

Центральноукраїнський національний технічний університет
Факультет будівництва та транспорту
Кафедра “Електротехнічні системи та енергетичний менеджмент”

“Допущено до захисту ”
Зав. кафедрою ЕТС та ЕМ
к.т.н., професор
_____Петро ПЛЕШКОВ
“ ____ ” _____2022р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
за другим (магістерським) рівнем вищої
освіти
на тему
“Дослідження впливу сучасних ГЕС на умови
функціонування енергоринку України”

Виконав здобувач вищої освіти
2 курсу магістратури, групи ЕНМ-21М
ОПП «Енергетичний менеджмент»
спеціальності 141
«Електроенергетика, електротехніка
та електромеханіка»

_____Смолянцев А.Р.
« ____ » _____2022р.

Керівник роботи

к.т.н., доцент

_____Андрій КОТИШ

« ____ » _____2022р.

Рецензент _____

м. Кропивницький

Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет Будівництва та транспорту

Кафедра електротехнічних систем та енергетичного менеджменту

Рівень вищої освіти другий (магістерський)

Галузь знань 14 Електрична інженерія

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма Енергетичний менеджмент

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Завідувач кафедри

Плешков П.Г.

«_____» _____ 2022 р.

ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗА ДРУГИМ (МАГІСТЕРСЬКИМ) РІВНЕМ ВИЩОЇ ОСВІТИ ЗДОБУВАЧА ВИЩОЇ ОСВІТИ

Смолянцева Андрія Руслановича

(прізвище, ім'я, по-батькові)

1. Тема роботи (проекту) Дослідження впливу сучасних ГЕС на умови
функціонування енергоринку України

Study of the impact of modern hydroelectric power plants on the functioning of the
energy market of Ukraine

2. Керівник роботи (проекту)

Котиш Андрій Іванович, к.т.н., доцент

(прізвище, ім'я, по-батькові, науковий ступінь, вчене звання)

3. Строк подання студентом роботи до захисту 29.11.2022 р.

4. Мета та завдання випускної кваліфікаційної роботи (проекту)

Вступ; 1.Особливості функціонування ГЕС в ринкових умовах; 2.Методика
планування довготривалих оптимальних режимів ЕЕС з ГЕС з
використанням динамічного програмування; 3.Реалізація планів виробітку
електроенергії в ОЕС з ГЕС в умовах конкурентного ринку; 4.Методика
обґрунтування параметрів МГЕС з врахуванням втрат в ЛЕП; 5.Охорона
праці; Висновки; Перелік посилань.

5. Консультанти по роботі, із зазначенням розділів роботи

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
<i>Економічна частина</i>	<i>к.е.н., доц. Ірина ЖУРИЛО</i>		
<i>Охорона праці</i>	<i>к.т.н, доц. Іван САВЕЛЕНКО</i>		

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів випускної кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Вступ</i>	<i>07.10.22</i>	
2	<i>Особливості функціонування ГЕС в ринкових умовах</i>	<i>12.10.22.</i>	
3	<i>Методика планування довготривалих оптимальних режимів ЕЕС з ГЕС з використанням динамічного програмування</i>	<i>20.10.22.</i>	
4	<i>Реалізація планів виробітку електроенергії в ОЕС з ГЕС в умовах конкурентного ринку</i>	<i>01.11.22.</i>	
5	<i>Методика обґрунтування параметрів МГЕС з врахуванням втрат в ЛЕП</i>	<i>10.11.22.</i>	
6	<i>Охорона праці</i>	<i>20.11.22</i>	
7	<i>Висновки</i>	<i>28.11.22.</i>	

Дата видачі завдання

«___» _____ 2022 р.

Підпис керівника _____

Завдання прийнято до виконання

«___» _____ 2022 р.

Підпис здобувача _____

АНОТАЦІЯ

Кваліфікаційна робота: с.; 9 рис.; 11 табл.; 53 джерела; 2 додатки

Смолянцев А.Р. Дослідження впливу сучасних ГЕС на умови функціонування енергоринку України. 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», ОПП «Енергетичний менеджмент». Центральноукраїнський національний технічний університет. Кропивницький, 2022 р.

Метою кваліфікаційної роботи є дослідження режимів роботи сучасних гідроелектростанцій (ГЕС) та їх роль в енергоринку України.

Недостатньо узгоджена поведінка електростанцій в нових умовах ринку призвела до збільшення числа холостих скидів води, передчасного спрацювання водосховища і неоптимального навантаження окремих гідроелектростанцій. Зниження ефективності від неоптимального використання розташованих гідроенергоресурсів і потужностей ГЕС в ОЕС України оцінюється втратою їх річного виробітку.

Тому в ринкових умовах залишається актуальним питання довготривалого планування оптимальних режимів енергосистем. Для ефективного управління роботою енергосистем з ГЕС необхідно враховувати випадковий характер приточності води в водосховища. Для забезпечення надійного і безперебійного енергопостачання в таких енергосистемах необхідно планування і ведення довгострокових оптимальних режимів з можливістю їх оперативного корегування.

Ключові слова: гідроелектростанції, конкурентний ринок, виробіток електроенергії, планування, функціонування електроенергетичної системи, ціни, оптимальні режими, моделювання, реформування, реструктуризація, характеристики.

SUMMARY

Smolyantsev A.R. Study of the impact of modern hydroelectric power plants on the functioning of the energy market of Ukraine. 141 "Electric power, electrical engineering and electromechanics" EPP, "Energy management". Central Ukrainian National Technical University. Kropyvnytskyi, 2022.

The purpose of the qualification work is to study the operating modes of modern hydroelectric power plants (HPP) and their role in the energy market of Ukraine.

Insufficiently coordinated behavior of power plants in the new market conditions led to an increase in the number of empty water discharges, premature operation of the reservoir and suboptimal loading of individual hydroelectric power plants. The decrease in efficiency due to the suboptimal use of the located hydropower resources and hydropower capacities in the UES of Ukraine is estimated by the loss of their annual output.

Therefore, in market conditions, the issue of long-term planning of optimal energy system modes remains relevant. In order to effectively manage the operation of energy systems from hydroelectric power plants, it is necessary to take into account the random nature of water inflow into reservoirs. To ensure a reliable and uninterrupted power supply in such power systems, it is necessary to plan and maintain long-term optimal regimes with the possibility of their operational adjustment.

Keywords: power hydroelectric power plants, competitive market, electricity generation, planning, operation of the electric power system, prices, optimal regimes, modeling, reformation, restructuring, characteristics.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	
Розділ 1.Особливості функціонування ГЕС в ринкових умовах.....	
1.1 Обмеження об'ємів водосховищ.....	
1.2 Необхідність оцінки вартості електроенергії, виробленої на ГЕС.....	
1.3 Наявність каскадів ГЕС.....	
1.4 Проявлення монополізму ГЕС на ринках електроенергії.....	
1.5 Водогосподарчі і екологічні обмеження.....	
1.6 Висновки.....	
Розділ 2 Методика планування довготривалих оптимальних режимів ЕЕС з ГЕС з використанням динамічного програмування.....	
2.1 Відчинянні методики і підходи до оптимальних довгострокових режимів ЕЕС з ГЕС.....	
2.2 Моделювання електроенергетичної системи.....	
2.3 Постановка задачі планування довгострокових оптимальних режимів енергосистеми з ГЕС.....	
2.4 Алгоритм рішення задачі.....	
Розділ 3 Реалізація планів виробітку електроенергії в ОЕС з ГЕС в умовах конкурентного ринку	
3.1 Проблема реалізації режимів ЕЕС з ГЕС в умовах ринку.....	
3.2 Реалізація оптимальних режимів ЕЕС з ГЕС в умовах ринку.....	
3.3 Аналіз ефективності реалізації оптимальних режимів через регулювання цін на електроенергію, що виробляється на ГЕС	
Розділ 4 Методика обґрунтування параметрів МГЕС з врахуванням втрат в ЛЕП.....	
4.1 Визначення основних техніко-економічних показників місцевих мереж.....	
4.2 Визначення основних енергетичних параметрів малих ГЕС.....	
4.3 Вибір основного обладнання малих ГЕС.....	

4.4	Визначення техніко-економічних параметрів МГЕС.....
4.5	Визначення варіанту енергопостачання споживача.....
	Висновки.....
	Перелік посилань.....
	Додаток А.....
	Додаток Б.....

ВСТУП

На сьогоднішній день як загальносвітова, так і Українська тенденція в електроенергетичному секторі економіки заключається в переході від планової системи господарювання до ринкових форм взаємодії. Метою ринкових перетворень підвищення ефективності роботи електроенергетики для кінцевого споживача: задоволення платоспроможного попиту на електричну енергію і пониження її вартості, збільшення якості постачаємої електроенергії і послуг, застосування прогресивних технологій, привернення інвестицій в необхідних об'ємах і т.д.

Одним із основних показників економічної ефективності роботи енергосистеми є величина затрат на виробництво електроенергії.

При централізованому управлінні енергосистемою зниження затрат на виробництво електроенергії досягалося завдяки єдності (вертикальної і горизонтальної інтегрованості) технологічних процесів виробництва, перетворення, транспорту, розподілу і збуту електроенергії. Така єдність була обумовлена технологічними зв'язками між всіма елементами енергосистеми і синхронністю виникаючих в ній електричних процесів. Централізоване управління забезпечувало найкраще сполучення різних джерел електроенергії при покритті загального графіка навантаження і дозволяло оптимізувати режими як окремих електростанцій, так і енергооб'єднань в цілому для реалізації міжсистемних ефектів і зниження загальних затрат на електропостачання. В результаті зменшилися потреба в генеруючих потужностях через не співпадання максимумів навантаження окремих регіональних енергосистем і скорочення аварійного і навантажувального резервів потужності, раціонально розподілялись загальносистемні функції між окремими електростанціями, включаючи ГЕС, більш ефективно використовувалися розташовані гідроенергоресурси і за рахунок цього економилося органічне паливо. До числа міжсистемних ефектів слід віднести також підвищення сумарної гарантованої віддачі потужності гідроелектростанцій, обумовлене асинхронністю стоку з різних річкових басейнів.

При централізованому управлінні функціонуванням електроенергетичними системами (ЕЕС) реалізація системних ефектів досягається шляхом оптимального довгострокового, середньострокового і короткострокового планування енергетичних балансів енергооб'єднань і вхідних в них регіональних енергосистем, а також оперативної коректування енерговіддачі окремих електростанцій.

Врахування всіх відмічених ефектів сприяв зниженню експлуатаційних затрат і капіталовкладень для розвитку генеруючих потужностей в системі електропостачання.

Перехід від планової до ринкової економіки, що відбувається в Україні в нинішній час, вплинув на всі сфери господарчої діяльності в країні. Реформи, що проводяться, змінили умови розвитку і функціонування електроенергетики. Намітилися тенденції до децентралізації в управлінні режимами і до досягнення індивідуальних вигід окремими власниками об'єктів в електроенергетичних системах.

Перехід на ринкові умови не виключає можливості збереження високих сумарних ефектів в системі електропостачання. Але досягнення таких ефектів потребує створення умов для діючої конкуренції між виробниками електроенергії, формування раціональних правил і інфраструктури ринків електроенергії, застосування ефективних форм господарчого регулювання. В результаті переходу на ринкові форми організації електроенергетики ліквідується вертикальна (від виробника до споживача електроенергії) інтегрованості всередині регіональних енергосистем і горизонтальна інтегрування регіональних систем електропостачання в складі територіальних об'єднань. Складність управління в ринкових умовах багатократно зростає.

