

А.В. Рухлов, канд. техн. наук

(Україна, Дніпропетровськ, Національний гірничий університет)

ТЕХНОЛОГІЧНІ ТА ЕНЕРГЕТИЧНІ АСПЕКТИ БЕЗПЕКИ ФУНКЦІОНУВАННЯ ВУГІЛЬНИХ ШАХТ

Вугільні шахти у більшості випадків – потужні споживачі двох видів енергії – електричної та теплової. При цьому практично завжди електропостачання здійснюється централізовано (від енергосистеми), а теплопостачання – від власних котелень. Такий варіант енергозабезпечення вугільних шахт склався ще за часів радянської централізованої економіки і сьогодні повністю вичерпав себе, оскільки ефективність його дуже низька і не забезпечує необхідного рівня безпеки функціонування вуглевидобувних підприємств.

Технологічні аспекти безпеки роботи вугільних шахт пов'язані з їх специфікою. Ці підприємства є енергоємними споживачами (максимальне навантаження досягає 15 МВт і вище) з наявністю електроприймачів І категорії за надійністю електропостачання і обов'язковим покриттям навантажень аварійної броні (АБ). Остання обставина обумовлена специфікою вугільного підприємства, що визначається умовами підземного видобутку корисної копалини і гірничо-геологічними особливостями. При цьому умови підземного видобутку визначають, що робітники протягом усієї зміни знаходяться під землею (глибина шахт досягає 1000 м), в обводненому і загазованому метаном середовищі і, як правило, опиняються в замкненому просторі, без можливості виходу на поверхню через відключення електроенергії. Гірничо-геологічні особливості визначають той факт, що відключення електроенергії може привести до аварій, поломки коштовного гірничого обладнання, що створює реальні передумови для тривалого припинення видобутку вугілля, навіть при відновленні електропостачання.

До електроприймачів АБ електропостачання відносяться ті, що забезпечують тривалий безаварійний простой шахти. Аналіз технологічних процесів виявив, що це: стаціонарні енергоємні установки на поверхні та в підземних виробках (вентилятор головного провітрювання, головний водовідлив, людський або вантажно-людський клітьовий підйоми, вугільний підйом), гірничі машини і комплекси на підземних роботах (механізми комплексів, установки підземного транспорту, пов'язані з роботою очисних комплексів), допоміжні загальновиробничі установки на поверхні шахти (механізми технологічного комплексу, пов'язані з роботою вугільного підйому; котельня; насосна станція водопостачання, що забезпечує людей і котельні водою; механізми для відновлювальних робіт і механізми механічних майстерень; устаткування лампової в мінімальному обсязі).

Окрім функціонування першоосновних електроприймачів, що входять до складу АБ електропостачання шахти (вентилятор головного провітрювання, водовідлив, котельня, вантажно-людський підйом та ін.) слід також передбачати

роботу машин і механізмів комплексів видобутку в очисних вибоях, де за гірничо-технологічних умов необхідне оновлення їх ліній, час початку якого визначається за емпіричними залежностями [1]. Накопичення деякої кількості вугілля в результаті просунення лінії очисного вибою потребує функціонування підземного транспорту. На подальших етапах після заповнення акумулюючого бункера білястовбурного двору в роботу повинен бути введений вугільний підйом. Вказаний порядок роботи машин і механізмів неминучий, якщо поставлена мета зберегти виробничу потужність шахти після повного відновлення електропостачання і не допустити стану, при якому відновлення її працездатності виявиться неможливим або зажадає вкладення значних додаткових засобів, придбання нового устаткування і великих витрат часу і робочої сили. З наведеного випливає, що значення потужності АБ для умов тривалої перерви в електропостачанні не твердо фіксована величина, а залежить від часу обмеження в подачі електроенергії на шахту.

Дійсно, при дефіциті потужності в енергосистемі і (або) аварійних режимах її роботи обмеження електропостачання для вугільної шахти повинно проводитися не нижче рівня її АБ. Проте в роботі [2] не розглядається питання про рівень потужності і тривалості дії АБ електропостачання вугільних шахт, необхідних для забезпечення їх безаварійного простою, а на період форс-мажорних обставин стійке електропостачання взагалі не планується. Цей факт свідчить про низький рівень енергетичної безпеки вуглевидобувних підприємств та наявність дуже "слабких" місць у централізованій енергосистемі.

