезпечення сталої роботи інвертора діапазон зміни кута регулювання тиристорів складає 30–150 електричних градусів. При цьому під час регулювання швидкості приводу коефіцієнт потужності

змінюється від  $\cos 30^\circ$  ( $150^\circ$ ), який дорівнює 0,866 при номінальній швидкості електродвигуна, до  $\cos 90^\circ$ , який дорівнює нулю при нульовій швидкості (двигун не обертається), тобто найбільш складні режими з точки зору споживання реактивної потужності – це режими розгону та гальмування приводів (мінімальних швидкостей), оскільки при цьому з мережі споживається максимальний струм індуктивного характеру [24].

За умови несинусоїдальності напруги й струму в електричній мережі компенсація реактивної потужності за допомогою найбільш розповсюджених БСК значно ускладнюється або взагалі виявляється неможливою. Це пов'язано з декількома основними факторами. По-перше, батареї конденсаторів можуть довгий час працювати при перевантаженні струмами вищих гармонік, які не перевищують 30 %, та підвищених до 10 % напрузі. Однак опір саме конденсаторів значно зменшується зі зростанням частоти, тому у цих умовах термін їхньої роботи скорочується (особливо це стосується батарей, що приєднуються до мережі безпосередньо, тобто без захисних реакторів). По-друге, значення ємності конденсаторів та індуктивності електричної мережі можуть спровокувати в системі електропостачання режим, близький до резонансу струмів на частоті будь-якої з гармонік. Звичайно, що такий режим призводить до перевантаження батарей конденсаторів та виходу їх із ладу. По-третє, різкозмінний режим споживання реактивної потужності (короткотривалі стрибки і провали) при застосуванні систем електропривода на базі напівпровідникових перетворювачів робить неефективним використання нерегульованих або ступенево регульованих конденсаторних установок. Для таких умов необхідне впровадження фільтрокомпенсуювальних пристроїв, величина генерованої реактивної потужності яких регулюється в масштабі реального часу (див. п. 6.4).

Отже, величина потенціалу зниження величини витрати електроенергії при використанні регульованого електропривода залежить від необхідного (або наявного) діапазону регулювання продуктивності технологічної установки. При наближенні фактичних регульованих параметрів установки до номінальних енергетична ефективність застосування систем регульованого електропривода щодо зниження величини витрати електроенергії зменшується, а при їх рівності й зовсім зникає. Водночас при "глибокому" регулюванні значно зростає споживання реактивної потужності та спотворюється синусоїдальна форма кривих напруги та струму в електричній мережі.

### 6.3.3. Інші негативні наслідки впливу вищих гармонік струму та напруги

За умови несинусоїдальної напруги, окрім додаткових втрат активної потужності та енергії в елементах системи електропостачання та електричних машинах (див. п. 6.3.1), а також ускладнення режиму компенсації реактивної потужності за допомогою батарей конденсаторів (див. п. 6.3.2) спостерігається ряд інших негативних явищ. Рівень прояву таких явищ залежить від потужностей джерел вищих гармонік та системи електропостачання, що оцінюється потужністю короткого замикання у місці приєднання нелінійного навантаження.

У результаті додаткового нагріву струмами вищих гармонік та інтенсифікації іонізаційних процесів скорочується термін служби ізоляції електричних машин і апаратів, що особливо виявляється при експлуатації "незахищених" батарей конденсаторів [25, 26].

При роботі асинхронних двигунів в умовах несинусоїдальної напруги їх коефіцієнт потужності й обертальний момент на валу незначно знижуються внаслідок впливу струмів вищих гармонік та зворотної послідовності.

При несинусоїдальних режимах роботи облік електроенергії пов'язаний зі значними похибками, значення яких залежать від вимірювальної системи лічильника, його частотної характеристики, місця встановлення та інших факторів. Наприклад, електронні лічильники мають позитивну частотну похибку, тому в мережах з несинусоїдальною напругою має місце недооблік електроенергії, а в іншому випадку – переоблік.

Вплив вищих гармонік на системи імпульсно-фазового керування перетворювачів може призвести до появи так званої гармонійної нестійкості, тобто до появи на шинах багатопульсного напівпровідникового перетворювача великої напруги парної гармоніки або кратної трьом. При цьому можливо порушення комутації, і як наслідок робота системи може виявитися нестійкою.

Вищі гармоніки струму й напруги в мережі погіршують роботу телемеханічних пристроїв, якщо силові кола використовуються як канали зв'язку для диспетчерського керування, ускладнюють застосування системи телекерування по лініях розподільних мереж.

Окрім цього, струми вищих гармонік призводять до погіршення роботи високочастотного зв'язку й систем автоматики, а також викликають помилкове спрацьовування деяких релейних захистів.

Особливо це стосується пристроїв, що мають у своєму складі напівпровідникові елементи.

За умови несинусоїдальності напруги й струму підсилюється вплив інших видів електромагнітних перешкод. Наприклад, при зниженні напруги в мережі внаслідок різних причин імовірність відмов електронних систем обліку, захисту та керування в умовах несинусоїдальних режимів значно зростає.

#### **6.4. Шляхи вирішення проблеми підвищення якості електроенергії**

Для підвищення показників якості електроенергії використовуються різні методи й технічні засоби. Батареї статичних конденсаторів застосовуються безпосередньо для компенсації реактивної потужності. Як додаток до неї, фільтрокомпенсувальні пристрої на базі простих резонансних або складних комбінованих фільтрів забезпечують також фільтрацію вищих гармонік та інтергармонік. Ще більші можливості мають активні й гібридні фільтри, за допомогою яких також знижується рівень інтергармонік [25, 26].

*Пряма компенсація* передбачає генерування реактивної потужності за допомогою БСК зі ступеневим або плавним регулюванням. У першому разі різну кількість секцій батарей конденсаторів підключають за допомогою тиристорних ключів, у другому – використовують перетворювачі частоти зі штучною комутацією тиристорів. Однак за умов несинусоїдальних режимів пряма компенсація виявляється вкрай неефективною (див. п. 6.3.2).

Зниження рівнів вищих гармонік у мережах потребує комплексного підходу, оснований на застосуванні *резонансних фільтрів*, які називаються *фільтрокомпенсувальними пристроями*, що разом зі зниженням несинусоїдальності генерують реактивну потужність.

При паралельному з'єднанні *LC*-кіл, налаштованих на частоти окремих гармонік, реалізується ланцюжковий ФКП. Дефіцит реактивної потужності в цьому разі може бути повністю покритий за допомогою БСК, встановлена потужність яких використовується на 80 – 90 %. Отже, фільтрокомпенсувальні пристрої за своєю будовою є найбільш простими й економічними, що забезпечило їхнє широке застосування.

*Активні фільтри* є перспективними багатофункціональними пристроями, що забезпечують залежно від їх схем фільтрацію вищих

гармонік та інтергармонік, компенсацію реактивної потужності, зменшення глибини й тривалості провалів напруги, регулювання напруги у споживача.

Взагалі АФ являє собою джерело реактивного струму навантаження основної частоти, вищих гармонік та інтергармонік, яке приєднується паралельно навантаженню або послідовно в роз'язття лінії. Пристрій керування АФ забезпечує формування сигналів відповідно до алгоритму, що дозволяє активним фільтрам генерувати реактивний компенсувальний струм основної частоти та струми вищих гармонік й інтергармонік, щоб у сумі зі струмом нелінійного навантаження в мережі отримати активний струм практично синусоїдальної форми.

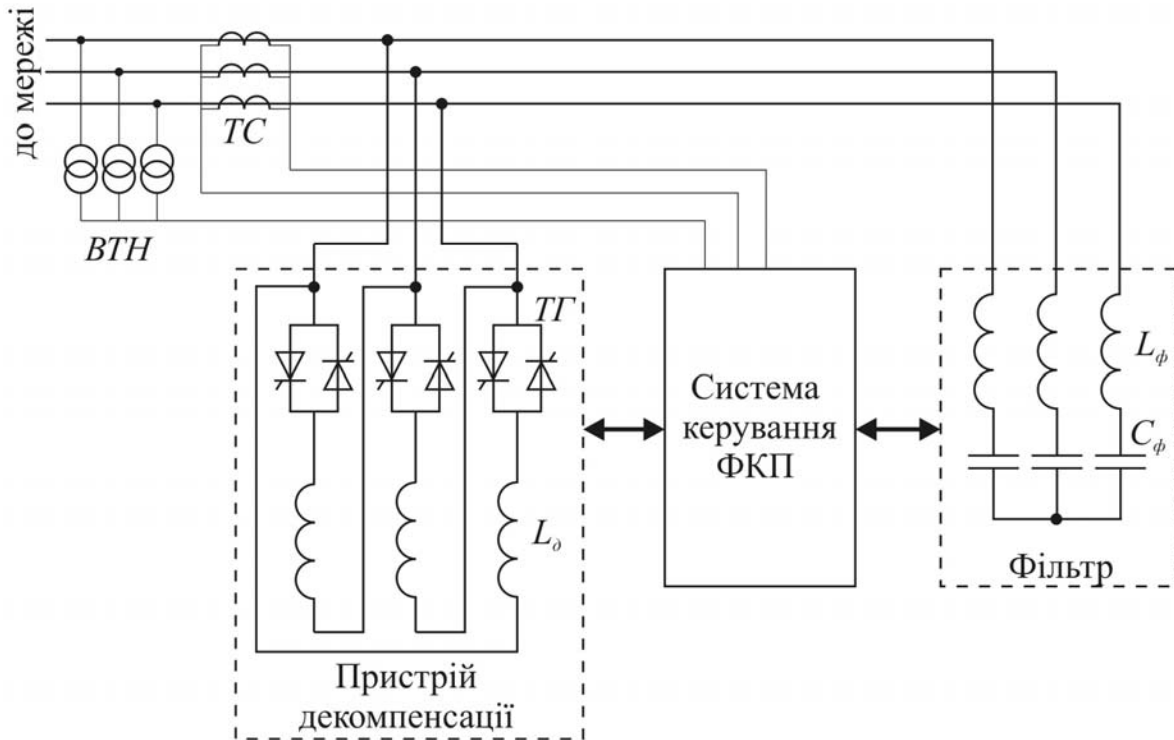
Основним недоліком АФ є його значна вартість, особливо для високої напруги та великих потужностей.