В системі електропостачання України в теперішній час паралельно працюють АТ- енерго і незалежні від них АТ-електростанції, які самостійно приймають рішення по купівлі і продажу електроенергії, основуючись на кон'юктурні і індивідуальних інтересах. На теперішній стадії реформування галузі існує система оптимального річного планування балансів виробництва і

споживання електроенергії. Такі баланси розробляються системним оператором (СО) Єдиної енергетичної системи (ЄЕС) України і затверджуються НКРЕ. Однак планування балансів ведеться по спрощеним і застарілим методикам, що не дозволяють забезпечити оптимальне навантаження генеруючого обладнання і найкраще використання енергоресурсів. Більш того, погано відпрацьований механізм корегування затверджених планових балансів, що не дає можливості швидко міняти плани роботи електростанції і узгоджувати інтереси окремих суб'єктів оптового ринку електроенергії.

Недостатньо узгоджена поведінка електростанцій в нових умовах ринку привело до збільшення числа холостих скидів води, передчасного спрацювання водосховища і неоптимального навантаження окремих гідроелектростанцій. Зниження ефективності від неоптимального використання розташованих гідроенергоресурсів і потужностей ГЕС в ОЕС України оцінюється втратою від 3% до 5% від їх річного виробітку.

Тому в ринкових умовах залишається актуальним питання довготривалого планування оптимальних режимів енергосистем. Особливо це актуально для ЄЕС з великою долею ГЕС з водосховищами річного і багатолітнього регулювання. В таких енергосистемах дії, що приймаються на нинішній момент часу, впливають на умови роботи в майбутньому. Крім того, для ефективного управління роботою енергосистем з ГЕС необхідно враховувати випадковий характер приточності води в водосховища. Для забезпечення надійного і безперебійного енергопостачання в таких енергосистемах необхідно планування і ведення довгострокових оптимальних режимів з можливістю їх оперативного корегування.

З прийняттям закону про "зелені" тарифи мала гідроенергетика отримала друге дихання. Однак справжнього прориву перспективною для України галузі заважають недосконале законодавство і брак підтримки з боку держави.

Розділ 1 Особливості функціонування ГЕС в ринкових умовах

Методологія управління режимами електроенергетичних систем і гідроелектростанцій в ринкових умовах в Україні на даний момент повністю ще не сформувались. Про наявність в Україні розвинутого і раціонально організованого електроенергетичного ринку поки що говорити завчасно. По причині реформування електроенергетичної галузі в країні, що продовжується, в системі електропостачання країни змінилися форми власності на генеруючі потужності і електричні мережі і економічні відносини між виробниками і споживачів електричної енергії [1,2,3,4].

Крім того, існують і технічні перешкоди для формування ефективного робочого конкурентного ринку електроенергії та потужності. До їх числа відносяться:

- Відсутність чи слабкість електричних зв'язків між окремими територіальними електроенергетичними системами;
- Недостатній розвиток системоутворюючих і розподільчих мереж в самих цих системах;
- Значна концентрація і нерівномірне територіальне розподілення генеруючих потужностей.

Серйозним обмеженням для прискорення переходу до ринкових відносин в електроенергетиці служить невідосконаленість діючої системи країни в цілому і в сфері електроенергетики зокрема. Не створений вільний ринок капіталу, оперуючий відносно дешевими фінансовими ресурсами, що дають можливість для швидкого будівництва нових високоефективних електростанцій [5]. В якості ще одної негативної причини слід виділити відсутність високо розвинутого, диверсифікованого ринка палива, що дозволяє вільно і з відносно низькими затратами перемикатися з одного його виду на інший. Без появи таких ринків ефективна дія ринкових механізмів в електропостачанні не можлива [6].

На ряду з вище описаним, робота Запорізької ГЕС (ЗГЕС) має особливу специфіку, яка виражає налічуванням значної долі гідроелектростанцій (15-20%)

в структурі її генеруючих потужностей. В літній період виробіток електроенергії на ГЕС досягає 25% від сумарного об'єму генерації. Дана енергосистема відрізняється від інших ГЕС країни тісними зв'язками енергетичних балансів з режимами регулювання річних стоків різної тривалості, значним впливом на вказані баланси випадкових і невизначених факторів і важко передбаченої можливістю настання надлишкових і дефіцитних умов в електропостачанні обслуговуючою їй території. Разом з тим існують і інші особливості ГЕС, які необхідно враховувати при переході до ринкових відносин. Дані особливості потребують детального аналізу і будуть розглянуті нижче.

1.1 Обмеження об'ємів водосховищ

Однією із найбільш важливих особливостей функціонування гідроелектростанцій є використання ними обмеження ємностей водосховищ для запасу гідроресурсів.

Використання водосховищ дозволяє ГЕС не тільки запасати воду для подальшого її перетворення в електричну енергію, але і регулювати сам виробіток електроенергії впродовж певного періоду часу. Використання різних об'ємів води для виробництва електроенергії в той чи інший момент часу впливає як на розподіл об'ємів виробітку електроенергії впродовж періоду регулювання, так і на сумарний виробіток станції. Даний ефект отримав назву "ефекту післядії" [7,8,9,10]. Тривалість періоду післядії залежить від виду регулювання, здійснюючого водосховищем, і може складати від доби до декількох років.

З економічної точки зору ефект післядії можна трактувати наступним чином: збільшення виробітку ГЕС, наприклад, з метою економії на теплових електростанціях енергосистеми чи отримання додаткового прибутку в наступному інтервалі, приводить до додаткових затрат на забезпечення нормального функціонування ЕЕС в залишених інтервалах періоду регулювання. Ці затрати, як мінімум, зв'язані з необхідністю додаткового виробництва електроенергії на теплових електростанціях, обумовлених зменшенням виробітку

ГЕС із-за скорочення об'єму розміщених гідроресурсів і зниження напору [11,12].

За рахунок спрацювання запасів гідроенергії можуть покриватися значні дисбаланси в функціонуванні енергоб'єднання: невідповідність між темпами росту електроспоживання і виводами нових генеруючих потужностей, порушення в паливоспоживанні теплових електростанцій, зниження енерговіддачі ГЕС в маловодні роки. Таким чином, використання запасів електроенергії дозволяє забезпечити стійке і надійне електропостачання при впливі багатьох випадкових і непередбачених факторів, в тому числі і коливання водних припливів до ГЕС.

При проектуванні і будівництві ЗГЕС передбачалась її робота в єдиній енергосистемі колишнього СРСР. Важливою властивістю системи централізованого електропостачання являється єдність технологічного процесу виробництва, перетворення, транспорту, розподілу і споживання електроенергії. Така єдність обумовлена тісними електричними зв'язками між всіма елементами енергосистем і синхронно діючих в них електричних процесів.

Данні принципи побудови енергосистеми забезпечують взаємозаміну різноманітних джерел електроенергії при покритті загального графіка навантаження і дозволяє оптимізувати режими окремих електростанцій і електрооб'єднань в цілому для реалізації міжсистемних ефектів і зниження загальних затрат на електроенергію.

В результаті зменшується потреба в генеруючих потужностях через неспівпадіння максимумів навантаження окремих регіональних енергосистем і скорочення аварійного і навантажувальних резервів потужності, раціонально розподіляються загальносистемні функції між окремими електростанціями, включаючи ГЕС, більш ефективно використовуються розташовані гідроенергетичні ресурси і за рахунок цього економиться енергетичне паливо.

До числа міжсистемних ефектів слід віднести підвищення сумарної гарантованої віддачі потужності гідроелектростанцій, обумовленої асинхронністю стоків з різних річних басейнів [13].

В роки планово-адміністративного управління електроенергетичною системою реалізації описаних вище міжсистемних ефектів досягалися шляхом оптимального довготривалого, середньострокового і короткострокового планування енергетичних балансів і режимів всього енергооб'єднання і вхідних в нього регіональних енергосистем, а також оперативним рішенням задач внутрішньостанційної оптимізації, оптимізації водогосподарського використання ресурсів водотоку і водосховищ, оптимального використання ГЕС. Досягнення відмічених ефектів сприяло зниженню експлуатаційних затрат і капіталовкладень в системі розвитку енергетики країни в цілому.

Задача оптимального планування режимів роботи енергосистеми переслідувала зниження витрати на виробництво і передачу електроенергії за рахунок комплексної оптимізації сучасної роботи теплових і гідравлічних електростанцій.

Така задача використовувалась об'єднанням диспетчерським управлінням (ОДУ) і була схвалена проектними організаціями і міжвідомчою комісією по оцінці діяльності енергосистеми. За період формування ОДУ і перших кроків оптимізації питомих витрат палива на відпущену електроенергію був знижений з 427 г/кВт*год до 393 г/кВт*год, а собівартість електроенергії з 0,547 коп/кВт*год до 0,495коп/кВт*год, тобто приблизно на 14% [14].

В таблиці 1.1.1 приведені додаткові дані, відображаючі середньорічний ефект від комплексної оптимізації режимів в ОЕС в період з 1970 до 2019р. [11].

Таблиця 1.1.1-Середньорічний ефект від комплексної оптимізації режимів ОЕС в період з 1970 до 2019 року.

Направлення	Додаткова виробка е/е,	Економія органічного	Зниження затрат, млн.
-------------	---------------------------	-------------------------	--------------------------

	млн.кВт/год	палива, тис. т.у.т.	руб.
Середньорічна економія гідроресурсів за рахунок:			
Внутрішньостанційної оптимізації обладнання ГЕС	293,3	83,1	0,96
Оптимізації режиму заповнення і спрацювання водосховищ	72,4	24,9	0,29
Зниження втрат на холостий скидах (форсування, компенсування регулювання)	389	134	1,55
Збільшення виробітку і економія палива за рахунок максимального використання:			
Енергоблок 200 МВт		168	1,2
Енергоблок 150 МВт		200	1,4
Економія палива і затрат від виробітку на малоекономічне обладнання		79	0,6

Перехід на ринкові форми продажу електроенергії не виключає можливості зберігати оптимізаційних ефектів. Система оперативно-диспетчерського управління в нових умовах включає в себе комплекс мір по централізованому управлінню технологічними режимами. Але разом з проводимими в галузі ринкових перетвореннями необхідно розробляти і реалізовувати адекватні цим умовам механізми управління як енергетичним ринком в цілому, так і режимами ЕЕС і ГЕС в зокрема.

Ринкові відносини розуміють, що кожний виробник самостійно вирішує, скільки електроенергії і в який момент часу йому необхідно виробляти. Для енергетичних систем, не маючих в своєму складі ГЕС, або для енергосистем з невеликою долею участь ГЕС в виробітку електроенергії і потужності подібних підходів виправданий [15], так як в таких системах відсутній “ефект післядії”. Об’єми виробництва електроенергії визначається попитом на ринку, запасами палива, технічними обмеженнями і можуть рахуватися незалежними в різні

інтервали часу. Всі коливання, зв'язані з невизначеністю при токової води в водосховища, при малій долі виробітку на ГЕС можуть бути згладжені маючими резервами теплових електростанцій.