Енергетичні аспекти безпечного функціонування вугільних шахт визначаються енергетичними проблемами України. Одна із основних проблем теплової енергетики нашої країни – низька ефективність використання палива, за рахунок теплоти якого виробляється електроенергія для потреб промисловості та населення. За допомогою фактичних питомих витрат умовного палива для електростанцій України отриманий ККД $\eta_{e.n} = 0,327$ або 32,7 %, що значно менше, ніж для зарубіжних теплових електростанцій (ТЕС), наприклад Німеччини, де $\eta_{e.n} = 40\text{--}44$ %. Теплоелектростанції в Україні будувалися з урахуванням використання вугілля з теплою згоряння 6600 ккал/кг, зольністю до 17 % і вмістом сірки не більше 1,0 %. У той же час теплота згоряння палива знизилася до 3400 ккал/кг, зольність складає 30 – 40 %, а вміст сірки досягає 3,0 %, що значно ускладнює процеси спалювання вугілля на ТЕС [2]. Зниження якості вугілля вимагає використовувати до 40 % за тепловим еквівалентом "благородних" видів палива (газ, мазут) для активізації (підсвічування) процесу горіння високозольного палива, що збільшує обсяги шкідливих викидів в атмосферу. При використанні на ТЕС вугілля із зольністю, що перевищує проектну, системи пилоприготування не забезпечують необхідного навантаження котлоагрегатом. У найбільш розповсюджених котлоагрегатах з рідким видаленням шлаку порушуються умови його видалення, аж до повного зашлаковування.

Інша комплексна проблема пов'язана з нерівномірністю споживання та відповідно нерівномірністю вироблення електроенергії. За своєю властивістю електромагнітну енергію неможливо накопичувати у великих обсягах, тобто генерація і використання енергії мають бути одночасними. Фактично це озна-

чає необхідність наявності достатньої кількості маневрених генеруючих потужностей, чого енергетична система України не має.

Сучасний стан проблеми вирівнювання графіка споживання енергії свідчить, що за відсутністю у достатній кількості маневрених потужностей виникають значні перевитрати палива. Враховуючи те, що атомні електростанції працюють тільки в базовому режимі і нездатні брати участь у регулюванні споживання електроенергії в енергосистемі (потужностей гідро- та гідроакумлюючих електричних станцій для цієї мети недостатньо), робота енергоблоків малої потужності ТЕС відбувається у нерозрахунковому маневреному режимі, аж до щодобових зупинок на нічні провали навантаження в енергосистемі та подальших пусків. Це суттєво зменшує експлуатаційний ККД ТЕС до 29–29,5 % проти 35–36 % при їх роботі в базовому режимі.

Регулювання режимів електроспоживання на будь-якому підприємстві, у тому числі і на вугільній шахті, для вирівнювання графіка електричних навантажень енергосистеми можливо за наявності споживачів-регуляторів, що можуть змінювати свій режим роботи без порушення технологічного процесу. На шахті такі споживачі є (підйоми, водовідлив, підземний транспорт), але для регулювання режимів електроспоживання не завжди існують технологічні можливості. Введення диференційованих за зонами доби тарифів на електроенергію робить економічно виправданим понесення визначених капітальних витрат для досягнення можливості значно знижувати свій рівень електроспоживання в часи максимальних навантажень в енергосистемі, коли електроенергія коштує найбільше, і, навпаки, максимально завантажувати технологічне обладнання вночі, коли енергія найдешевша. Тому тут виникає проблема адаптації режимів електроспоживання вугільних шахт до умов системи електропостачання та необхідність уточнення максимальних електричних навантажень, що можуть змінитися в результаті регулювання режимів електроспоживання, для перевірки електрообладнання.

В інших країнах світу проблема, пов'язана з нерівномірністю споживання і вироблення енергії, вирішується шляхом децентралізації енергопостачання, тобто спорудженням маневрених парогазових або газотурбінних установок на потужних підприємствах, а також використанням існуючих гідроелектростанцій (ГЕС). Для умов України такий шлях теж дуже привабливий, але він потребує значних капітальних вкладень.