Інший різновид активної фільтрації полягає у використанні *гібридних фільтрів*, у яких активний фільтр вмикається паралельно або послідовно з фільтрокомпенсувальним пристроєм. При цьому ФКП налаштовується на частоти значущих вищих гармонік, а АФ забезпечує додаткове зниження несинусоїдальності. У цьому разі потрібна значно менша встановлена потужність активного фільтра, який дорого коштує.

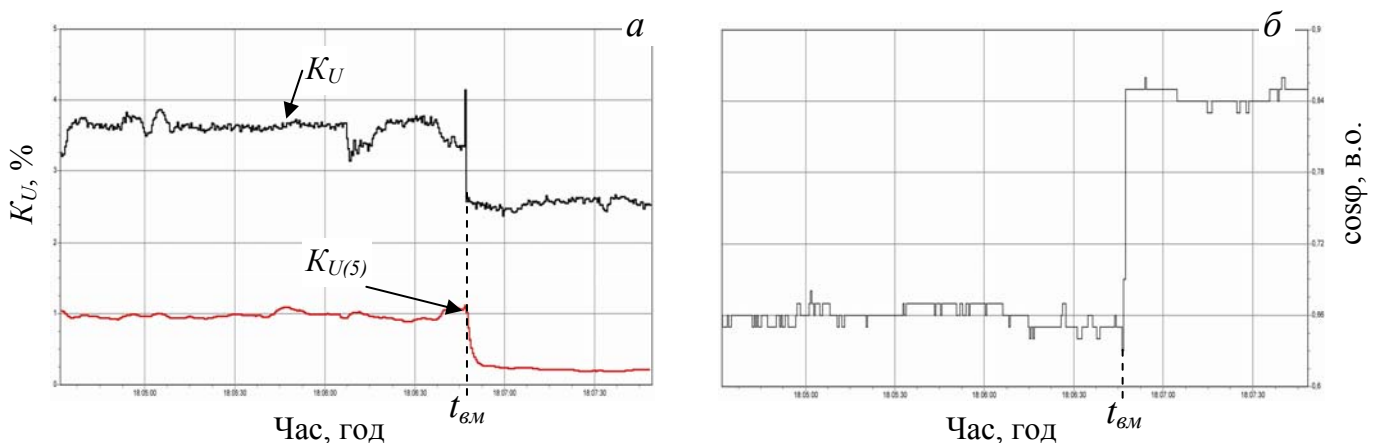
Одне з найбільш ефективних рішень з підвищення якості електроенергії в електричних мережах з нелінійним навантаженням – використання регульованого ФКП, структурна схема якого наведена на рис. 6.7. Пристрій складається з фільтра  $n$ -ї гармоніки (або гармонік), індуктивність  $L_\phi$  та ємність  $C_\phi$  якого налаштовуються на відповідну частоту. Ємність забезпечує також постійну компенсацію реактивної потужності. Пристрій декомпенсації, що складається з дроселів  $L_\delta$  та тиристорних груп  $ТГ$ , "забирає" в себе надлишки реактивної потужності при перекомпенсації, обсяг якої визначається за допомогою вимірювальних трансформаторів напруги  $ВТН$  та струму  $ТС$ . Система керування ФКП окрім загальновідомих відповідних функцій регулює кут відкривання тиристорів, який тим більше, чим більше обсяг перекомпенсації реактивної потужності.

Регульований ФКП забезпечує зниження несинусоїдальності кривих напруги та струму за рахунок фільтрації відповідних гармонік, а також підтримує на постійно високому рівні (близькому до одиниці) значення коефіцієнта потужності на шинах підстанції, до якої він приєднується. Як приклад ефективності застосування регульованих ФКП, на рис. 6.8 розглянуто криві зміни коефіцієнтів несинусої-

дальності напруги та потужності. Ми бачимо, що при вмиканні пристрою (час  $t_{вм}$ ) рівні 5-ї гармоніки та загального коефіцієнта несинусоїдальності напруги знижуються, а величина  $\cos\phi$  значно підвищується.



**Рис. 6.7. Структурна схема регульованого ФКП**



**Рис. 6.8. Криві зміни коефіцієнтів несинусоїдальності напруги (а) та потужності (б) під час вмикання  $t_{вм}$  ФКП 5-ї гармоніки**

Отже, проблема підвищення якості електроенергії в електричних мережах з нелінійним навантаженням, що дуже гостро постає останнім часом унаслідок широкого впровадження НП, потребує комплекс-

сного вирішення як з боку зниження несинусоїдальності, так і з боку компенсації реактивної потужності.

**Приклад 6.5.** Споживана комплектним розподільним пристроєм (КРП) напругою  $U_n = 6$  кВ активна електроенергія  $W_a$  при середньозваженому коефіцієнті потужності  $\cos \varphi_{cp1} = 0,7$  за показаннями лічильника дорівнює 132 МВт·год за добу. З причини використання систем регульованого електропривода на базі НП (тривалість їх роботи  $T_{рНП} = 18$  год за добу) гармонійний спектр кривої напруги характеризується такими коефіцієнтами:  $K_{U(5)} = 4,4$  %;  $K_{U(7)} = 3,2$  %;  $K_{U(11)} = 2,1$  %;  $K_{U(13)} = 1,7$  %;  $K_U = 6,1$  %, а струму:  $K_{I(5)} = 8,7$  %;  $K_{I(7)} = 6,8$  %;  $K_{I(11)} = 4,2$  %;  $K_{I(13)} = 3,4$  %;  $K_I = 12,3$  %. Для того, щоб показники якості електроенергії відповідали вимогам ГОСТ 13109–97, до КРП був приєднаний ФКП 5-ї гармоніки потужністю  $Q_\phi = 3$  Мвар, після чого середньозважений коефіцієнт потужності  $\cos \varphi_{cp2}$  підвищився до величини 0,9, а коефіцієнти гармонійних складових отримали такі значення:

- напруги  $K_{U(5)} = 0,2$  %,  $K_{U(7)} = 0,7$  %,  $K_{U(11)} = 2,2$  %,  $K_{U(13)} = 1,9$  %,  $K_U = 3,0$  %;
- струму  $K_{I(5)} = 1,4$  %,  $K_{I(7)} = 2,5$  %,  $K_{I(11)} = 3,9$  %,  $K_{I(13)} = 2,9$  %,  $K_I = 5,6$  %.

Визначити, на яку величину зменшиться річна витрата електроенергії після приєднання ФКП, що обумовлено зниженням несинусоїдальності та зростанням  $\cos \varphi_{cp}$ , у:

- силовому трансформаторі типу ТДНС-10000/35, від якого живиться КРП, з параметрами  $\Delta P_{xx} = 12$  кВт,  $\Delta P_{кз} = 60$  кВт,  $I_{xx} = 0,75$  %,  $u_{кз} = 8,0$  %;
- кабельній лінії, що живить КРП, при  $r_{0к} = 0,07$  Ом/км,  $l_k = 200$  м.

**Розв'язування.** За формулою (6.2) додаткові втрати потужності від вищих гармонік у силовому трансформаторі до встановлення ФКП

$$\Delta P_{TP1}^{нес} = 1,291 \frac{\Delta P_{кз}}{u_{кз}^2} \sum_{n=2}^m \frac{1 + 0,05n^2}{n\sqrt{n}} K_{U(n)}^2 = 1,291 \frac{60}{0,08^2} \times$$

$$\times \left( \frac{1 + 0,05 \cdot 5^2}{5\sqrt{5}} 0,044^2 + \frac{1 + 0,05 \cdot 7^2}{7\sqrt{7}} 0,032^2 + \frac{1 + 0,05 \cdot 11^2}{11\sqrt{11}} 0,021^2 + \frac{1 + 0,05 \cdot 13^2}{13\sqrt{13}} 0,017^2 \right) =$$

$$= 8,8 \text{ кВт.}$$

Додаткові витрати електроенергії від несинусоїдальності для цього варіанта за рік

$$\Delta W_{TP1}^{нес} = \Delta P_{TP1}^{нес} T_{рНП} \cdot 365 = 8,8 \cdot 18 \cdot 365 = 57,8 \text{ МВт·год.}$$

Додаткові витрати потужності та електроенергії у трансформаторі від несинусоїдальної напруги після встановлення ФКП

$$\Delta P_{TP2}^{нес} = 2,1 \text{ кВт;} \quad \Delta W_{TP2}^{нес} = 13,8 \text{ МВт·год за рік.}$$

За формулою (5.46) фактичне завантаження трансформатора до та після приєднання ФКП

$$S_{\phi 1} = W_a / \left( T_3^\Delta \cos \varphi_{cp1} \right) = 132 \cdot 10^3 / (24 \cdot 0,7) = 7857,1 \text{ кВ·А;}$$



$$S_{\phi 2} = W_a / (T_3^{\circ} \cos \phi_{cp2}) = 132 \cdot 10^3 / (24 \cdot 0,9) = 6111,1 \text{ кВ}\cdot\text{А},$$

де  $T_3^{\circ} = 24$  год – загальний час роботи трансформатора за добу.

За формулою (5.45) основні (режимні) втрати активної електроенергії у трансформаторі до встановлення ФКП за рік

$$\Delta W_{TP1}^{peж} = \Delta P'_{xx} T_3^p + K_{31}^2 \Delta P'_{кз} T_3^p = 18 \cdot 8760 + 0,786^2 \cdot 124 \cdot 6570 = 661,0 \text{ МВт}\cdot\text{год},$$

де  $\Delta P'_{xx} = \Delta P_{xx} + K_e \Delta Q_{xx} = 12 + 0,08 \cdot 75 = 18$  кВт;  $K_e = 0,08$  згідно з табл. 5.2;  $\Delta Q_{xx} = S_{ном} I_{xx} / 100 = 10000 \cdot 0,75 / 100 = 75$  квар;  $K_{31} = S_{\phi 1} / S_{ном} = 7857,1 / 10000 = 0,786$ ;  $\Delta P'_{кз} = \Delta P_{кз} + K_e \Delta Q_{кз} = 60 + 0,08 \cdot 800 = 124$  кВт;  $\Delta Q_{кз} = S_{ном} u_{кз} / 100 = 10000 \cdot 8 / 100 = 800$  квар;  $T_3^p = 8760$  год;  $T_p^p = T_{pНП} \cdot 365 = 18 \cdot 365 = 6570$  год.

Аналогічно  $\Delta W_{TP2}^{peж} = 461,8$  МВт·год за рік.