Для електроенергетичних систем, в яких доля ГЕС складає значну частину виробітку електроенергії (ЕЕС Бразилії, Нової Зеландії, Сибірі), із-за прихильності (привязаності) режимів енергосистеми до регулювання річних стоків, цей підхід може привести до послідуєчих негативних наслідків:

- Неоптимальному використанню водних ресурсів;
- Економічно неефективному використанню палива на теплових електростанціях;
- Виникнення часового дефіциту електроенергії.

Так, якщо в поточному інтервалі часу ГЕС збільшується виробіток електроенергії (використовує додатковий об'єм води), щоб зекономити паливо на теплових електростанціях (або отримати додаткових прибутків), то в послідуєчих періоди, якщо вони будуть маловодними, можлива неекономічна завантаженість теплових електростанцій, а при недостатчі палива на них-дефіцит електроенергії. Якщо ж в поточному періоді ГЕС запасує воду для її використання в подальшому, то в випадку послідуєчих багатоводних періодів є вірогідність, що прийдеться не економічно розвантажувати ГЕС чи робити холості скиди води [8].

Отже, для того, щоб забезпечити економічно ефективну роботу енергосистеми, маючих значну долю участі гідроелектростанцій в виробітку електроенергії і потужності, і оптимальне використання енергоресурсів необхідно централізоване планування режимів в циклі регулювання, враховуючі особливості ведення режимів ГЕС. Методики планування режимів повинні тримати необхідні зміни і доповнення, забезпечуючи облік ринкового характеру взаємовідносин в електроенергетиці.

1.2 Необхідність оцінки вартості електроенергії, виробленої на ГЕС

Значне значення при функціонуванні гідроелектростанцій в умовах ринкових відносин має вартість виробленої ними електроенергії.

При використанні двухставкових тарифів вартість виробленої на електростанціях електроенергії пов'язується з перемінними затратами на придбання первинних енергоресурсів, а всі умовно постійні експлуатаційні затрати пов'язуються з тарифом на потужність. Для гідроелектростанцій таким первинним енергоресурсом являється вода, вартість якої в порівнянні з органічним енергоресурсами зазвичай мала.

При використанні ринкових систем ціноутворення (наприклад, при призначенні на рівно масових граничних цін на електроенергію по ціні найменш економічного постачальника) ГЕС можуть опинитися в більш виграшному положенні в порівнянні з тепловими станціями. Навіть з врахуванням відносно високих постійних затрат їх прибуток від продажу електроенергії може виявитися необґрунтовано високим. Більш того, низька собівартість виробництва може привести до того, що ГЕС будуть надмірно завантажуватися в окремі інтервали часу, що в свою чергу приведе до передчасного спрацювання водосховищ і до нерациональної структури виробітку електроенергії в довготривалому періоді регулювання.

Звідси слідує, що вартість електроенергії ГЕС повинна бути, як мінімум, пов'язана з вартістю електроенергії, виробленої тими тепловими електростанціями, які компенсують зниження її виробництва на ГЕС. Таким чином, для визначення вартості електроенергії, виробленої на ГЕС, необхідно розглянути функціонування всієї енергосистеми. Для цього цілеспрямовано використовувати методики середньо- і довготривалого планування і оптимізації режимів електроенергетичної системи.

Подібний підхід використовується в Бразилії [16], де незалежним системним оператором централізовано вирішується задача оптимізації режиму енергосистеми по мінімальним витратам з врахуванням наповненості водосховищ і можливих майбутніх притоки. В результаті вирішення задачі оптимізації визначаються маржинальні ціни на електроенергію ГЕС, які являються

основними компонентами в ринковій клірингової ціні. Такий же підхід передбачений і в системі оперативно - диспетчерського управління ЕЕС України. В переліку задач і функцій системного оператора ЕЕС України передбачено довготривале планування балансів електроенергії і потужності з розрахунковим періодом, рівним одному року. По результатам річного планування передбачено короткострокове (на наступну добу) планування режимів ЕЕС.

Перехід від оптимізації довготривалих режимів енергосистем з ГЕС до призначення ринкових цін являє собою самостійну задачу, рішення якої залежить від способу організації оптового ринку і ступеню його лібералізації. На вільному ринкові, наприклад, як показано в [15], в якості критерію може фігурувати максимум очікуваного прибутку кожного суб'єкта ринку окремо. Тому при прийнятті рішення про виробництво деякого об'єму електроенергії в визначений момент часу необхідно враховувати загальну кон'юнктуру ринку.

Слід відмітити, що ЕЕС з ГЕС збільшуються ризики перериву електропостачання споживачів через великої невизначеності в припливів води в водосховища. Компенсація цих ризиків потребує додаткових затрат на організацію холостих скидів води, компенсацію ущербів споживачам при виникненні дефіцитів електроенергії. Додаткові затрати носять вірогідний характер і повинні враховуватися при визначенні вартості електроенергії, виробленої на гідроелектростанціях.

Урахування затрат від несприятливих гідрологічних умов залишається серйозною проблемою. Для її рішення пропонуються різні варіанти. Традиційним способом її рішення являється включення в цільову функцію ущербів від порушення нормального електропостачання і затрат на холості скиди води. Подібний спосіб обліку додаткових затрат описується в методиках [15] і [12]. При цьому, в роботі [15] дане питання розглядається як проблема управління ризиком, яка повинна вирішуватися на рівні всієї системи електропостачання, локальних систем і власників.

Способи облік додаткових затрат, компенсуючих несприятливих природних умов, в вартість електроенергії (потужності) для умов України ще

повинні розробити. Одним з способів компенсації природних ризиків може бути введення “страхової” надбавки до тарифів і формування “страхових” фондів. На вільному ринку збільшення тарифів за рахунок такої надбавки буде слугувати “ціновим сигналом ” для його суб’єктів про необхідність і доцільність реалізації інвестиційних проектів. Однак в такому випадку рішення про спорудження нових електростанцій чи ліній електропередач із збиткових районів повинні прийматися дуже швидко. Для цього потрібна наявність вільного капіталу і ефективного обладнання потрібної потужності [5,8].

1.3 Наявність каскадів ГЕС

Розповсюдженою практикою, як в світі, так і в нашій країні являється будівництво каскадів ГЕС на крупних ріках. Це дозволяє багатократно збільшувати ефективність використання водних ресурсів [7,8,17].

Але водночас з збільшенням ефективності використання гідроресурсів і збільшення виробітку електроенергії наявність каскадів ГЕС багатократно ускладнює управління режимами в таких енергосистемах. Для отримання максимального ефекту від використання каскадів ГЕС потребується їх спільна оптимізація. При цьому слід відмітити, що необхідно оптимізувати не тільки роботу гідроелектростанцій, що належать лише одному каскаду, але і спільну роботу всіх каскадів і окремих ГЕС енергосистеми. Порушення цих принципів приводить до таких негативних наслідків як неефективне використання гідроресурсів (холості скиди води) і , як наслідок, збільшення затрат на виробництво електроенергії на теплових електростанціях (перевитрати органічного палива).

Подібна ситуація сталася на Дніпро ГЕС при переході від планової економіки до ринкової. При зміні форм власності і відставання нової нормативно-правової бази були послаблені принципи централізованого управління режимами об’єднаної електроенергетичної системи. В результаті була горизонтальна

інтегрованість регіональних систем електропостачання в складі територіальних об'єднань.

В системі електропостачання в теперішній час паралельно працюють АТ-енерго і незалежних від них АТ-електростанцій, які самостійно приймають рішення про купівлю і продаж електроенергії в рамках попередньо розроблених і затверджених річних і квартальних балансів електроенергії. В результаті застосування інерційної системи коректування балансів і переслідувань індивідуальних інтересів власниками електростанцій замість дійсно оптимального режиму електроенергії має місце зниження ефективності планування і оперативно - диспетчерського управління ОЕС. Таке управління режимами привело до збільшення числа холостих скидів води, передчасного спрацювання водосховищ і оптимального завантаження окремих гідроелектростанцій. Зниження ефективності від оптимального використання гідроресурсів і потужностей ГЕС оцінюється втратою 3-5% від їх річного виробітку [8].

В якості ілюстрації ефективності зниження виробітку електроенергії показникові підсумки роботи ОЕС України за 2002 рік. Водосховище Запорізької ГЕС уже в квітні було спрацьовано до визначених значень (фактичний рівень водосховища опустився до 395,6 м при допустимій відмітці 395,0 м). При цьому на Дніпро ГЕС рівень водосховища перевищував норму на 2,3 м. На початку травня завантаження Дніпро ГЕС (середньомісячне 2660 МВт) обмежила спрацювання водосховища до відмітки 500,54 м, а подальше інтенсивне заповнення водосховища з перевищенням норми визначило відкритий холостих водоскидів, які продовжувалися до 24 червня. При цьому в травні і червні витрати ГЕС значно перевищували потреби водогосподарчого комплексу. Штучно накладений ринком обмеження по ВАТ Дніпро-Спецгідромонтаж не дозволило перерозподілити навантаження з Запорізької на Дніпро ГЕС, що дало б змогу збільшити заповнити Запорізьку ГЕС на 1,4 м і забезпечити приріст річного видобутку за рахунок роботи Запорізької ГЕС на підвищених напорах на 230млн.кВт*год. Причинами обмеження ОАО Дніпро-Спецгідромонтаж, які не дозволили провести спільну оптимізацію режиму Дніпровського каскаду, стали

обмеження по показникам планового балансу електроенергії, складеного більш ніж за місяць до початку регулюючого періоду, коли визначити майбутню водність, а значить, правильно спланувати виробіток ГЕС, не представляло можливим [11].

Із представленого положення представляється декілька можливих виходів. Одним з них являється підвищення якості централізованого управління режимами електроенергетичною системою, маючої в своєму складі каскад ГЕС, на основі удосконалених методик довготривалого і короткотривалого планування. При цьому потребується перегляд існуючих процедур коректування затверджених балансів. Коректування необхідні для ефективного використання гідроресурсів при змінюючих умовах роботи ЕЕС.

Сприяти рішенню описаної вище проблеми може створення спеціального органу чи організації на основі некомерційного партнерства власників ГЕС, яка б ініціювала перегляд балансів виробництва і споживання електроенергії, захищала інтереси власників ГЕС на ринку, вела договірну роботу з споживачами.

Крім того, що наявність каскадів в енергосистемі збільшує складність управління режимами таких енергосистем, також постає питання про сплату функцій регулювання стоків води верхньої ГЕС каскаду в умовах ринкових відносин.

В якості ілюстрації розглянемо каскад з двох гідроелектростанцій (рис1.1). До функцій вищестоячої ГЕС (ГЕС-1) відносяться як безпосередньо виробіток електроенергії, так і регулювання стоку в водосховищі нижче лежачої ГЕС (ГЕС-2), тим самим, збільшуючи її напор і розширюючи можливості управління режимами енерговіддачі. Дане положення сприяє економії палива на теплових електростанціях, працюючих паралельно з ГЕС, і, отже, зниження затрати на його придбання [8]. Таким чином, верхня ГЕС приносить реальну вигоду енергосистемі.

По схемам ціноутворення, що використовується сьогодні, сплачується лише виробнича електроенергія і не враховується регулювання водотоку. В випадку, якщо ГЕС-1 і ГЕС-2 належать різним власникам, то при використанні

сучасних схем ціноутворення вищестояча ГЕС не отримає якої-небудь компенсації за регулювання стоку. А весь прибуток отримає нижня ГЕС.

Таке положення веде до явного порушення в розподілі прибутку між учасниками електроенергетичного ринку [16] і, як наслідок, відсутність стимулів у гідроелектростанцій чи їх власників вести регулювання річного стоку з ціллю оптимізації режимів всього каскаду.