Нижче наведено результати техніко-економічних розрахунків 12-ти підприємств ВАТ "Павлоградвугілля" для умовно прийнятої річної витрати електроенергії на рівні 500 млн кВт·год і відносно рівномірного групового графіка електричних навантажень (тривалість використання максимуму навантаження $T_m = 5000$ год/рік). При таких параметрах потрібно буде побудувати сучасну електричну станцію (ЕС) потужністю 100 МВт, вартість якої складе приблизно 500 млн грн.

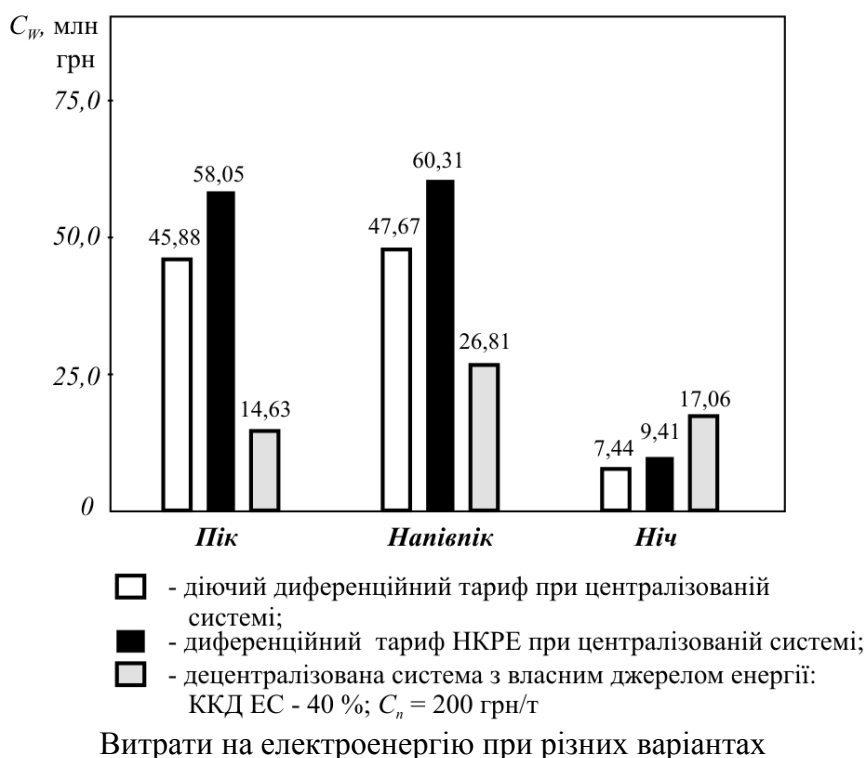
ККД ЕС $\eta_{ЕС}$ дорівнює 40 %, собівартість власного палива C_n вугілля з теплою згоряння $Q_e = 20,0$ МДж/кг – 200 грн/т. З урахуванням питомої витрати умовного палива ($Q_{yn} = 29,3$ МДж/кг) і його вартості $C_{yn} = 293$ грн/т у.п., собівартість паливної складової на вироблення 1 кВт·год складе 0,09 грн/кВт·год. Со-

бівартість вироблення електроенергії визначимо шляхом множення вартісного коефіцієнта $K_g = 1,2-1,4$ на вартість паливної складової: $C_w = 1,3 \cdot 0,09 = 0,117$ грн/кВт·год.

Діючі на 2006 р. роздрібні тарифи на електроенергію, встановлені Національною комісією з регулювання електроенергетики (НКРЕ) для підприємств ВАТ ЕК "Дніпрообленерго", складають: для 1-го класу 21,5 коп/кВт·год, 2-го класу – 29,23 коп/кВт·год без ПДВ. З урахуванням ПДВ для 1-го класу тариф на електроенергію буде дорівнювати 25,8 коп/кВт·год. Тарифні коефіцієнти: пік – 1,8; напівпік – 1,02; ніч – 0,25. Проте в цей же час за умов існуючих договорів з "Дніпрообленерго" ВАТ "Павлоградвугілля" спожиту електроенергію оплачує за тарифом 20,38 коп/кВт·год, тому розрахунки виконані для двох значень тарифу – діючого і встановленого НКРЕ (з урахуванням можливого підвищення діючого тарифу до рівня, встановленого НКРЕ).