Загальні втрати електроенергії у силовому трансформаторі до та після встановлення ФКП

$$\Delta W_{TP1} = \Delta W_{TP1}^{peж} + \Delta W_{TP1}^{нес} = 661,0 + 57,8 = 718,8 \text{ МВт}\cdot\text{год за рік};$$

$$\Delta W_{TP2} = \Delta W_{TP2}^{peж} + \Delta W_{TP2}^{нес} = 461,8 + 13,8 = 475,6 \text{ МВт}\cdot\text{год за рік}.$$

Зниження рівня загальних втрат електроенергії у трансформаторі

$$\Delta W_{TP\Sigma} = 718,8 - 475,6 = 243,2 \text{ МВт}\cdot\text{год за рік}.$$

Повний струм навантаження, що протікає по кабельній лінії:

$$I_{н1} = S_{\phi 1} / (\sqrt{3} U_n) = 7857,1 / (\sqrt{3} \cdot 6) = 756,9 \text{ А}; \quad I_{н2} = 588,7 \text{ А}.$$

Діюче значення 5-ї гармонійної складової струму до встановлення ФКП

$$I_5 = \frac{K_{I(5)}}{100} \cdot I_{н1} = \frac{8,7}{100} \cdot 756,9 = 65,8 \text{ А}.$$

Аналогічно знаходимо:  $I_7 = 51,5$  А;  $I_{11} = 31,8$  А;  $I_{13} = 25,7$  А.

За формулою (6.3) додаткові втрати потужності від несинусоїдальності у кабельній лінії до встановлення ФКП

$$\begin{aligned} \Delta P_{КЛ1}^{нес} &= 3r_l \sum_{n=2}^m I_n^2 \sqrt{n} = 3r_{0к} I_k \left( I_5^2 \sqrt{5} + I_7^2 \sqrt{7} + I_{11}^2 \sqrt{11} + I_{13}^2 \sqrt{13} \right) = \\ &= 3 \cdot 0,07 \cdot 0,2 \left( 65,8^2 \sqrt{5} + 51,5^2 \sqrt{7} + 31,8^2 \sqrt{11} + 25,7^2 \sqrt{13} \right) = 0,94 \text{ кВт}. \end{aligned}$$

Додаткові витрати електроенергії від несинусоїдальності для цього варіанта за рік

$$\Delta W_{КЛ1}^{нес} = \Delta P_{КЛ1}^{нес} T_{pНП} \cdot 365 = 0,94 \cdot 18 \cdot 365 = 6,2 \text{ МВт}\cdot\text{год}.$$

Додаткові витрати електроенергії у кабельній лінії від несинусоїдальної напруги після встановлення ФКП (з урахуванням діючих значень струмів гармонік  $I_5 = 8,2$  А,  $I_7 = 14,7$  А,  $I_{11} = 22,9$  А,  $I_{13} = 17,1$  А)

$$\Delta P_{КЛ2}^{нес} = 0,15 \text{ кВт}; \quad \Delta W_{КЛ2}^{нес} \approx 1,0 \text{ МВт}\cdot\text{год за рік}.$$

За залежностями (5.36) і (5.37) основні (режимні) втрати потужності та електроенергії у кабельній лінії за рік

$$\Delta P_{КЛ1}^{peж} = 3I_{н1}^2 r_{0к} \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 756,9^2 \cdot 0,07 \cdot 0,2 \cdot 10^{-3} = 24,1 \text{ кВт};$$

$$\Delta W_{KЛ1}^{реж} = \Delta P_{KЛ1}^{реж} \tau_1 = 24,1 \cdot 3950 = 95,2 \text{ МВт}\cdot\text{год},$$

де  $\tau_1 = 3950$  год – тривалість максимальних втрат потужності (згідно з рис. 1.4 при  $T_m = 5000$  год і  $\cos \varphi_{cp1} = 0,7$ ).

Аналогічно знаходимо  $\Delta P_{KЛ2}^{реж} = 14,5$  кВт;  $\Delta W_{KЛ2}^{реж} = 48,6$  МВт·год за рік.

Загальні втрати електроенергії у кабельній лінії до та після встановлення фільтрокомпенсувального пристрою

$$\Delta W_{KЛ1} = \Delta W_{KЛ1}^{реж} + \Delta W_{KЛ1}^{нес} = 95,2 + 6,2 = 101,4 \text{ МВт}\cdot\text{год за рік};$$

$$\Delta W_{KЛ2} = \Delta W_{KЛ2}^{реж} + \Delta W_{KЛ2}^{нес} = 48,6 + 1,0 = 49,6 \text{ МВт}\cdot\text{год за рік}.$$

Зниження рівня загальних втрат електроенергії у кабельній лінії

$$\Delta W_{KЛ\Sigma} = 101,4 - 49,6 = 51,8 \text{ МВт}\cdot\text{год за рік}.$$

Сумарне річне зниження величини витрати електроенергії у результаті встановлення ФКП 5-ї гармоніки

$$\Delta W_{\Sigma} = \Delta W_{TP\Sigma} + \Delta W_{KЛ\Sigma} = 243,2 + 51,8 = 295,0 \text{ МВт}\cdot\text{год за рік}.$$

Виконаний розрахунок підтверджує ефективність застосування регульованого ФКП для зменшення перетоків реактивної потужності та зниження несинусоїдальності живильних напруги та струму. Крім того бачимо, що рівень втрат електроенергії у елементах СЕП від низького значення коефіцієнта потужності набагато (на порядок) вище за аналогічний показник для несинусоїдальних режимів.

## Контрольні питання

1. Наведіть переваги та недоліки напівпровідникових перетворювачів електроенергії.
2. Назвіть відомі Вам перетворювачі електроенергії та галузь їх застосування.
3. Які переваги мають перетворювачі частоти з ланкою постійного струму порівняно з іншими системами?
4. Як утворюються додаткові втрати електроенергії від струмів вищих гармонік та в яких електричних пристроях це спостерігається?
5. Чому існує проблема компенсації реактивної електроенергії при застосуванні перетворювачів?
6. Наведіть шляхи вирішення проблеми компенсації реактивної електроенергії у мережах з перетворювачами.
7. Які фільтрокомпенсувальні пристрої Вам відомі та для чого вони застосовуються?
8. Назвіть основні складові втрат електроенергії при використанні перетворювачів. Частина якої складової більша?
9. Номера яких вищих гармонік відносяться до канонічного порядку?

## 10. Що таке інтергармоніки та в чому їх особливість?

### Завдання до самостійної роботи

1. Досконально розглянути результати п'яти прикладів, наведених у розд. 6. Висловити свою думку з економічної точки зору зі зниження величини витрати електроенергії електроприводом та підвищення рівня її втрат у елементах системи електропостачання з урахуванням усіх недоліків. Добре виконаний аналіз допоможе сформулювати тему магістерської роботи.

2. Більш детально ознайомитися зі змістом літературних джерел, на які посилаються у розд. 6.

### Тема реферату

Ознайомитися з літературними джерелами, присвяченими розрахунку показників якості електроенергії та їх впливу на рівень втрат електроенергії в елементах систем електропостачання та електропривода.

*Компромiс iснує при застосуванні перетворювачiв електроенергiї у системах електропривода з метою удосконалення технологiчного процесу та енергоефективного споживання електроенергiї, однак при цьому генеруються вищi гармонiйнi складовi напруги та струму. Основнi негативнi наслiдки цього – додатковi втрати енергiї та скорочення термiну служби електроустаткування. Дуже важливим є значнi стрибки реактивної складової потужності, якi негативно впливають на величину коефiцiєнта потужності. Для компенсацiї вищих гармонiйних складових та отримання постiйного значення коефiцiєнта потужності застосовують фiльтрокомпенсувальнi пристрої. Системи регульованого електропривода використовуються для удосконалення технологiчного процесу (в чому полягає технологiчна задача), а проблеми такого використання у виглядi негативного впливу на електричнi мережi та устаткування мають вирiшувати фахiвцi з електропостачання.*

## РОЗДІЛ 7

### ЕФЕКТИВНІСТЬ ЕНЕРГОЗБЕРЕЖНИХ ПРОЕКТІВ

*Мета розділу – 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 такий 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 енергозберіжних 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 енергозберіжних 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  $P_z$  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 зміненню 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 урахувати 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		З 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  $8931 \cdot 10^3 \text{ м}^3$  з теплотою згорання, не меншою за 45 МДж/кг, та вугілля масою 160889 т з  $Q_v \approx 23\text{--}24$  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

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

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, визначіть 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 енергозберігаючим проектом і без нього.

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

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

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 енергозберігаючого 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;  $Z_t^{екс}$ ,  $K$  – відповідно поточні витрати і капітальні затрати, пов'язані з експлуатацією, придбанням і встановленням енергозберігаючого устаткування;  $e$  – внутрішня норма ефективності;  $\Delta Z_t$  – зменшення величини експлуатаційних витрат, окрім витрат на обслуговування енергозберігаючого 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:

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

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);  $\Delta M_{ii}^{nl}$  – 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:

$$\Delta\Pi_t^g = \sum_j \left( H_j^n \Delta M_{tj}^n + K_n^g H_j^n \Delta M_{tj}^{nn} \right) K_m^g, \quad (7.7)$$

де  $H_j^n$  – норматив оплати за скидання тонни  $j$ -ї шкідливої речовини у межах ліміту;  $\Delta M_{tj}^n$  – зменшення обсягів скидання  $j$ -ї шкідливої речовини у гідросферу в році  $t$  у межах ліміту за рахунок упровадження енергозберігаючого проекту;  $K_n^g$  – коефіцієнт кратності платежів за понадлімітне скидання в гідросферу шкідливих речовин (приймається від 1 до 5);  $\Delta M_{tj}^{nn}$  – зменшення у році  $t$  обсягу понадлімітного скидання в гідросферу  $j$ -ї шкідливої речовини;  $K_m^g$  – 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

$$\Delta\Pi_t^o = \sum_k \left( H_k^n \Delta M_{tk}^n + K_n^g H_k^n \Delta M_{tk}^{nn} \right) K_m K_g, \quad (7.8)$$

де  $H_k^n$  – норматив оплати за розміщення тонни відходів  $k$ -го класу токсичності у межах ліміту;  $\Delta M_{tk}^n$  – зменшення у році  $t$  маси відходів  $k$ -го класу токсичності, що підлягають зберіганню, в межах ліміту за рахунок реалізації енергозбережних заходів;  $K_n^g$  – коефіцієнт кратності платежів за понадлімітне розміщення відходів у навколишньому середовищі;  $\Delta M_{tk}^{nn}$  – 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;  $K_g$  – коефіцієнт, що враховує характер облаштування місця зберігання відходів.