В методиках, описаних в [12,16], для усунення цієї проблеми в гідро теплових системах пропонується торгівля двома видами товарів:

- 1) Гідроресурсами, які продаються і купуються системними водосховищами;
- 2) Електроенергією, яка виробляється і продається тепловими електростанціями і турбогенераторними установками.

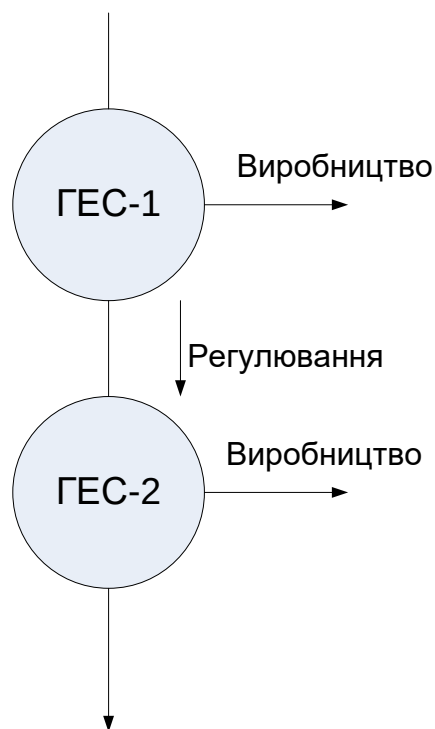


Рисунок 1.1-Схема каскада 2-х ГЕС

Таким чином, водосховище виступає в якості економічного агента, який купує воду в період великої водності (коли ціна на даний ресурс мінімальна) і продає її в маловодний період, коли є вірогідність її високої ціни.

Для проведення операції по купівлі/продажу води пропонується створити оптовий ринок води. При цьому клірингова ціна на водні перетоки буде розраховуватися як різниця між цінами на воду, формуючих у кожної із сторін.

Введення поняття цінності (ціни) води дозволяє по-новому підходити до управління режимами ЕЕС з ГЕС і водним господарством в ринкових умовах. Зокрема, відкривається можливість для вирішення найважливішого питання, пов'язаного з регулюванням взаємовідносин між енергетикою і неенергетичними споживачами і водокористувачами при використанні обмежених водних ресурсів.

Потрібно сказати, що і при централізованому управлінні в колишньому СРСР не було знайдено інших шляхів, крім жорсткого завдання водогосподарчих обмежень на режими і верхнього б'єсів комплексних гідровузлів. Затверджуючи на сьогоднішній день принципи природокористування [18,19] і діючий “Водний кодекс України” [20] також не створюють правової бази для її задовільного рішення.

Перехід в водному господарстві на економічні відносини, то є придання воді статусу товару, може відкрити певні можливості. Звичайно не можна торгувати водою в її природному стані. Однак, коли вода піддавати якому-небудь антропогенному впливу такому, як зарегулювання за допомогою водосховищ, забруднення з послідуною очисткою, транспортування на значні відстані, вона специфічним продуктом виробничої діяльності людей з відповідними затратами трудових, матеріальних і фінансових ресурсів [8].

Можливим вирішенням даної проблеми може являтися розробка і створення відповідних схем ціноутворення на оптових ринках електроенергії, які б враховували особливості, описанні вище, забезпечували б стимулювання для регулювання річного стоку і оптимізації режимів каскадів ГЕС.

Ще одним можливим виходом із даної ситуації може слугувати перерозподіл від продажу електроенергії між електростанціями, що належать

одному каскаду. В даному випадку необхідно створення відповідного органу чи організації, яка б формувала пропозиції по покращенню режиму виробітку електроенергії в каскадах ГЕС, а потім би на основі спеціально розробленої методики справедливо розподіляли прибуток між її учасниками.

1.4 Проявлення монополізму ГЕС на ринках електроенергії

При створенні ринка електроенергії і потужності широке використання в багатьох країнах отримали принципи спотового конкурентного ринку [21].

Під спотовим ринком в енергетиці розуміють ринок наявної електроенергії і потужності, на якому договір на постачання електроенергії на короткий проміжок часу (до доби) [22]. Ціни на такому ринку визначається на основі конкурентного відбору цінових заявок,що сповіщають електростанціями оператору ринка за добу вперед до реальних поставок електроенергії. Підсумкова ціна спотового ринку може бути установленна, наприклад, в відповідності з максимальною ціною заявкою останнього постачальника, ввійшовшого в енергетичний баланс системи електропостачання на плануючий інтервал. Аналогічна форма організації ринка електроенергії і потужності вводиться в Україні [3,23,24].

Слід відмітити, що сам по собі спотовий ринок не гарантує захисту від монопольного зловживання при формуванні цінових заявок суб'єктами ринку,пріоритетного використання ними власних джерел живлення електроенергії в ущерб загального критерію оптимальності, і отже, не забезпечує чесного конкурентної поведінки постачальників і споживачів електроенергії на ринку. Подібна ситуація може збільшувати в електроенергетичних системах, в яких значну частку в виробітку складає гідроелектростанції.

Бразильськими вченими було проведено іспити можливості впливу крупних ГЕС на ринкові ціни за електроенергію в енергосистемі Бразилії. Дана властивість якого-небудь учасника ринка отримало назву “ринкова сила” (“*market power*”). Електроенергетична система Бразилії по структурі виробітку

електроенергії схожа з ОАО “ Дніпро - Спецгідромонтаж ”, так як має значну долю в виробітку електроенергії гідроелектростанціями. В окремі сезони виробіток ГЕС в Бразилії може складати до 93% від сумарної генерації [12,16].

Було показано, що гідроелектростанції, використовуючи свої маневрені властивості і низьку еластичність кривої попиту в короткострокових інтервалах часу, можуть значно впливати на спотові ціни, використовуючи свою “ринкову силу”. В окремі дні участь ГЕС в спотовому ринку може більш ніж вдвічі підвищувати ринкову ціну [12,16].

Щоб змягчити ризик, пов'язаний з такою високою нестійкістю спотових цін і зменшити “ринкову силу ” ГЕС, в Бразилії невід'ємною частиною моделі електроенергетичного ринку являється середньо- та довгострокові контракти. Такі двосторонні контракти захищають виробників від низьких цін, а споживачів від високих. В результаті збільшення об'ємів електроенергії, продаваної і купуючої по двосторонньому контракту, знижує проявлення монополізму ГЕС і згладжує коливання цін на електроенергію на спотовому ринку. Висновок 50% електроенергії, генеруємої ГЕС, з спотового ринку в довгострокові контракти знижує коливання спотових цін в 2-3 рази. При продажі всієї генеруємої ГЕС електроенергії по довгостроковим контрактам коливання цін на спотовому ринку не перевищує 30% [16]. Подібні іспити проводились і для енергосистеми Чилі, яка також має значну частину ГЕС в загальному виробітку електроенергії, а також Скандинавії. В своїх іспитах автори приходять до аналогічного виводу: для подібних енергосистем без ведення довгострокових контрактів неминучі значні коливання цін на короткостроковому ринку електроенергії [25,26,27].

1.5 Водогосподарчі і екологічні обмеження

На умовах роботи дніпровських гідровузлів і ГЕС серйозний вплив здійснюють як накопиченні за період їх будівництва і експлуатації зміни в допустимих рівнях їх нижніх б'єфів і водосховищ (таблиця 1.2) [18,19], так і

реформування в водному господарстві. Це відобразилося на допустимих режимах окремих гідровузлів і їх каскадів в нормальних умовах і при пропусках великих паводків через їх спорудження. Особливо в цьому відношенні постраждав запорізький гідровузол.

Концепційні, організаційні і правові аспекти управління на сучасному етапі регламентується “Водним кодексом України ” [20]. В ньому закріплені суверена власність на основну частину водних об’єктів нашої країни і в першу чергу на трансграничні чи маючі важливе загальноукраїнське і міжнародне значення об’єкти.

Власність на водні об’єкти служать основою для єдиної системи державного управління використанням і охороною водних ресурсів. Таке управління будується на принципах стійкого розвитку, а також розмежених функцій управління в області охорони водних об’єктів і функцій їх господарчого управління.

Однак слід відмітити деякі недоліки вказаної системи. В ній існує явне дублювання функцій управління водними об’єктами на регіональному рівні. Так, управління експлуатації водосховищ, що формально знаходяться в українській власності, оставлені яких-небудь можливостей впливати на водокористувачів, прив’язаним до цих штучних водних об’єктів [8].

До того ж, розподіл функцій в області використання і охорони водних об’єктів, з однієї сторони, і функцій господарського використання цих об’єктів - з другої, досягається шляхом оголошення водотоків і водоймів, що відносяться до української власності, об’єктами загальної користування і представлення будь-яким фізичним і юридичним особам права на придбання ліцензії і укладення договорів на їх самостійне використання з вилученням чи не вилученням води. При цьому органи державного управління складають водогосподарські баланси, розробляють схеми і державні програми про використання, відновлення і охорони водних ресурсів, здійснюють моніторинг водних об’єктів, врахування поверхневих і підземних вод, ведуть водні кадастри, організовують експертизи

відповідної перед проектною і проектною документації, контроль за господарським використанням водних об'єктів, нормування і ліцензування [20].

Прийняті рішення останнього принципу пояснюється складеною в країні багатообразністю форм власності серед водокористувачів і водоспоживачів і складністю створення єдиної системної одиниці управління обслуговуючими їх спорудженнями. Однак він не відображає особливостей спільного функціонування різних учасників в комплексних гідровузлів, що використовують загальні опорні спорудження, водосховища і одні і ті ж водні ресурси. Більш того, сам принцип комплексності не увійшов (як це було в колишньому СРСР [28]) в число основоположних принципів управління водними об'єктами України, зафіксованих в “Водному кодексі України ” [20]. Положення його, що стосується необхідності взаємного врахування інтересів різних водокористувачів і водоспоживачів при використанні загального об'єкта і санкцій за порушення одними учасниками інтересів інших, в багато чому декларативні і можуть служити тільки формальною основою для пошуку компромісу при дефіциті водних ресурсів. При нових же господарських умовах будь-який компроміс пов'язаний з економічним ущербом для того чи іншого водокористувача.

Так, наприклад в Сибірі, зміна обмеження на витрати в нижніх б'єфах сибірських гідровузлів в процесі їх будівництва і експлуатації, з однієї сторони, обумовлено неконтрольованим будівництвом і незахищеністю житлових і виробничих споруд на відмітках, які затоплюються при пропуску через гідровузли високих паводкових витрат, а також льодовими явищами, які були не враховані на стадії проектування [8]. По цій причині обмеженні можливості добового регулювання Красноярської ГЕС, що приводить до недовикористання в зимовий період 2,5 ГВт її установленної потужності. По цій причині зниження в порівнянні проектними максимального допустимої витрати в нижньому б'єфах Іркутського і Братського гідровузлів.

З іншої сторони, на Іркутському, Новосибірському, Красноярському і Усть - Ілімському гідровузлах прийшлося б збільшити санітарні (екологічні)

попуски в нижньому б'єфі з метою підтримки рівнів, необхідних для роботи водозаборів. Основна причина цього - безконтрольний видобуток піску і гравію в руслах рік на вільних ділянках, що привело до їх поглибленню і розширенню. Просадки рівнів, наприклад, Ангари в м.Іркутськ, по цій причині склали 1,0-1,2 м [8,29].