Прибуток з розрахунку на 1 кВт·год, наприклад, при одноставочном тарифі НКРЕ, складе $25,8 - 11,7 = 14,1$ коп/кВт·год або 70,5 млн грн (при річному електроспоживанні 500 млн кВт·год), а розрахунковий термін окупності – 7,1 роки.

Для умов застосування на шахті діючого диференційного тарифу прибуток складе: для децентралізованої системи – 42,49 млн грн, комбінованої – 52,11, а термін окупності не перевищить 11,7 і 9,6 роки відповідно. Результати розрахунків представлені в таблиці і демонструються на рисунку. Тут як приклад розглядаються варіанти постачання енергією підприємства від централізованої та децентралізованої систем, а також для комбінованого режиму та одноставочного і диференційного тарифів. У колонках "утворення прибутку" і "термін окупності" по два рядки: перший відноситься до децентралізованої системи, другий – до комбінованого режиму електропостачання.



Показники споживання електроенергії в обсязі 500 млн кВт·год на рік

Тариф	Вартість електроенергії залежно від системи електропостачання, млн грн			Утворення прибутку	Термін окупності, р.
	Централізована	Децентралізована	Комбінований режим		
Одноставочний (НКРЕ)	129,0	58,5	58,5	129,0-58,5=70,5	7,1
Одноставочний (діючий)	101,9	58,5	58,5	101,9-58,5=43,4	11,5
Диференційний за зонами діб (НКРЕ)	58,05+60,31+ +9,41=127,77	14,63+26,81+ +17,06=58,5	14,63+26,81+ +9,41=50,85	127,77-58,5=69,27 127,77-50,85=76,92	7,2 6,5
Диференційний за зонами діб (діючий)	45,88+47,67+ +7,44=100,99	14,63+26,81+ +17,06=58,5	14,63+26,81+ +7,44=48,88	100,99-58,5=42,49 100,99-48,88=52,11	11,7 9,6

Комбінований режим електропостачання підприємства означає, що шляхом вибору менших значень грошових витрат за зонами діб здійснюється управління системами (наприклад, отримання енергії в години піку і напівпіку від власного джерела, а вночі – від енергосистеми). Дійсно, наприклад, для діючого диференційного тарифу різниця між прибутком, отриманим підприємством при децентралізованій системі і комбінованому режимі електропостачання складає $52,11 - 42,49 = 9,62$ млн грн, тобто додатково на 9 млн грн більше вільних коштів. Запропоноване рішення у вигляді спорудження власної маневреної ЕС може забезпечити електричною і тепловою енергією не тільки вугільні шахти, а й прилеглі населені пункти. Окрім цього, потужність ЕС достатня для забезпечення АБ електропостачання вугільних шахт, тобто цим самим підвищується надійність їх функціонування.

Висновок. Централізоване електропостачання вугільних шахт не є ефективним, оскільки вугілля, що видобувається на шахті, транспортується на ТЕС, де спалюється з низьким ККД і відповідно зростають обсяги викидів шкідливих речовин в біосферу, а вироблена електроенергія знов повертається до підприємства, зазнаючи на своєму шляху досить істотних втрат. У цьому ланцюжку енергетичних перетворень є зайві елементи. Більш надійний, економічно ефективний і привабливий – варіант децентралізованого енергопостачання шахти чи групи шахт від власного джерела з високим ККД та маневреністю, тим паче, що для його стійкої роботи є паливо – вугілля. Таке джерело забезпечить прилеглі підприємства тепловою й електричною енергією, собівартість вироблення якої буде нижче за ціну в енергосистемі, та підвищить енергетичну безпеку за рахунок можливості функціонування шахти навіть при виникненні форс-мажорних обставин в енергосистемі. Однак кожний такий варіант потребує детального техніко-економічного обґрунтування та вибору типу і потужності автономного джерела.

Список літератури

1. Разумный Ю.Т., Рухлов А.В. Анализ электроприемников аварийной брони электроснабжения угольных шахт / Гірнична електромеханіка та автоматика: Наук.-техн. зб. – 2002. – Вип. 69. – С.15 – 20.

2. Правила користування електричною енергією: Національна комісія з питань регулювання електроенергетики України. – К., 2004. – 53 с.