Сумарний показник зменшення величини економічних платежів у році  $t$

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

Для оцінки ефективності енергозберіжних 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 енергозберігаючого проекту (технології);  $e$  – внутрішня норма ефективності або максимальна величина банківського відсотка (облікової ставки), за якої кредит банку на впровадження енергозберігаючого 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 енергозберіжний 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 енергозберіжних 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 енергозбереження.

Усі енергозберіжні 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 енергозбе-

режні 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 енергозбереження для зниження споживання електроенергії вуглеводобувними 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 керування 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 PPE. 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 PPE наступного за акумулюючим бункером транспортного ланцюга (підйомної установки або стрічкового конвеєру) останній повинен мати технологічний 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, створюваного для цілей PPE, є час відключення СР, тобто три-

валість 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.

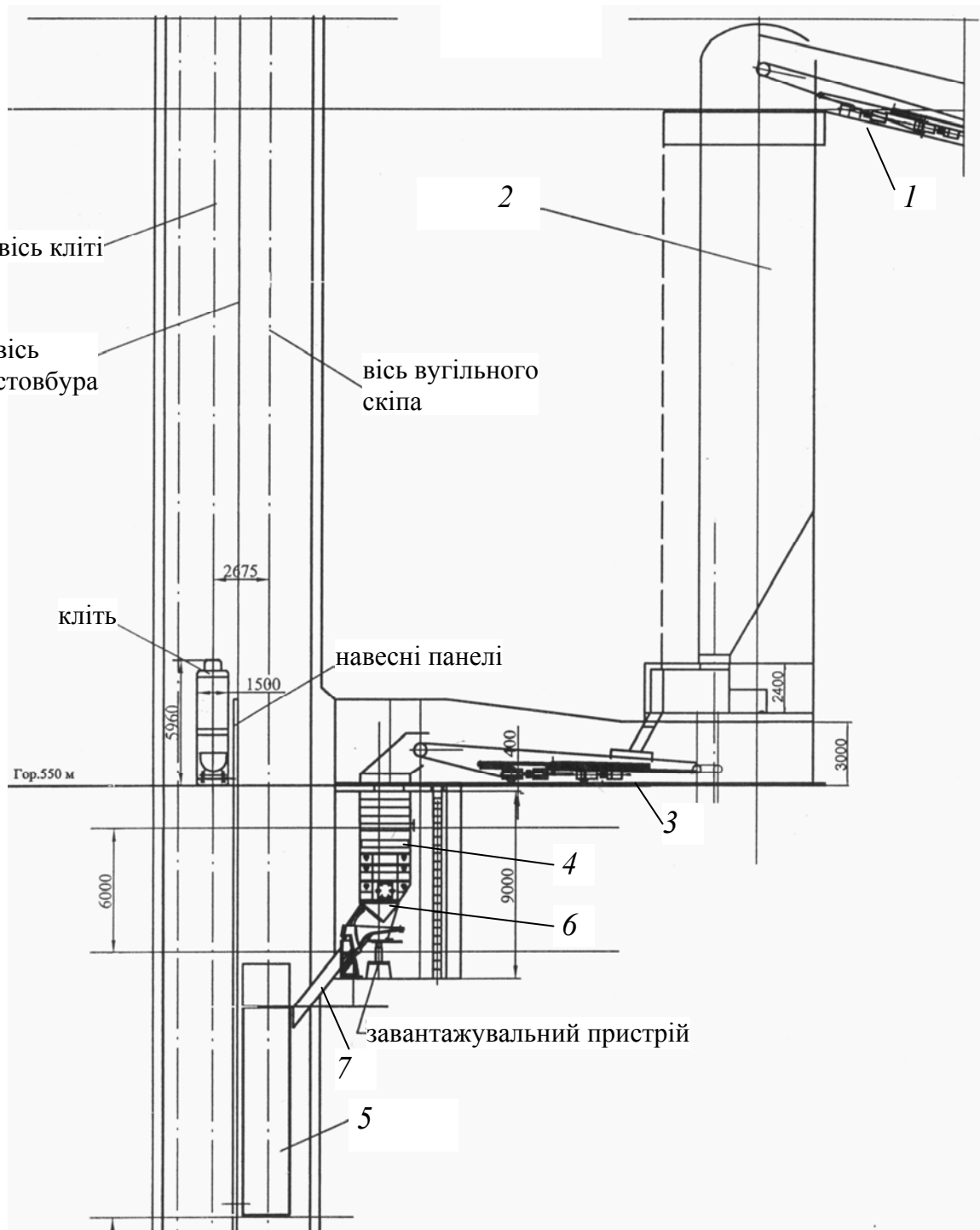
Аналогічні висновки справедливі і для процесу транспортування породи за винятком того, що тут технологічна ємність розглядається як аварійна, тобто  $V_m = V_{ав}$ .

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**

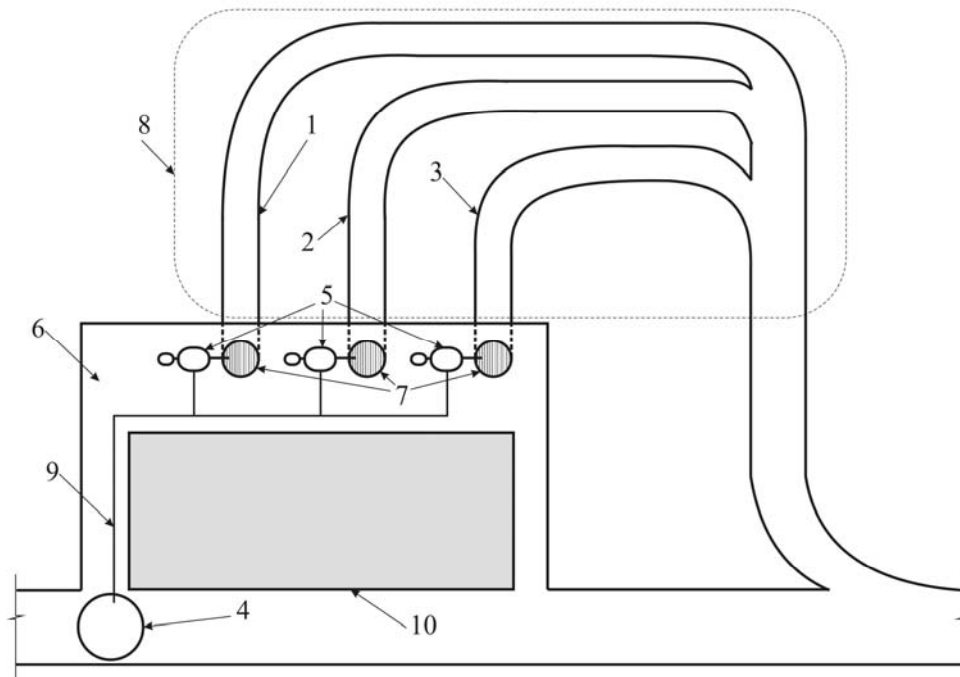
Підвищення енергоефективності роботи головного водовідливу вугільних шахт як СР досягається за рахунок РРЕ, під яким слід розуміти комплекс організаційно-технічних заходів, які забезпечують регламентований енергопостачальною організацією режим електро-



споживання. Проте при цьому не розглядаються технологічні умови, що мають бути виконані. Нерідко процес РРЕ зводиться 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 непростю 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 очищення 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  $V_0$  (м<sup>3</sup>) для 4-годинного максимального припливу води, оскільки найбільша тривалість одного періоду максимального навантаження в енергосистемі складає 4 години [19], тобто

$$V_0 = K_z t_m Q_{\max}, \quad (7.12)$$

де  $K_z = 1,15$  – 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, м<sup>3</sup>/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  $n_{гил}$  рівні за розміром, то вираз (7.12) набуває вигляду, який дозволяє визначити об'єм усього водозбірника:

$$V_{вод} = \frac{n_{гил}}{n_{гил} - 1} K_{з.т.м} Q_{max} = \frac{n_{гил}}{n_{гил} - 1} 4,6 Q_{max}. \quad (7.13)$$

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

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

Кількість гілок  $n_{гил}$  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 гілки 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  $V_{гил.i}$ :

$$V_{гил1} > V_{гил2} > \dots > V_{гил.i}. \quad (7.15)$$

При цьому, якщо найбільша за об'ємом гілка  $V_{гил1}$  знаходиться у процесі очищення, то сумарна ємність усіх гілок, що залишилися у роботі з акумуляції води,

$$V_{гил2} + V_{гил3} + \dots + V_{гил.i} = \sum_{i=2}^{n_{гил}} V_i \geq 4,6 Q_{max}. \quad (7.16)$$

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 (м<sup>3</sup>/(м<sup>3</sup>/год)) гілок  $v_{zil}$  та водозбірника в цілому  $v_{вод}$ , 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 м<sup>3</sup>/(м<sup>3</sup>/год) для різних за ємністю гілок і лише 6,9 м<sup>3</sup>/(м<sup>3</sup>/год) для однакових. Різниця питомих об'ємів

$\Delta v_{вод}$  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  $v_{вод}$  від кількості його гілок  $n_{гил}$**

Кількість гілок водозбірника $n_{гил}$ , шт.	Питомий об'єм водозбірника $v_{вод}$ , коли ємність його гілок $v_{гил}$ ( $\text{м}^3/(\text{м}^3/\text{год})$ )				Різниця питомих об'ємів $\Delta v_{вод}$ , $\text{м}^3/(\text{м}^3/\text{год})$
	однакова		різна		
	$v_{вод}$	$v_{гил}$	$v_{вод}$	$v_{гил}$	
2	9,2	$2 \times 4,6$	10,35	5,75; 4,6	1,15
3	6,9	$3 \times 2,3$	8,0	3,4; 2,6; 2,0	1,1
4	6,13	$4 \times 1,53$	7,2	2,6; 2,0; 1,5; 1,1	1,07
5	5,75	$5 \times 1,15$	6,7	2,1; 1,6; 1,3; 0,95; 0,75	0,95
6	5,52	$6 \times 0,92$	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  $4,6Q_{max}$ . При очищенні не найбільшої за об'ємом гілки ( $V_i < V_{max}$ ) загальна ємність інших перевищує значення  $4,6Q_{max}$ . 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  $V_{гил.i}$  ( $\text{м}^3$ ):