В окремих випадках виникла необхідність збільшити судоходних попусків для забезпечення проводки судів через лімітуючі створи. Так, з 1996 р. судноплавний попуск в нижній б'єф Усть-Ілімського гідровузла, що вимагають по умовам судноплавства на Нижній Ангари, зріс з 2600 до 3000-3200 m^3/c . Причиною цього, скоріше за все, стало скорочення об'ємів робіт по очищенню фарватеру від наносів.

Таблиця 1.2-Проектування (п) і фактичні(ф) обмеження на витрати води в нижньому б'єфі і рівні водосховища сибірських гідровузлів

Показник	Саяно-Шушенський	Красноярський	Іркутський	Братський	Усть-Ілімський	Новосибірський
Витрати в нижньому б'єфі, m^3/c :						
Максимальний п						
Ф	1000	20600	6000	Нема відом.	15100	Нема відом.
Навігаційний п	9500	20600	3200	9980	13900	Нема відом.
Ф	1200	2000	1500	2600	2600	1000
Санітарний п	1800	2630	1500	3200	3200	1300
Ф	0	1000	1050	0	1000	350
Рівень водосховища, м:	0	1900	1300	1000	1000	650
Нормальний п						
Ф						
Форсований п	540,0	243,0	457,0	402,0	296,0	113,5
Ф	540,0	243,0	457,0	402,0	296,0	113,7
Мінімальний п	244,5	244,5	457,5	402,5	296,5	113,7
Ф	244,5	244,5	457,5	402,0	296,5	113,7
	500,0	225,0	455,5	392,0	294,5	109,0
	500,0	228,0	455,3	392,2	294,5	107,1

Зміна проектних параметрів верхніх б'єфів сибірських гідровузлів стосуються як високих (нормальні – НПР і форсованих – ФПР підпірних рівнів), так і низьких (рівні спрацювання водосховища, або мертвого об'єму – РМО) відміток водосховищ.

Перегляд відміток НПР гідровузлів – явище рідкісне. В Сибірі це зроблено лише на Новосибірському гідровузлі, на якому з врахуванням інтересів енергетики і водного господарства вона підвищена на 20 см [30].

В Україні проглядаються аналогічні проблеми, як і в Сибірі, в дніпровських гідровузлах, тому обмеження максимального наповнення водосховищ (так само як і максимальних витрат нижнього б'єфа) зазвичай пов'язані з безконтрольною забудовою узбереж і необхідністю захисту населених пунктів і господарських об'єктів від інтенсивного розмиву (руйнування) берегів. По тій же причині заборонена передбачена проектом півметрове форсування рівня Каховського водосховища.

Ще одні технічні обмеження на режими роботи окремих дніпровських гідровузлів пов'язано зі зниженням в порівнянні з проектною їх максимальною пропускною здатністю (сумарних витрат, пропускні через гідротурбіни і водозливи).

При розрахунку режиму пропусканні катастрофічних паводків через гідровузол, як правило, орієнтується на повну пропускну здатність всіх його водоскидних елементів: завантаження гідротурбін і відкритих затворів водозливних плотин [7]. Однак багато з українських ГЕС не можуть працювати з повною встановленою потужністю із-за обмеження місцевого навантаження поблизу їх затворів і недостатньої пропускної здатності ліній електропередач, зв'язуючи ці ГЕС з енергосистемою. В результаті це призводить до необхідності виконання холостих скидів води навіть при недовантажених на повну потужність агрегатах ГЕС, що суперечить традиційним уявленням про режими роботи гідровузлів в періоди повіней і паводків. При цьому, крім додаткової втрати гідроенергоресурсів, виникає загроза переповнення водосховищ в випадку

пропуску розрахункових паводків низької забезпеченості, на які орієнтувалися при проектуванні гідровузлів.

Відміченні вимушені відхилення режимних (по рівням і витратам) параметрів ГЕС від проектних обмежують можливості регулювання річного стоку, знижують ефективність його використання і підвищують ймовірність катастрофічних наслідків при пропуску дуже високих дощових паводків.

1.6 Висновки

- 1) Всі українські гідроелектростанції тепер працюють в зовсім інших технічних і економічних умовах в порівнянні з тими, на які орієнтувалися при їх проектуванні, будівництві і розробки “Правил використання водних ресурсів водосховищ”. Недостатнє припрацювання правових аспектів в електроенергетиці і водному господарстві України посилює їх положення.
- 2) Велику роль в використанні гідроенергоресурсів ГЕС зараз грають кон'юнктурні і суб'єктивні рішення і приватних інтересів. Регіональні органи державного управління водним господарством не мають достатніх можливостей для контролю за дисципліною виконання “Правил використання водних ресурсів”. І самі ці правила не відповідають реальним умовам роботи ГЕС [8].
- 3) Створена ситуація потребує рішення по створенню умов для стійкого функціонування гідроелектростанцій з точки зору раціонального використання розташованих гідроресурсів і підтримка вимогам і зниження негативного впливу на природу, населення і господарство території, прилягаючим до гідровузлів.

Розділ 2 Методика планування довготривалих оптимальних режимів ЕЕС з ГЕС з використанням динамічного програмування

2.1 Вітчизняні методики і підходи до оптимальних довгострокових режимів ОЕС з ГЕС

В колишньому ССРСР з метою управління розвитком і функціонуванням електроенергетичних систем з ГЕС, починаючи з 60-х років ХХ століття, почали розроблятися і використовуватися різноманітні математичні підходи, які в подальшому лягли в основу математичного забезпечення автоматизованих систем диспетчерського управління (АСДУ) [9,17,31,32,33,34,35,36,37,38,39].

Широкого поширення математичних методів для планування режимів ОЕС з ГЕС пояснюється:

- Значним ускладненням задач оптимального планування режимів енергосистем з ГЕС;
- Підвищенням трудомісткого вирішення задач при збільшенні числа паралельно працюючих гідроелектростанцій;
- Ускладненням задач при розгляді каскадів ГЕС;
- Ускладненням електричних схем ОЕС і посиленням впливу на їх режими обмежених пропускну здатності електричних мереж;
- Необхідністю врахування різноманітних обмежень, що диктують змінними гідрологічними умовами і режимами водокористування.

Математичні методи моделювання дозволяють підвищувати економічну ефективність роботи таких систем при забезпеченні потребуючих рівнів надійності електропостачання.

Функціонування електроенергетичної системи представляє собою складний зв'язок, одночасно протікаючи, але різним по фізичним властивостям, інтенсивності, характеру і управляємості процесів. До таких процесів відносяться: накопичення енергоресурсів (паливо на складах, води в водосховищах ГЕС), перетворення їх в електричну енергію, регулювання напруги і частоти, передача, розподіл і кінцеве споживання електроенергії. Данні процеси протікають в умовах

зовнішнього середовища, що змінюється (річний стік, температура і т.п.) і перемінного складу працюючого генеруючого, переворюючого, передаючого і споживаючого обладнання.

Гідроелектростанції з водосховищами довгострокового (сезонного, річного і багатолітнього) регулювання за рахунок використання запасів води і маневрених властивостей обладнання можуть брати участь в управлінні практично всіма перерахованими вище процесами. Таким чином, для отримання максимального ефекту від використання гідроелектростанцій в постановках конкретних задач необхідно розглядати всі фактори і процеси, якими можливо управляти за рахунок використання запасів води із водосховищ ГЕС.

Для оптимізації режимів електроенергетичних систем з ГЕС в вітчизняній практиці використовується практично весь арсенал існуючих математичних методів: стохастичний і детермінованих, варіаційного і диференціального обчислення, лінійного і нелінійного програмування (градієнтні, найшвидшого спуску, квадратичної апроксимації, групової релаксації і т.п.), системного аналізу і багатьох інших [9,17,31,32,33,40,41,42,43,44,45,46,47,48].

В практиці управління режимами ЕЕС з ГЕС для оптимального планування довгострокових режимів в колишньому СРСР в основному використовувались детерміновані методи. Найбільшого застосування отримали методи статистичного градієнта [49], допоміжних функцій [39], проєкції градієнта [17,38,52] і узагальнений метод приведенного градієнта [31,50,51]. На основі цих методів були створенні алгоритми і програми.

2.2 Моделювання електроенергетичної системи

Електроенергетична система складається з багатьох елементів, які володіють різноманітними властивостями і характеристиками. Від того, наскільки точно і детально моделюються данні характеристики, залежить точність і достовірність отриманого рішення. При моделюванні енергосистеми розглянуті слідує її основні складові частини:

- Теплові електростанції;
- Гідроелектростанції;
- Електрична мережа.

Так як в роботі розглядається довгостроковий період регулювання, то враховувати обмеження по потужності в окремих елементах ЕЕС представляється мало актуальним. Замість цього враховуються обмеження по виробітку, споживанню і перетокам електроенергії.

Довгостроковий період регулювання (зазвичай рік чи декілька років) розбивається на декілька більш коротких інтервалів часу. В загальному випадку інтервали можуть мати різну тривалість. Для простоти викладу в роботі розглядаються інтервали однакової довжини. Частіше за все в якості таких інтервалів беруться місяці річного періоду регулювання.

Моделювання теплових електростанцій

При моделюванні теплових електростанцій для кожного вибраного інтервалу часу враховується:

- Максимально можливий виробіток електроенергії;
- Виробіток електроенергії по необхідному технічному мінімуму;
- Характеристика відносних приростів (ХОП). В даній роботі ХОП представляється ступінчатою функцією ціни електроенергії, що залежить від об'єму виробітку (рис.2.1). Такий підхід до представлення ХОП використовується в конкретному секторі оптового ринку електроенергії [53].

Врахування таких характеристик електростанцій як швидкість набору і скиду потужності для задачі довготривалого планування режимів енергосистеми не представляється важливим.

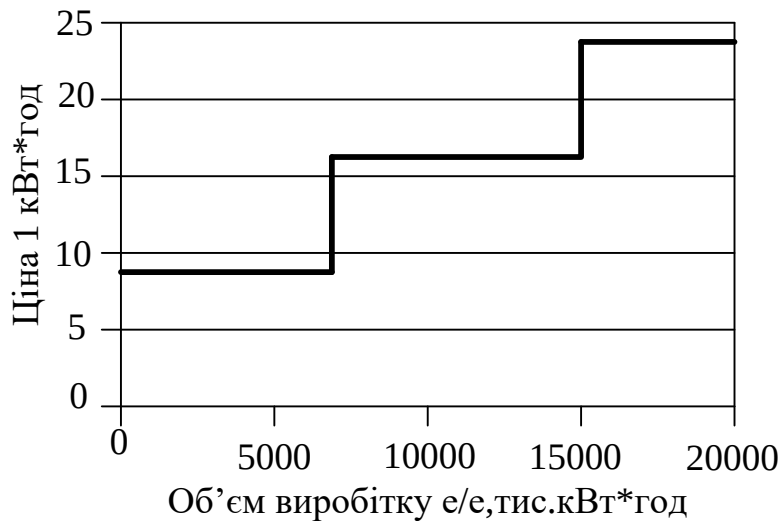


Рисунок 2.1- Характеристика ціни електроенергії ТЕС.

Моделювання гідроелектростанцій

Особливістю моделювання гідроелектростанцій являється той факт, що необхідно розглядати обмеження, пов'язані з генеруючим обладнанням станції, так і з належними їй водосховищем.

При моделюванні водосховищ і самих ГЕС для кожного інтервалу часу враховуються:

- Характеристика удільних витрат вводи (рис.2.2) на виробіток 1 кВт*год (вважається заданою);
- Максимально можливий виробіток електроенергії;
- Виробіток електроенергії по необхідному мінімуму;
- Мінімальний рівень запасу води в водосховищі;
- Максимальний рівень запасу води в водосховищі;
- Максимальна пропускна здатність турбін;
- Максимальна пропускна здатність плотини по холостим скидам;
- Мінімальний попуск води через плотину ГЕС по водно-енергетичним вимогам;
- Боковий приток води в водосховище ГЕС;
- Розташування ГЕС в каскаді водосховища одного водного басейну.

Під запасами води в водосховищі ГЕС мають на увазі його корисні об'єм, тобто той об'єм води, який може бути використаний для виробітку електроенергії. Запаси води в водосховищах на початку і в кінці розрахункового періоду регулювання вважаються відомими.

Гідрологічні умови роботи ГЕС підвернені випадковим змінам і часто погано прогнозуються. Тому в рамках довгострокового планування режимів необхідно передбачати непередбачену поведінку цих умов. В першу чергу це відноситься до величин притока води в водосховища ГЕС.

В цій роботі стохастичний характер притока води враховується завданням сценаріїв притокості. Під сценарієм розуміється завдання величини притока води і ймовірність появи такого рівня приточності. Частіше за все для кожного інтервалу часу задаються три сценарія приточності, відповідаючи маловодності, нормальній і підвищеній водності. Для більш точних розрахунків число сценаріїв приточності може бути збільшено.

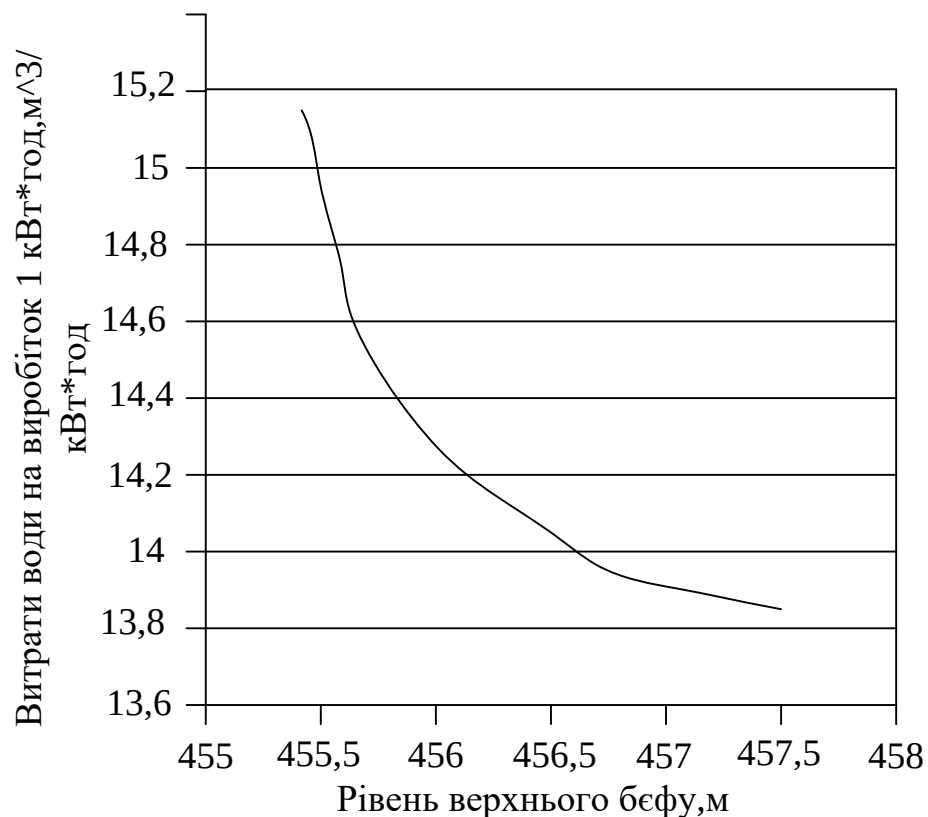


Рисунок 2.2-Характеристика питомих витрат води Запорізької ГЕС

Оскільки оптимальний режим роботи ЕЕС, що розраховується, являється довгостроковим, то були прийняті слідуєчі спрощуючі припущєння:

- Час добігання води в каскадах від верхньої ГЕС до нижньої не враховується;
- Виробіток електроенергії на ГЕС залежить тільки від витрати води через турбіни і від величини запасу води в водосховищі (рівня верхнього бєфа) і не залежить від рівня нижнього бєфа.

Моделювання електричної мережі

Для великих і розгалужених електроенергетичних систем з лініями електропередачі високої напруги і значної довжини моделювання електроенергетичної мережі може значно вплинути на точність результатів, що отримуються.

При моделюванні мережі враховуються:

- Топологія мережі;
- Пропускна здатність лінії електропередач;
- Втрати електроенергії в вітках схеми заміщення ЕЕС.

Для мети диспетчерського управління електрична мережа моделюється точно з врахуванням нєлінійних залежностей перетоків і втрат потужності від фаз і модулів вузлових напруг. Для мети комерційного управління, коли розглядаються поставки електроенергії, мережеві потоки частіш за все моделюються спрощеними лінійними залежностями.

Довгострокове планування режимів ОЕС з ГЕС головним образом переслідує комерційні цілі. Це ефективно використання накопичених енергоресурсів, раціональна організація поставок електроенергії від електростанції до споживача. Інформація про модулі і фазах векторів вузлових напруг в наступні інтервали часу має велику невизначєність. Тому в таких задачах обгрунтовано моделювати потоки електроенергії в мережі лінійними співвідношеннями.

В цій роботі топологія мережі задається за допомогою матриці інциденцій, число строк якої відповідає числу вузлів в схемі заміщення мережі, а число стовпчиків - подвоєному числу гілок розглядаючої схеми, так як потік електроенергії може іти в прямому чи оберненому напрямленні.

Втрати кожної гілки розраховується по заданому коефіцієнту втрат, вираженому у відсотках від перетоку електроенергії, що протікає в даній гілці. Направлення перетоку в гілці визначається в ході рішення задачі планування довгострокових режимів ОЕС з ГЕС.

2.3 Постановка задачі планування довгострокових оптимальних режимів енергосистеми з ГЕС

Використовуючи принцип оптимальності Р.Беллмана [54,55,56,57] для багатоінтервальних задач з єдиним критерієм управління може бути записано слідує функціональне рівняння, відображає взаємозв'язок поточних і наступних інтервалів часу:

$$\min_{u^t} [f^t(u^t, x^t, d^t) + f^{t+1,T}(u^{t+1}, x^{t+1}, d^{t+1}, \dots, u^T, x^T, d^T)], t = 1, 2, \dots, T, \quad (2.1)$$

Де: t — номер розглядуваного часового інтервалу;

T — номер кінцевого часового інтервалу;

u^t — вектор незалежних змінних (управлінь) в інтервалі t ;

x^t — вектор залежних перемінних (стану оптимізованої системи) в інтервалі t ;

d^t — вектор параметрів, що визначають зовнішні умови;

$f^t(u^t, x^t, d^t)$ — функція критерію для інтервалу t ;

$f^{t+1,T}(u^{t+1}, x^{t+1}, d^{t+1}, \dots, u^T, x^T, d^T)$ – функція критерію за період, починаючи з інтервалу $t + 1$ до кінця останнього інтервалу T в періоді регулювання.

В тому випадку, коли зовнішні умови задачі випадкові, функціональне рівняння (1) частіше за все визначається у виді:

$$\min_{u^t \tilde{d}} E[f^t(u^t, \hat{x}^t, \tilde{d}^t) + f^{t+1,T}(u^{t+1}, \hat{x}^{t+1}, \tilde{d}^{t+1}, \dots, u^T, \hat{x}^T, \tilde{d}^T)], t = 1, 2, \dots, T, \quad (2.2)$$

Де: $\hat{x}^t, \dots, \hat{x}^{t+1}$ – вектори випадкових стані системи відповідно в інтервалах $t, \dots, T$;

$\tilde{d}^t, \dots, \tilde{d}^{t+1}$ – вектори випадкових параметрів, що визначають зовнішні умови, в інтервалах $t, \dots, T$;

E – символ математичного очікування.

В задачах стохастичної оптимізації важливу роль має задання обмежень. Відповідно до [58] обмеження можуть мати:

1) Ймовірну формулу:

$$P[g(u^t, \hat{x}^t, \tilde{d}^t) \leq 0] \geq \xi, \quad (2.3)$$

Де: P – імовірність виконання обмеження;

$g(u^t, \hat{x}^t, \tilde{d}^t)$ – обмежуюча функція випадкового аргументу;

ξ – задана допустима величина імовірності;

2) Статистичну форму, коли потребується виконання обмеження <<в середньому>> і розглядається:

$$E_g(u^t, \tilde{x}^t, \tilde{d}^t) \leq 0 \quad (2.4)$$

Додатково до (2.4) можуть задаватися обмеження на моменти більш високих порядків;

3) Жорстку форму, коли потрібне додержання обмеження $g(u^t, \tilde{x}^t, \tilde{d}^t) \leq 0$ при будь-якій реалізації вектора випадкових аргументів $\tilde{x}^t$ в кожному інтервалі часу.

В роботі розглядається централізоване планування режимів роботи ЕЕС, направлене на досягнення найбільшого загальносистемного економічного ефекту при додержання необхідних технологічних водогосподарчих потреб. В якості загальносистемного ефекту прийнятий мінімум змінної частини (паливної складової) сумарних витрат виробництва електроенергії на теплових електростанціях в ОЕС.

З економічної точки зору збільшення виробітку ГЕС з метою економії палива на теплових електростанціях чи отримання додаткового прибутку в поточному інтервалі приводить до додаткових затрат по всій енергосистемі в залишених інтервалах періоду регулювання. По цій причині при оптимізації режимів ОЕС з ГЕС в цільову функцію необхідно включати в сумарні затрати на функціонування ОЕС за весь період регулювання [8,11,59]. Такі задачі відносяться до багатоінтервальних в часі задачам програмування з взаємними зв'язками між окремими інтервалами [56].

Інформацію про зовнішні умови роботи ОЕС складають: відомості про запаси води в водосховищах ГЕС до початку і кінця періоду регулювання, прогнозовані данні про споживання електроенергії в окремих вузлах розрахункової схеми заміщення ЕЕС і прогнозні данні про бокові притоки води в водосховища ГЕС в кожному із інтервалів. Найбільш важко прогнозовані дані про

бокові притоки води. Тому ця інформація повинна розглядатися як випадкова з представленням одним із видів завданням випадкових величин.

В якості незалежних перемінних (управління) при плануванні режимів ЕЕС з ГЕС можуть бути прийняті: значення витрат води через турбіни Q' і об'єми холостих скидів води S' на ГЕС в кожному інтервалі часу.

Від незалежних перемінних і зовнішніх умов залежать: об'єми виробітку електроенергії на ТЕС і ГЕС, запаси води в водосховищах на кінець кожного часового інтервалу, перетоки електроенергії в електричній мережі. Ці перемінні характеризують стан системи і являються залежними перемінними.