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

**Приклад 7.2.** Для умовно прийнятого максимального припливу води  $Q_{max} = 1000 \text{ м}^3/\text{год}$  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  $n_{гил} = 2$ :

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

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

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

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

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

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

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

де  $v_{вод} = 10,35 \text{ м}^3/(\text{м}^3/\text{год})$  – питомий об'єм водозбірника;  $v_{гил1} = 5,75$  і  $v_{гил2} = 4,6 \text{ м}^3/(\text{м}^3/\text{год})$  – 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, $\text{м}^3/\text{год}$	Кількість гілок водозбірника, шт.	Об'єм водозбірника, коли ємність його гілок ( $\text{м}^3$ )				Різниця об'ємів, $\text{м}^3$	Об'єм водозбірника, $\text{м}^3$ , 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; 1533; 1533; 1533	6132	2600; 2000; 1500; 1100	7200	1068	8000	12000

**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 необхід-

ний 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  $n_{гил} = 2$ ):

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

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 водо-приплив, 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				
$Q_{max}$	$n_{гил}$	$V_{гил}$	$V_{вод}$	$V_{гил}$	$V_{вод}$	$\Delta V_{вод}$	$K_{вод}$	$\Delta K_{вод}$
1000	2	4600; 4600	9200	5750; 4600	10350	1150	$\frac{18400,0}{20700,0}$	2300,0
1000	3	2300; 2300; 2300	6900	3400; 2600; 2000	8000	1100	$\frac{13800,0}{16000,0}$	2200,0
1000	4	1533; 1533; 1533; 1533	6132	2600; 2000; 1500; 1100	7200	1068	$\frac{12264,0}{14400,0}$	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:

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

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

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

де  $C_{0w}^y$  – тариф на електроенергію, грн/кВт·год;  $K_n$ ,  $K_{nn}$  та  $K_n$  – коефіцієнти до тарифу відповідно у години піку, напівпіку та нічного про-

валу 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	Коефіцієнт використання палива	Питома витрата палива			Собівартість виробництва електроенергії, грн/кВт·год		
		Вугілля, кг/кВт·год	Газ, м <sup>3</sup> /кВт·год		Вугілля	Природний газ	Синтез-газ
			Природний	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.

Вірне 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 електростанції	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 урахувати 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 потуж-

ностей. 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 теплою згорання  $33 \text{ МДж/м}^3$  або синтез-газ, отриманий за технологією внутрішньоциклової газифікації вугілля, з теплою згорання  $15 \text{ МДж/м}^3$ , а також за технологією підземної газифікації ( $11,58 \text{ МДж/м}^3$ ).

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 навко-

лише середовище (через конденсатор) 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 "Стирол", 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, споруджена 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 енергію, 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 енергію, 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", "Jenbacher", "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 турбоагнітач, 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 відрізнитися. Наприклад, капітальні вкладення в модифіковані двигуни транспортних засобів порівняно малі, але витрати на обслуговування великі. У той же час двигуни, які спеціально спроектовані 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,  $\text{кВт}\cdot\text{год}/\text{м}^3$ ,  $\text{кВт}\cdot\text{год}/\text{кг}$ .

**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  $Q = 10,8 \text{ кВт}\cdot\text{год}/\text{м}^3$  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

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

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

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  $P_{менл}$  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  $\eta_{ен.менл} = 0,4$ . 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>):

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

Вартість цього обсягу 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>):

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

Вартість цього обсягу природного газу (тис. грн):

$$C_z^2 = G_p^{z.дв} C_{0z} = 3152 \cdot 300 = 937,5.$$

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

Простий термін окупності витрат

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

Тому варіант установаження 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".

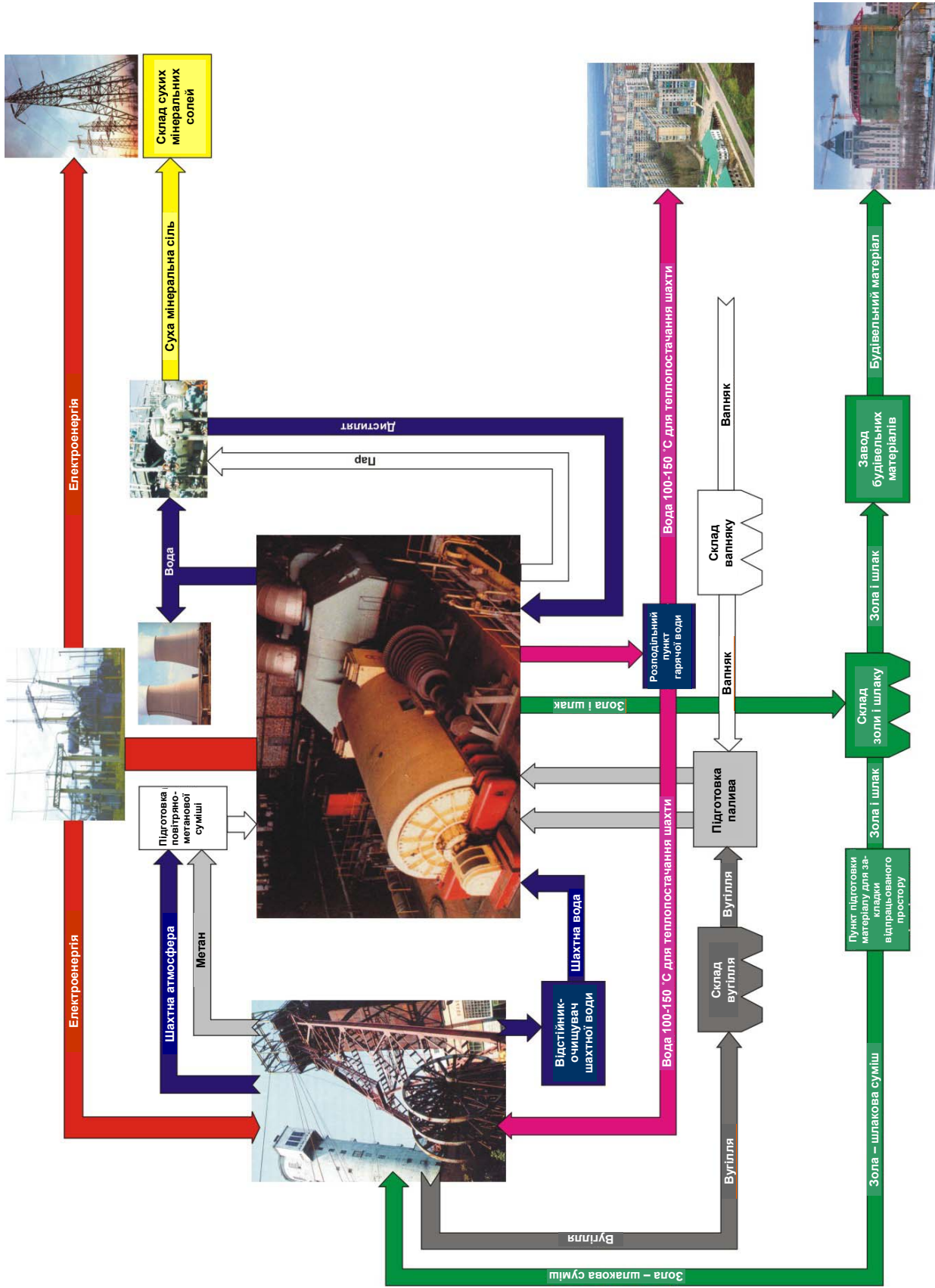


Рис. 7.3. Технологічна схема екологічно чистої паливно-енергетичного комплексу "Шахта – ТЕЦ"

## 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 розд. 4 і 5 у частині зниження величини витрати електроенергії (особливо приклади), розрахувати економію палива (див. розд. 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 проектів 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.*

**Перелік державних стандартів України, діючих у галузі енергозбереження**

1. ДСТУ 2339–94. Енергозбереження. Основні положення. – К.: Держстандарт України, 1994. – 6 с. – (Державний стандарт України).
- 2 ДСТУ 2420–94. Енергоощадність. Терміни та визначення. – К.: Держстандарт України, 1994. – 19 с. – (Державний стандарт України).
- 3 ДСТУ 2804–94. Енергозбереження. Енергобаланс промислового підприємства. Загальні положення. Терміни та визначення. – К.: Держстандарт України, 1994. – 37 с. – (Державний стандарт України).
- 4 ДСТУ 3886–99. Енергозбереження. Системи електропривода. Метод аналізу та вибору. – К.: Держстандарт України, 2000. – 55 с. – (Державний стандарт України).
- 5 ДСТУ 2155–93. Енергозбереження. Методи визначення економічної ефективності заходів по енергозбереженню. – К.: Держстандарт України, 1994. – 19 с. – (Державний стандарт України).
- 6 ДСТУ 3224–95 (ГОСТ 30356-96). Енергозбереження. Методи визначення норм витрачання електроенергії гірничими підприємствами. – К.: Держстандарт України, 1996. – 73 с. – (Державний стандарт України).
- 7 ДСТУ 3176–95 (ГОСТ 30341-96). Енергозбереження. Методи визначення балансів електроспоживання гірничих підприємств. – К.: Держстандарт України, 1997. – 27 с. – (Державний стандарт України).
- 8 ДСТУ 3860–99. Енергозбереження. Методика розрахунку технологічних витрат електроенергії в діючих мережах електропостачання 220 кВ і вище. – К.: Держстандарт України, 1999. – 18 с. – (Державний стандарт України).
9. Р50–072–98. Енергозбереження. Рекомендації. Методика розрахунку технологічних витрат електроенергії в мережах постачання напругою від 0,38 до 110 кВ включно. – К.: Держстандарт України, 1999. – 48 с.
10. ДСТУ 4065–2001. Енергозбереження. Енергетичний аудит. Загальні технічні вимоги. – К.: Держстандарт України, 2002. – 39 с. – (Державний стандарт України).
11. ДСТУ 3740–98. Енергозбереження. Методи аналізу та розрахунку зниження витрат палива та енергії на металургійних під-

приємствах. – К.: Держстандарт України, 1999. – 31 с. – (Державний стандарт України).