Суворо кажучи, при випадковому характері інформації про бокові притоки в вигляді випадкових величин повинна розглядатися і сукупність залежних перемінних.

Перемінна частина витрат на виробництво електроенергії на i –й ТЕС в інтервалі t може бути представлена з використанням функції ціни електроенергії $C_{iTEC}^t(W_{iTEC}^t)$, показаної на рис.2.1. Ця функція являється спрощеним представленням характеристики відносних приростів (ХВП). В роботі, як і в практиці роботи оптового ринку [53], вважається, що функція ціни представляється лінійно - ступінчатою функцією з кількістю горизонтальних ділянок, не перевищуючим трьох (рис.2.3).

З врахуванням залежності стану системи від незалежних перемінних (управлінь) і зовнішніх умов цільова функція може бути записана в вигляді:

$$\min_{Q^t, S^t} E_{\bar{A}} \left[\sum_{i=1}^I C_{iTEC}^t(W_{iTEC}^t) \cdot \tilde{W}_{iTEC}^t(\tilde{W}_{iTEC}^t) + f^{t+1,T}(\tilde{W}_{TEC}^{t+1,T}, \tilde{W}_{TEC}^{t+1,T}) \right],$$

$t=1,2,\dots,T,$ (2.5)

$$\tilde{W}_{TEC}^t = \tilde{W}_{TEC}^t(Q^t, S^t, \tilde{V}^t, \tilde{A}^t)$$

Де: $W_{i_{ГЕС}}^t, W_{i_{ГЕС}}^t$ —обєми виробітку електроенергії відповідно на кожній ГЕС і кожній ГЕС в кожному інтервалі t .

Значення майбутніх затрат $f^{t+1,T}(\tilde{W}_{ГЕС}^{t+1,T}, \tilde{W}_{ГЕС}^{t+1,T})$ в (2.5) в загальному випадку має нелінійний характер. Крім того, виробіток електроенергії на ГЕС $W_{ГЕС}^t$ нелінійно залежить від витрати води через турбіни Q^t і запасу води в водосховищі $\tilde{V}^t$ в кожному часовому інтервалі. Тому представлена задача планування режимів ЕЕС з ГЕС (2.5) відноситься до задач нелінійного математичного програмування.

Постановка і рішення задачі (2.5) ускладнюється необхідністю врахування ймовірного характеру прогнозованої інформації про величини бокових приток води в водосховища ГЕС.

2.4 Алгоритм рішення задачі

Задача планування довготривалих оптимальних режимів ОЕС, математична постановка якої приведена в розділі 2.3, представляє собою складну, багато інтегральну, нелінійну задачу з ймовірним завданням частини вихідної інформації і міжінтервальними зв'язками. Рішення задачі планування без спеціальних алгоритмічних прийомів представляє собою велику обчислювальну складність і потребує значних обчислювальних і часових ресурсів на персональних комп'ютерах середньої конфігурації. Для рішення задачі (2.5) розроблений алгоритм, блок-схема якого приведена на (рис.2.3). Рішення цієї задачі методом динамічного програмування проходить в два етапи: оберненому і прямому [54,55,56]. Спочатку на оберненому етапі, двигуючись від останнього інтервалу до початку періоду регулювання, розглядаються можливі варіанти наповненості водосховища на початок кожного інтервалу часу. Варіанти наповненості формуються алгоритмічним шляхом. Для того діапазон від $V_{j\min}^t$ до $V_{j\max}^t$ для кожної ГЕС представляється декількома значеннями запасів води

$V_{jn}^t, n = 1 \dots N$. Варіант наповненості для системи – сполучення значень V_{jn}^t різних водосховищ. Для кожного такого варіанту наповненості аналізуються декілька сценаріїв бокової притоковості води. Для кожної реалізації сценарію притоковості вирішується задача (2.5) і визначаються затрати на виробництво електроенергії на ТЕС, починаючи з поточного інтервалу t до кінця періоду регулювання. Потім розраховується математичне очікування оптимальних значень затрат на виробництво електроенергії. Таким чином, для варіантів наповненості водосховищ знаходяться так називаючи умовно-оптимальні рішення [54,55,56]. Математичне очікування затрат для кожного інтервалу t дає точку функції майбутніх затрат $f^{t+1,T}(\tilde{W}_{TEC}^{t+1,T}, \tilde{W}_{TEC}^{t+1,T})$, що відповідає одному із варіантів заповнення водосховищ.

На прямому етапі, приймається данні по запасам води в водосховищах ГЕС на початок і кінець розрахункового періоду регулювання відомими і маючи побудовані на оберненому етапі функції майбутніх затрат, вирішується задача планування оптимальних довгострокових режимів енергосистеми з ГЕС з цільовою функцією виду (2.5). Для кожного інтервалу t знову розглядаються сценарії бокової притоковості води в водосховища ГЕС і розраховується сценарій середньої бокової притоковості. Таке усереднення приточності води всередині інтервалів дає незначну похибку [9].

Алгоритм динамічного програмування може використовуватися для періоду, що охоплює велике число часових інтервалів. Із-за необхідності розгляду різних поєднань наповненості водосховищ окремих ГЕС трудомісткості розрахунків збільшується експоненціально з ростом числа водосховищ. Це породжує відоме в динамічному програмуванні “прокляття розмірності”.

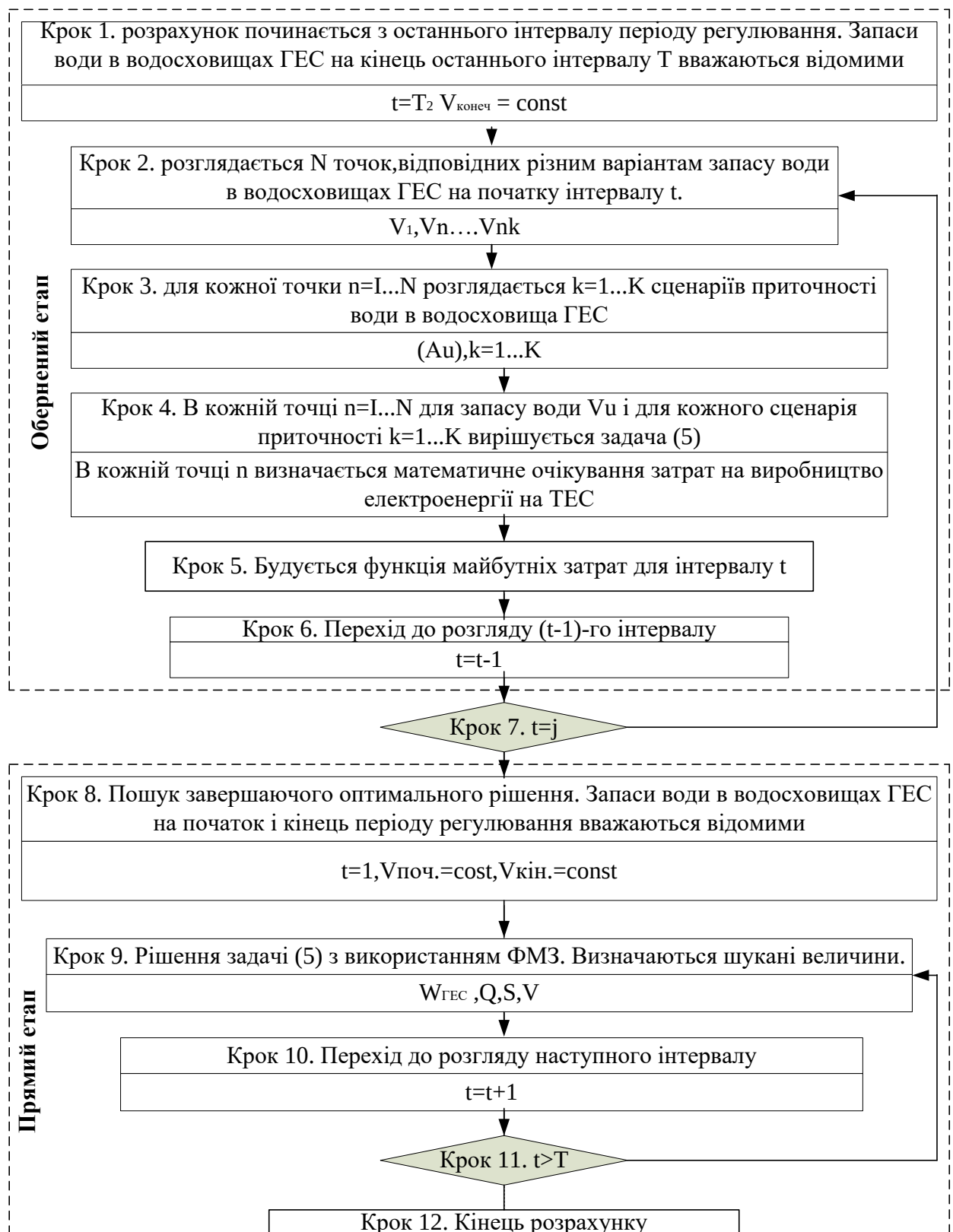


Рис.2.3. Узагальнена блок-схема алгоритму рішення задачі планування довготривалих оптимальних режимів ОЕС з ГЕС

При плануванні довгострокових режимів роботи енергосистем з ГЕС в [12,37] запропоновано агрегування декількох водосховищ в вигляді одного чи декількох еквівалентних водосховищ. Еквівалентне водосховище представляє собою запаси води декількох водосховищ ГЕС. Такі еквівалентні водосховища можуть відображати регулюючу здатність і енергетичні можливості декількох ГЕС енергосистеми.

Вибір агрегованих водосховищ повинен виконуватися з врахуванням особливостей заповнення і спрацювання реально існуючих водосховищ. Так при наявності декількох каскадів ГЕС цілеспрямовано розглядання агрегованих водосховищ окремо для кожного каскаду.

В процесі рішення задачі планування довгострокових оптимальних режимів ОЕС України були розраховані ціни на електроенергію дніпровських ГЕС для різноманітних умов роботи енергосистеми.