12. Р50–081–2000. Енергозбереження. Рекомендації. Методика оцінювання енергетичного стану систем електропостачання промислових підприємств для їх паспортизації. – К.: Держстандарт України, 2000. – 17 с.

13. ДСТУ 3682–98 (ГОСТ 30583–98). Енергозбереження. Методика визначення повної енергоємності продукції, робіт та послуг. – К.: Держстандарт України, 1999. – 11 с. – (Державний стандарт України).

14. ДСТУ 3755–98. Енергозбереження. Номенклатура показників енергоефективності та порядок їхнього внесення у нормативну документацію. – К.: Держстандарт України, 1999. – 13 с. – (Державний стандарт України).

15. ДСТУ 3052–95. Ресурсозбереження. Порядок встановлення показників ресурсозбереження у документації на продукцію. – К.: Держстандарт України, 1996. – 31 с. – (Державний стандарт України).

16. ДСТУ 3971–2000 (ГОСТ 30716–2000). Енергозбереження. Установки для термовологісного оброблення збірних бетонних і залізобетонних виробів і конструкцій. Методи обчислення витрат теплової енергії. – К.: Держстандарт України, 2001. – 16 с. – (Державний стандарт України).

17. ДСТУ 4035–2001. Енергозбереження. Будівлі та споруди. Методи вимірювання поверхневої густини теплових потоків та визначення коефіцієнтів теплообміну між огорожувальними конструкціями та довкіллям. – К.: Держстандарт України, 2001. – 44 с. – (Державний стандарт України).

18. ДСТУ 3818–98. Енергозбереження. Вторинні енергетичні ресурси. Терміни та визначення. – К.: Держстандарт України, 1999. – 23 с. – (Державний стандарт України).

19. ДСТУ 2275–93. Енергоощадність. Нетрадиційні та поновлювані джерела енергії. Терміни та визначення. – К.: Держстандарт України, 1994. – 51 с. – (Державний стандарт України).

20. ДСТУ 3569–97 (ГОСТ 30514–97). Енергозбереження. Нетрадиційні та поновлювані джерела енергії. Основні положення. – К.: Держстандарт України, 1999. – 4 с. – (Державний стандарт України).

21. ДСТУ 4034–2001. Енергозбереження. Нетрадиційні на поновлювані джерела енергії. Колектори сонячні плоскі. Методи



випробування. – К.: Держстандарт України, 2001. – 27 с. – (Державний стандарт України).

22. ДСТУ 3635–98 (ГОСТ 30604-98). Енергозбереження. Установки тепло-утилізаційні. Загальні технічні вимоги. – К.: Держстандарт України, 2000. – 7 с. – (Державний стандарт України).

23. ДСТУ 3859–99 (ГОСТ 30645–99). Енергоощадність. Нетрадиційні та поновлювані джерела енергії. Теплові насоси "Повітря – вода" для комунально-побутового теплопостачання. Загальні технічні вимоги та методи випробувань. – К.: Держстандарт України, 2000. – 7 с. – (Державний стандарт України).

**Питома теплота згорання різних видів палива  
і деяких речовин**

Таблиця Б.1

**Значення теплоти згорання**

Паливо, речовина	Питома теплота згорання	
	МДж/кг	ккал/кг
<b>Умовне паливо</b>	29,3	7000
<b>Тверде</b>		
Антрацит	26,8 – 31,4	6400 – 7500
Деревне вугілля	31,5 – 34,4	7500 – 8200
Дрова (сухі)	8,4 – 11	2000 – 2500
Кам'яне вугілля	27	6500
Порох	3,8	900
Сланці горючі	7,5 – 15,0	1800 – 3600
Ракетне	4,2 – 10,5	1000 – 2500
Торф	10,5 – 14,5	2500 – 3500
Тротил (вибухова речовина)	15	3600
<b>Рідке</b>		
Бензин	44 – 47	10500 – 11200
Дизельне автотракторне	42,7	10200
Гас	44 – 46	10500 – 11000
Нафта	43,5 – 46	10400 – 11000
Для РРД (гас + рідкий кисень)	9,2	2200
Для реактивних двигунів літаків (ТС-1)	42,9	10250
<b>Газоподібне</b>		
Ацетилен	48,1	11500
Водень	120	28600
Газ природний	41–49	9800 – 11700
Метан	50	11950
Окис вуглецю	10,1	2420

**Додаток В**

**Співвідношення між одиницями енергії і коефіцієнти перетворення одиниць виміру нафти, газу, продукції**

**Таблиця В.1**

**Співвідношення між одиницями енергії (роботи)**

Одиниця енергії	Дж	кгс·м	ерг	кал	Вт·год	еВ	БТО
1 Дж	1	0,102	$10^7$	0,239	$278 \cdot 10^{-6}$	$6,24 \cdot 10^{18}$	$948 \cdot 10^{-6}$
1 кгс·м	9,81	1	$9,81 \cdot 10^{17}$	2,34	$2,72 \cdot 10^{-3}$	$6,12 \cdot 10^{19}$	$9,3 \cdot 10^{-3}$
1 ерг	$10^{-7}$	$102 \cdot 10^{-10}$	1	$239 \cdot 10^{-10}$	$278 \cdot 10^{-13}$	$6,24 \cdot 10^{11}$	$948 \cdot 10^{-13}$
1 кал	4,19	$427 \cdot 10^{-3}$	$4,19 \cdot 10^7$	1	$1,16 \cdot 10^{-3}$	$2,61 \cdot 10^{19}$	$3,97 \cdot 10^{-3}$
1 Вт·год	3600	367	$3600 \cdot 10^7$	860	1	$225 \cdot 10^{20}$	3,41
1 еВ	$1,6 \cdot 10^{-19}$	$1,63 \cdot 10^{-20}$	$1,6 \cdot 10^{-12}$	$3,83 \cdot 10^{-20}$	$4,45 \cdot 10^{-23}$	1	$1,52 \cdot 10^{-22}$
1 БТО*	1055	107,5	$1055 \cdot 10^7$	252	0,293	$65,9 \cdot 10^{20}$	1

\*Британська теплова одиниця

**Таблиця В.2**

**Коефіцієнти перетворення одиниць виміру нафти**

Сира нафта*	Тонни (метричні)	Кілолітри	Барелі	Галони США	Тонни/рік
Тонн (метричних)	1,0	1,165	7,33	307,86	–
Кілолітрів	0,8581	1,0	6,2898	264,17	–
Барелей	0,1364	0,159	1,0	42,0	–
Галонів США	0,0032	0,0038	0,0238	1,0	–
Барелей/день	–	–	–	–	49,8

\*Базуються на середньосвітовому коефіцієнті гравітації

**Таблиця В.3**

**Коефіцієнти перетворення рідкого палива**

Продукт	Барелі в тонни	Тонни в барелі	Кілолітри в тонни	Тонни в кілолітри
Бензин	0,118	8,5	0,740	1,351
Дистильована паливна нафта	0,133	7,5	0,839	1,192
Відходи паливної нафти	0,149	6,7	0,939	1,065

Таблиця В.4

## Коефіцієнти перетворення газу

Продукт	млрд. м <sup>3</sup> природного газу	млрд куб. футів природного газу	млн т нафтового еквівалента	трлн БТО	млн барелей нафтового еквівалента
1 млрд м <sup>3</sup> природного газу	1	35,3	0,90	36,0	6,29
1 млрд куб. футів природного газу	0,028	1	0,026	1,03	0,18
1 млн т нафтового еквівалента	1,111	39,2	1	40,4	7,33
1 трлн БТО	0,028	0,98	0,025	1	0,17
1 млн барелей нафтового еквівалента	0,16	5,61	0,14	5,8	1

*Пояснення до таблиць і примітки*

Приклади перерахунку одиниць виміру (табл. В.2):

- 1 барель = 42 галони (США);
- 1 метрична тонна = 2204,62 фунта = 1,1023 малих тонни;
- 1 кілолітр = 6,2898 барелі;
- 1 кілокалорія (ккал) = 4,187 кДж = 3,968 БТО;
- 1 кілоджоуль (кДж) = 0,239 ккал = 0,948 БТО;
- 1 британська теплова одиниця (БТО) = 0,252 ккал = 1,055 кДж;
- 1 кіловат-година (кВт·год) = 3600 кДж = 3412 БТО.

*Приклад перерахунку нафтового еквівалента* (табл. В.1, В.4).

Одна тонна нафтового еквівалента приблизно дорівнює:

- теплові одиниці: 10 млн ккал, 42 ГДж, 40 млн БТО;
- тверді види палива – 1,5 тонн вугілля;
- електроенергія – 12 МВт·год.

*Примітки:* 1. При перетворенні вагових значень в об'ємні для природного газу слід користуватися його густиною  $\rho \approx 0,8 \text{ кг/м}^3$ .

2. УКП – умовне кам'яновугільне паливо: УКП = 8130 кВт·год.

3. Барель (буквально – бочка), міра ємності та об'єму в системі англійських одиниць виміру. У США розрізняють барель сухий, який

дорівнює  $115,628 \text{ дм}^3$ , і барель нафтовий (дорівнює  $158,988 \text{ дм}^3$ ).  
Англійський барель (для сипких речовин) дорівнює  $163,65 \text{ дм}^3$ .

4. Для виміру об'єму газу іноді використовується не кубічний метр ( $\text{м}^3$ ), а кубічний фут ( $1 \text{ куб. фут} = 28,3 \text{ дм}^3$ ).

5. Одиниці виміру обмеженого застосування:

- бушель (англійський)  $\approx 36,4 \text{ л}$ ;
- бушель (США)  $\approx 35,2 \text{ л}$ ;
- галон (Англія)  $\approx 4,5 \text{ л}$ ;
- галон рідинний (США)  $\approx 3,8 \text{ л}$ ;
- галон сухий (США)  $\approx 4,4 \text{ л}$ .

## Перерахунок характеристик палива

Складові та характеристики палива можуть бути перераховані на робочу (raw), суху (dry) масу (коли у паливі відсутня волога), суху беззолюну (dry ash-free) або горючу масу (коли у паливі відсутня негорюча частина – зола і волога). У табл. Г.1 наведені множники перерахунку масового вмісту складових палива.

Таблиця Г.1

## Множники перерахунку масового вмісту складових палив

Маса	Початкове значення маси		
	Робочої	Сухої	Горючої
Робоча	1	$(100 - W^r)/100$	$(100 - W^r - A^r)/100$
Суха	$100/(100 - W^r)$	1	$(100 - A^d)/100$
Горюча	$100/(100 - W^r - A^r)$	$100/(100 - A^r)$	1

Примітка.  $W^r$  – масовий вміст води в паливі на робочу масу, %;  $A^r$  – масовий вміст золи в паливі на робочу масу, %;  $A^d$  – масовий вміст золи в паливі на суху масу, %.

У табл. Г.2 наведено формули перерахунку нижчої робочої теплоти згорання палива  $Q_i^r$  в нижчу суху  $Q_i^d$  і нижчу горючу  $Q_i^{daf}$  теплоту згорання палива і навпаки, МДж/кг.

Таблиця Г.2

## Формули перерахунку теплоти згорання палива

Теплота згорання	Початкове значення маси		
	Робочої	Сухої	Горючої
$Q_i^r$	1	$Q_i^d \frac{100 - W^r}{100} - 0,025W^r$	$Q_i^{daf} \frac{100 - W^r - A^r}{100} - 0,025W^r$
$Q_i^d$	$(Q_i^r + 0,025W^r) \times \frac{100}{100 - W^r}$	1	$Q_i^{daf} \frac{100 - A^d}{100}$
$Q_i^{daf}$	$(Q_i^r + 0,025W^r) \times \frac{100}{100 - W^r - A^r}$	$Q_i^d \frac{100}{100 - A^d}$	1

При неповному окисненні вуглецю палива в енергетичній установці величина  $Q_i^r$  фактично зменшується на величину енергії палива, яке не догоріло, тобто на величину

$$Q_i^{r*} = Q_i^r - Q_C(1 - \varepsilon_C),$$

де  $Q_i^{r*}$  – нижча теплота згорання палива з урахуванням механічного недопалювання, МДж/кг;  $Q_C = 32,657$  МДж/кг – теплота згорання вуглецю;  $\varepsilon_C$  – ступінь окислення вуглецю палива, який визначається в процесі розрахунку.

## Додаток Д

### Склад і характеристики різних видів органічного палива

У табл. Д.1 наведено орієнтовний елементний склад палива на горючу масу для найпоширеніших марок вугілля. Масовий елементний склад палива на робочу масу і нижча робоча теплота згорання визначаються за даними табл. Д.1, формулами перерахунку і даними технічного аналізу палива, зокрема, за інформацією про вміст вологи і золи у вугіллі (на робочу масу).

**Таблиця Д.1**

#### Елементний склад вугілля (масовий вміст на горючу масу)

Вугілля	$C^{daf}$ , %	$H^{daf}$ , %	$S^{daf}$ , %	$O^{daf}$ , %	$N^{daf}$ , %	$Y^{daf}$ , %	$Q^{daf}$ , МДж/кг
Антрацитний штиб АШ	93,5	1,8	2,4	1,5	0,8	4,0	33,24
Пісне вугілля ТР	89,0	4,2	3,3	2,1	1,5	12,0	34,29
Донецьке газове ГР	81,0	5,4	4,4	7,7	1,5	40,0	31,98
Донецьке довгополуменеве ДР	75,5	5,5	4,3	13,1	1,6	43,0	30,56
Львівсько-волинське ГР	79,5	5,2	3,7	10,3	1,3	39,0	31,69
Александрійське буре Б1Р	67,5	5,8	5,9	19,9	0,9	58,5	26,96

У табл. Д.2 наведений орієнтовний склад (об'ємні частини у сухому газі, %), теплота згорання і густина природного газу, який поставляється з двох газопроводів: Уренгой – Ужгород і Середня Азія – Центр.

**Таблиця Д.2**

#### Характеристика природного газу для різних газопроводів

Газопровід	$CH_4$ , %	$C_2H_6$ , %	$C_3H_8$ , %	$C_4H_{10}$ , %	$C_5H_{12}$ , %	$CO_2$ , %	$N_2$ , %	$H_2S$ , %	$Q_i^d$ , МДж/м <sup>3</sup>	$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>
Уренгой – Ужгород	98,90	0,12	0,011	0,01	0,00	0,06	0,90	0,00	33,08	0,723
Середня Азія – Центр	94,29	2,80	0,73	0,15	0,03	1,00	1,00	0,00	34,21	0,764



## ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

АД	–	асинхронний двигун
АЕС	–	атомна електрична станція
АТК	–	асинхронний тиристорний каскад
АФ	–	активний фільтр
БСК	–	батарея статичних конденсаторів
ВВП	–	валовий внутрішній продукт
ВГП	–	вентилятор головного провітрювання
ВДЕ	–	відновлювані джерела енергії
ВЕС	–	вітряна електрична станція
ГАЕС	–	гідроакумуюча електрична станція
ГВУ	–	головна водовідливна установка
ГЕС	–	гідроелектростанція
ГЕН	–	графік електричного навантаження
ГТУ	–	газотурбінна установка
ДВЗ	–	двигун внутрішнього згорання
КВВП	–	коефіцієнт використання встановленої потужності
КГУ	–	когенераційна установка
КЕС	–	конденсаційна електрична станція
ККД	–	коефіцієнт корисної дії
ЛЕП	–	лінія електропередачі
НП	–	напівпровідниковий перетворювач
НПДЕ	–	нетрадиційне паливне джерело енергії
ОЕС	–	об'єднана енергетична система
ПЕК	–	паливно-енергетичний комплекс
ПЕР	–	паливно-енергетичні ресурси
ПГО	–	пилогазоочисне обладнання
ПГУ	–	парогазова установка
ПКС	–	паритет купівельної спроможності
ПЧПС	–	перетворювач частоти з ланкою постійного струму
РРЕ	–	регулювання режимів електроспоживання
СЕП	–	система електропостачання
СР	–	споживач–регулятор
ТЕС	–	теплова електрична станція
ТЕЦ	–	теплоелектроцентрально
ФКП	–	фільтрокомпенсуючий пристрій
ЦЕС	–	централізована енергетична система
ЦКШ	–	циркулюючий киплячий шар.

## СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Яблоков А.В. Эволюционное учение / А.В. Яблоков, А.Г. Юсуфов. – М.: Просвещение, 1981. – 343 с.
2. Печуркин Н.С. Энергия и жизнь / Н.С. Печуркин. – Новосибирск: Наука, 1988. – 190 с.
3. Мигдал А.Б. Поиски истины / А.Б. Мигдал. – М.: Молодая гвардия, 1983. – 239 с.
4. Алексеев Г.Н. Энергоэнтропика / Г.Н. Алексеев. – М.: Знание, 1983. – 192 с.
5. Железко Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии. Руководство для практических расчетов / Ю.С. Железко. – М.: ЭНАС, 2009. – 456 с.
6. Левин М.М. Техническое переоснащение угольных энергоблоков 150-300 МВт / М.М. Левин, Л.А. Бобичев, О.М. Гуля // Энергетика та електрифікація. – 2013. – № 3. – С. 60–67.
7. Мацевитый Ю.М. Научно-техническое обеспечение долгосрочных планов развития энергетики Украины / Ю.М. Мацевитый, Б.С. Стогний, А.К. Шидловский // Энергетика та електрифікація. – 2013. – № 1. – С. 48–52.
8. Зорін В.В. Електричні мережі та системи (окремі розділи): навч. посіб. для студ. вищ. техн. навч. закл. / В.В. Зорін, Є.А. Штогрин, Р.О. Буйний. – Ніжин: Аспект-Поліграф, 2011. – 248 с.
9. Разумний Ю.Т. Режимы электроспоживання вугільних шахт: навч. посіб. / Ю.Т. Разумний. – Д.: НГА, 2002. – 126 с.
10. Стратегія енергозбереження в Україні: аналітично-довідкові матеріали. Т. 1. Загальні засади енергозбереження / А.А. Долінський [та ін.]; за ред. В.А. Жовтянського, М.М. Кулика, Б.С. Стогнія. – К.: Академперіодика, 2006. – 510 с.
11. Безлепкин В.П. Регулировочный диапазон тепловых электростанций / В.П. Безлепкин, С.Я. Михайлов. – Л.: Энергоатомиздат, 1990. – 168 с.
12. Астахов Ю.Н. Накопители энергии в электрических системах / Ю.Н. Астахов, В.А. Веников, А.Г. Тер-Газорян. – М.: Высш. шк., 1989. – 159 с.
13. Электрические нагрузки промышленных предприятий / С.Д. Волобринский, Г.М. Каялов, П.Н. Клейн, Б.С. Мешель. – Л.: Энергия, 1971. – 264 с.

14. Гойхман В.М. Регулирование электропотребления и экономия электроэнергии на угольных шахтах / В.М. Гойхман, Ю.П. Миновский. – М.: Недра, 1988. – 190 с.
15. Шахмейстер Л.Г. Вероятностные методы расчета транспортирующих машин / Л.Г. Шахмейстер. – М.: Недра, 1983. – 312 с.
16. Шахмейстер Л.Г. Динамика грузопотоков и регулирование скорости конвейеров / Л.Г. Шахмейстер. – М.: Недра, 1972. – 106 с.
17. Кучерявенко В.Ф. Особенности управления грузопотоками регулируемых магистральных конвейеров / В.Ф. Кучерявенко, А.А. Семченко. – Минск: Ин-т горной электротехники и автоматизации", 2009. – 128 с.
18. РТМ 07.02.010-78. Методика расчета режимов параллельной работы насосов водоотлива шахт, имеющих большие притоки. – М.: Минуглепром СССР, 1978. – 54 с.
19. Малиновский А.К. Автоматизированный электропривод машин и установок шахт и рудников / А.К. Малиновский. – М.: Недра, 1987. – 277 с.
20. Браславский И.Я. Энергосберегающий асинхронный электропривод: учеб. пособ. / И.Я. Браславский, З.Ш. Шматов, В.Н. Поляков; под ред. И.Я. Браславского. – М.: АСАДЕМА, 2004. – 202 с.
21. Півняк Г.Г. Сучасні частотно-регульовані асинхронні електроприводи з широтно-імпульсною модуляцією: монографія / Г.Г. Півняк, О.В. Волков. – Д.: НГУ, 2006. – 470 с.
22. Автоматизований електропривід машин і установок шахт і рудників: навч. посіб. / К.М. Маренич [та ін.] – Донецьк: ДонНТУ, 2012. – 245 с.
23. Електрообладнання технологічних установок гірничих підприємств: підручник / К.М. Маренич, В.В. Калінін, Ю.В. Товстик, І.Я. Лізан, В.В. Коломієць. – Донецьк: ДонНТУ, 2009. – 372 с.
24. Справочник энергетика угольной шахты / В.С. Дзюбан, И.Г. Ширнин, Б.Н. Ванеев, В.М. Гостищев; под общ. ред. Б.Н. Ванеева. – Донецк: Юго-Восток, 2001. – 2 т.
25. Электромагнитная совместимость потребителей: монография / И.В. Жежеленко [и др.] – М.: Машиностроение, 2012. – 351 с.
26. Электромагнітна сумісність у системах електропостачання: підручник / І.В. Жежеленко, А.К. Шидловський, Г.Г. Півняк, Ю.Л. Саєнко. – Д.: НГУ, 2009. – 319 с.

27. Чернышева Д.В. Влияние несинусоидальности напряжения и тока на элементы системы электроснабжения / Д.В. Чернышева // Электрика. – 2013. – № 1. – С. 34–38.

28. Патон Б. Помогут ли газовые турбины преодолеть проблемы энергосистемы Украины / Б. Патон, А. Халатов // Зеркало недели. – 2008. – № 47. – С. 3–8.

29. Фишман В. Быть или не быть собственному источнику электроснабжения на предприятии / В. Фишман // Новости электротехники. – 2003. – № 4. – С. 7–12.

## АЛФАВІТНИЙ ПОКАЖЧИК

А	Г
Аеродинамічний опір ..... 98, 100	Газ ..... 50, 52, 60, 65, 77, 173, 192, 196, 199
Активна енергія ..... 20	Газопостачання ..... 196
Акумуляючий бункер ..... 111, 179	Газотурбінна установка ..... 36, 198
Асинхронний двигун ..... 99, 196	Гас ..... 15, 215
Асинхронний тиристорний каскад ..... 152	Гідроаккумуляюча електростанція ..... 42, 47, 53, 191
Атомна електростанція ..... 7, 14, 28, 40, 42, 46, 50, 77, 197, 199	Гідроелектростанція ..... 28, 41, 46, 50, 54, 61, 191
Атомна енергетика ..... 14, 56	Графік електричних навантажень ..... 23, 36, 42, 47, 62, 72, 85, 172, 199
Б	Д
Бензин ..... 15, 215	Депресія ..... 98, 101
Біоенергетика ..... 56	Джерело генерації ..... 38, 50
В	Диференційований тариф ..... 31, 49, 170, 199
Вартість ..... 73, 93	Е
Вентильні перетворювачі .... 149	Електрика ..... 14
Вентилятор ..... 81, 97, 113, 146, 153	Електрифікація ..... 18, 19
Вентиляційна мережа ..... 98, 102	Електричний генератор ..... 18, 196
Випрямляч ..... 150	Електричний насос ..... 116, 121, 124, 128, 179, 182, 190
Витрата електроенергії ..... 12, 19, 34, 66, 80, 85, 89, 93, 114, 123, 146	Електродвигун ..... 81, 87, 100, 159
Витрата палива ..... 16, 23, 40, 43, 48, 56, 62, 71, 174	Електроенергія ..... 16, 24, 32, 40, 50, 56, 61, 76, 81, 141, 174
Вищі гармоніки ..... 149, 160	Електроємність ..... 25, 29
Відновлювані джерела енергії ..... 28, 41, 52	Електромагнітна енергія ..... 19, 20
Відходи ..... 16, 60, 175, 199	Електромагнітна перешкода .. 148, 168
Вітроенергетика ..... 55	Електроприймач ..... 21, 82, 89, 109, 137, 178
Внутрішнього згорання двигун ..... 204	Електроспоживання ..... 24, 32, 47, 70, 76, 93, 107, 114, 124, 178
Водозбірник ..... 124, 190	Електровоз ..... 109, 111
Втрати електроенергії ..... 19, 26, 35, 47, 103, 114, 135, 146, 169, 201	Енергетичний підхід ..... 13
Вугілля ..... 13, 16, 27, 43, 52, 60, 68, 75, 115, 172, 179	Енергія ..... 11, 40
Вугільна шахта ..... 114, 136, 147, 152, 181, 202, 208	Енергоблок ..... 44, 62

Енергоефективність.....25, 29,  
31, 123, 169, 181  
Енергоємність .....27, 35,  
169  
Енергозабезпечення .....14, 61  
Енергозбереження .....11, 29,  
30, 146, 177  
Енергоносії.....14, 28,  
32, 60, 77, 169, 198  
Енергоспоживання .....14, 25,  
32, 49, 169  
Енергоустановка .....17, 24,  
30, 60, 200  
Енергосистема.....23, 42,  
48, 54, 124, 129, 138, 171, 178

### **З**

Забруднення .....34, 170  
Захисний реактор.....155

### **І**

Інвертор .....150, 159

### **К**

Кабельна лінія.....156  
Каскад .....107, 152  
Коефіцієнт завантаження.....19, 82  
Коефіцієнт корисної дії.....14, 41,  
56, 62, 72, 99, 104, 121, 131, 148  
Коефіцієнт нерівномірності 23, 47,  
62, 74  
Коефіцієнт потужності.....20, 84  
Коливання напруги.....148  
Компресор .....41, 81,  
91, 97, 131, 133, 147  
Комутація .....151, 161  
Когенерація .....32, 40,  
77, 178, 200  
Конденсаторна установка ....155,159  
Конденсаційна  
електростанція .....40, 46,  
201  
Концентрат.....67  
Котел-утилізатор .....40, 200  
Критичний час .....92, 96

### **Л**

Лінія електропередач ..... 18, 42,  
45, 77, 156, 197  
Лічильник..... 83, 99,  
108, 139, 160, 171

### **М**

Мазут ..... 44, 68,  
69, 205  
Метан..... 61, 200

### **Н**

Навантаження ..... 21, 32,  
46, 49, 71, 83, 89, 113, 129, 138, 160  
Напівпікова зона ..... 47, 71,  
129, 171, 190  
Напівпровідниковий  
перетворювач..... 94, 107,  
146, 153  
Напір.....47, 122,  
127, 178  
Напруга ..... 18, 35,  
42, 84, 99, 135, 141, 150, 154  
Нафта ..... 14, 16,  
60, 170, 199  
Нафтопереробний комплекс 199  
Нерівномірність  
електроспоживання..... 23, 47,  
62, 70, 76, 178  
Низьковольтна мережа ..... 43  
Нічна зона ..... 171

### **О**

Об'єднана енергетична  
система ..... 11, 42,  
54, 76, 78  
Одноставковий тариф ..... 171  
Освітлення ..... 27, 34,  
80, 137, 140  
Освітлювальна установка..... 97, 140  
Очисний вибій ..... 114, 180

### **П**

Паливо ..... 13, 17,  
23, 35, 40, 51, 60, 71, 169, 191, 202

Паливоємність.....29  
Парова турбіна.....14, 36,  
41, 200  
Паровий котел .....14, 39  
Парогазова установка.....36, 198  
Первинні енергоресурси .....29, 203  
Перетворювач частоти .....21, 107,  
113, 114, 147  
Питомі витрати .....15, 24,  
34, 39, 43, 56, 62, 72, 80, 87, 124, 182  
Підйомні установки.....89, 107  
Пікова зона .....46, 129,  
191, 195  
Повітряна лінія .....42, 135  
Подача.....77, 98,  
104, 122  
Потужність .....15, 20,  
42, 46, 48, 53, 72, 97, 132, 137, 142  
Прибуток .....94, 196  
Природний газ.....16, 61,  
65, 76, 172, 192, 198, 205, 217, 221

## **Р**

Реактивна потужність .....89, 156  
Реактор.....14, 40,  
77, 81, 150, 155, 159  
Регульований електропривод...93,  
107, 113, 117, 146, 153, 157, 164  
Регулювання  
продуктивності .....81, 126  
Реактивна енергія .....20, 42,  
136, 139, 141, 146, 156, 164  
Режим електроспоживання..47, 78,  
93, 124, 178  
Розподільна мережа.....31, 161

## **С**

Синтез-газ.....192, 195  
Синхронний двигун.....99, 146,  
150, 155  
Система імпульсно-фазового  
керування.....151, 160  
Скіпова підйомна  
установка.....108, 149  
Сонячна енергія .....17, 56

Споживання електроенергії 25, 31,  
51, 62, 74, 80, 97, 107, 113, 115, 126  
Споживач .....25, 42,  
51, 170, 172, 178  
Споживач-регулятор.....108, 178,  
190  
Стрічковий конвеєр .....109, 179

## **Т**

Тахограма.....107, 148  
Теплоелектростанція .....14, 28,  
44, 50, 60, 68, 76, 172, 191, 196  
Теплоелектроцентрально.....42, 50,  
65, 77, 197, 201  
Техногенна катастрофа.....16, 33  
Технологічний комплекс.....180  
Технологічний процес .....19, 22,  
97, 113, 147, 169, 178  
Технологічний транспорт....97, 109  
Технологічні втрати.....35, 44  
Торф.....16, 215  
Трансформатор.....19, 81,  
97, 137, 155

Трансформаторна  
підстанція .....42

## **У**

Умовне паливо.....43, 48,  
53, 62, 69, 73, 175, 185  
Уран .....16

## **Ф**

Фільтрокомпенсувальний  
пристрій.....95, 161

## **Х**

Холостий хід.....48, 82,  
87, 91, 107, 115, 137

## **Ш**

Шкідливі речовини .....175

## **Я**

Якість електроенергії.....146, 154  
161, 164

Навчальне видання

**Разумний** Юрій Тимофійович  
**Рухлов** Артем Володимирович  
**Прокуда** Володимир Миколайович  
**Рухлова** Наталія Юріївна

**ЕФЕКТИВНЕ ВИКОРИСТАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ  
ТА ПАЛИВА**

Навчальний посібник

Редактор Л.О. Чуїщева

Підп. до друку . Формат 30 x 42/4.  
Папір офсет. Ризографія. Ум. друк. арк. 12,4.  
Обл.-вид. арк. 12,4. Тираж 300 пр. Зам. №

Підготовлено до друку та видруковано  
у Державному ВНЗ "Національний гірничий університет".  
Свідоцтво про внесення до Державного реєстру ДК № 1842 від 11.06.2004.  
49005, м. Дніпропетровськ, просп. К. Маркса, 19.