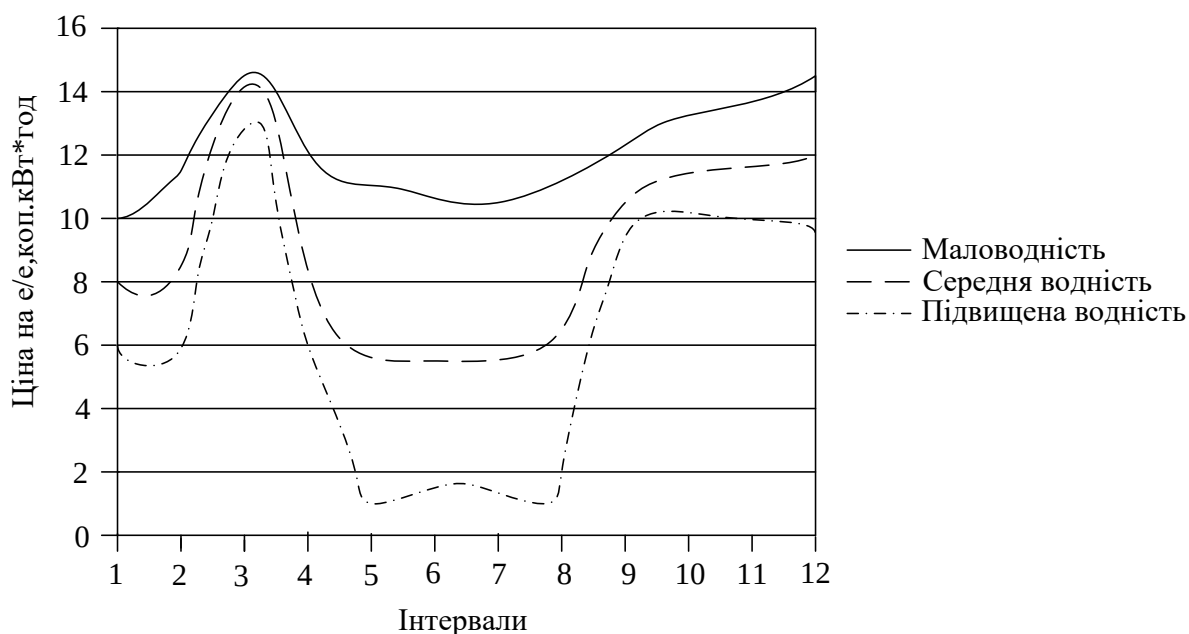


Рисунок 2.4-Собівартість електроенергії,що виробляється на Дніпро ГЕС

Розділ 3 Реалізація планів виробітку електроенергії в ОЕС з ГЕС в умовах конкурентного ринку

3.1 Проблема реалізації режимів ОЕС з ГЕС в умовах ринку

В процесі економічної реформи, що проводилась в Україні, приватними стають більшість промислових і сільськогосподарських підприємств, річний флот, лісосплавні організації. На самостійний баланс переводяться муніципалітети, комунальне господарство міст і населених пунктів. В цих умовах в якості водокористувачів і водоспоживачів виступають конкретні фізичні і юридичні особи, що отримують прибуток від використання водних ресурсів і несучих збитки при порушенні їх вимог по об'ємам поставляємої води чи рівню режиму використовуваних водотоків і водоймів. Іншими словами, і прибуток, і ушкодження при використанні водних ресурсів в сучасних умовах, на відміну від існуючих при централізованій системі управління в колишньому СРСР, стають адресними.

Змінюються відносини власності і в електроенергетиці. Так, на сучасному етапі її реформування і реструктуризації в теперішній час створюються державні і приватні компанії, що орієнтуються на виконання окремих видів діяльності: генерацію, транспорт і реалізацію енергії, роблять загальносистемні послуги. При цьому в числі оптових генеруючих компаній (ОГК) формується і чисто гідроенергетична. По мірі поглиблення реформи в електроенергетиці кожна ГЕС може стати окремою ділянкою конкурентного оптового ринку електроенергії (потужності).

Існуюча система оперативного управління ОЕС України поки що обслуговує потреби регулюючого ринку електроенергії (потужності), діюче в Україні з 1993 року. Ця система базується на централізованому плануванні і оперативному управлінні режимами. Ціни на електроенергію і системні послуги регулювання НКРЕ і регіональними енергетичними комісіями. Після завершення

перехідного періоду в реформуванні галузі на території України буде працювати повністю конкурентний оптовий ринок електроенергії (потужності).

В управлінні режимами ОЕС України з урахуванням їх зв'язку з неенергетичними водокористувачами і водо споживачів в теперішній час беруть участь: системний оператор оптового ринку на території України, диспетчерські структури регіональних РДУ і власників ГЕС і басейнові підрозділи Міністерства природних ресурсів країни. В той же час, в виді приналежності конкурентних ГЕС різним власникам (акціонерам) і нових умов їх функціонування можливості спільного ведення режимів регулювання стоку водосховищами гідроелектростанцій уже зараз істотно обмеженні в порівнянні з тими, які існували при централізованому управлінні в часі колишнього СРСР.

Так, в існуючих умовах при плануванні річних і квартальних балансів електроенергії виробіток ГЕС сезонного регулювання назначається по величині, близької до середньо багаторічного виробітку, а для ГЕС багаторічного регулювання - виходячи з гарантованого виробітку електроенергії з врахуванням утворюючої водогосподарчої обстановки і запасів гідроресурсів в водосховищах на початок регулюючого періоду [60].

Однак таке трактування правил, направлена на спрощення задачі планування виробітку ГЕС в залежності від водності року 50, 75 чи 90% забезпеченості, не може дати оптимальних результатів. В цьому випадку випадають з обліку енергогосподарські вимоги, економічні відносини суб'єктів ринку, особливості між басейнового регулювання, змінюючи умови функціонування енергосистеми (зміна навантаження, припливів в водосховища), тому плановий виробіток ГЕС не дозволяє отримати оптимальний режим завантаження генеруючих потужностей.

Крім того, існуюча система державного регулювання тарифів не забезпечує швидкого перегляду річних і квартальних балансів електроенергії і їх корекцію в необхідні короткі строки при змінні гідрологічних умов. Це збільшує складності з додержанням водогосподарських обмежень і часто приводить до втрат в виробітку електроенергії і холостих скидів на електростанціях,

перевитрати органічного палива на теплових електростанціях і, як наслідок, збільшення цін на електроенергію.

При цьому недостатня припрацювання правової бази, що відповідає за економічні відносини між учасниками ринку електроенергії (потужності), не дозволяє їм виконувати взаєморозрахунки за виконання позапланових коректуючи дій на ГЕС для уникнення втрат електроенергії на холостих скидів і роботі на понижених напорах при змінній гідрологічній обстановки.

Оперативний (спотовий) ринок, на принципах якого припускається будувати оптовий ринок електроенергії в Україні, також мало пристосований для реалізації оптимальних режимів на тривалому відрізку часу. Відомо [5,61], що головним регулятором на такому ринку виступають погодинні ріновісні ціни на електроенергію. Останні формуються на основі цінових заявок суб'єктів ринку і відповідають цінам найбільш дорогого постачальника, що бере участь в балансах енергосистеми в даному часовому інтервалі.

Дія механізму такого ринку приводить до підвищення цін на електроенергію, наслідком чого повинно бути залучення на оптовий ринок (з можливістю отримання максимального прибутку) більш ефективних постачальників і стимулювання зниження виробничих затрат на діючі джерелах.

Дія спотового ринку обмежений добом. Відповідно, і органи управління (системний і комерційний оператори ринку) можуть забезпечувати надійність і оптимальність функціонування цього ринку тільки в короткостроковому розрізі.

Гідроелектростанції з їх низькими експлуатаційними затратами на виробництво електроенергії, безперечно, являються найбільш конкурентоздатними постачальниками електроенергії на спотовий ринок. Однак можливість участі ГЕС на оптовому ринку електроенергії обмежується величиною водних ресурсів як розташованих на даний момент, так і прогнозуючих в майбутньому. Спотовий ринок з огляду на свої короткостроковості не враховує відмічені моменти, і тому не забезпечує цінових сигналів для коректуючи дій ГЕС при змінній гідрологічній обстановки.

Крім того, невизначений характер припливів в водосховища ГЕС і їх низькі експлуатаційні витрати на виробництво електроенергії наряду з високими маневреними властивостями можуть привести до значних коливанням цін на короткостроковому (спотовому) ринку електроенергії (потужності) [12,26,27].

3.2 Реалізація оптимальних режимів ОЕС з ГЕС в умовах ринку

В колишньому СРСР в умовах планової економіки реалізації міжсистемних ефектів при управлінні функціонуванням ОЕС України забезпечувалась шляхом оптимального довготривалого, середньострокового і короткострокового планування енергетичних балансів і режимів всього енергооб'єднання і входних в нього регіональних енергосистем, а також оперативної корегування енерговіддачі окремих електростанцій. За рахунок комплексної оптимізації спільної роботи теплових і гідравлічних електростанцій досягалось зниженням експлуатаційних затрат і капіталовкладень для розвитку генеруючих потужностей в системі енергозбереження країни в цілому.

Виникаючий в теперішній час в Україні перехід від планової економіки до ринкової вплинув на всі сфери господарчої діяльності в країні. Проводимі реформи змінили умови розвитку і функціонування електроенергетики. Намітилися прагнення до децентралізації в управлінні режимами і до досягнення індивідуальних переваг окремими власниками об'єктів в електроенергетичних системах.

Реформування електроенергетики в Україні, ведеться у відповідності до Закону України “Про електроенергетику” [11] та Положення про Національну комісію регулювання електроенергетики України від 17 жовтня 2005 року N910 [28], Положення про Міністерство палива та енергетики України від 25.07.2006 N258 [45].

Відповідно до цих документів стратегічною задачею реформування оголошений переведення електроенергетики в режим стійкого розвитку на базі

прогресивних технологій і принципів функціонування [3]. Основними заходами в рамках реформування являються [1]:

- Розділ галузі на природно-монопольні (передача і розподіл електроенергії, оперативно-диспетчерського управління) і конкретних (виробництво електроенергії, збуту) види діяльності;
- Створення системи ефективних ринкових відносин в конкретних видах діяльності;
- Забезпечення недискримінаційного доступу до послуг природної монополії;
- Ефективне і справедливе державне регулювання природної монополії.

До моменту вступу в силу в повному об'ємі Закону України “Про електроенергетику” функціонування електроенергетики відбувається в умовах перехідного періоду. Цей період необхідний для відпрацювання ринкових механізмів організації господарських відносин і переходу до роботи в конкурентного середовища. В виконання ЗУ “Про електроенергетику” в перехідний період реалізуються наступні заходи:

- Реформується акціонерні товариства енергетики і електрифікації (АО-енерго) з метою розділу потенційно конкурентних і природно-монопольних видів діяльності. В результаті досягається організаційне розмежування генерації, передача, збут, оперативно - диспетчерського управління, ремонтних і непрофільних видів діяльності;
- Найближчим часом будуть створенні оптові (ОГК) і територіальні (ТГК) генеруючих компаній;
- На оптовому ринку електроенергії (потужності) (ОРЕ) вводиться система взаємовідносин, що сполучає ціноутворення і тарифне регулювання. Функціонування оптового і роздрібних ринків здійснюється на основі затверджених ВР України Правил оптового ринку електроенергії перехідного періоду [62]. Реалізація електроенергії на ОРЕ здійснюється як по регулюючим тарифам, так і

по вільним цінам. В кінці 2003 р. сформована цінова зона на території України запущена в роботу конкурентний сектор на ОРЕ з об'ємом продажу до 15% виробляючої електроенергії. По закінченню перехідного періоду буде реалізована цінова модель оптового ринку [1] з реалізацією всього об'єму електроенергії по вільним цінам;

- З травня 2005 р. виконано приєднання до участі в торгах вільного сектора оптового ринку енергозони України з об'ємом продажу до 5% для теплових і 2% для гідроелектростанцій;
- Удосконалюється система державного регулювання цін (тарифів) з метою досягнення балансу економічних інтересів постачальників і споживачів електричної і теплової енергії. Тарифне регулювання в перехідний період здійснюється у відповідності з діючим ЗУ "Про державне регулювання тарифів на електричну і теплову енергію в Україні" [63], а в частині нерегульованого цим законом будуть застосовуватися положення закону "Про електроенергетику";
- Удосконалюється система антимонопольного регулювання. В відношенні юридичних осіб, одночасно володіючими генеруючим обладнанням, складаючим в сукупності 35 і більше відсотків установленної генеруючої потужності в межах цінової зони ОРЕ здійснюються дії, направлені на обмеження конкуренції.

В результаті приватизації в об'єднанні енергетичній системі в теперішній час паралельно працюють 11 АО-енерго і 6 незалежних від них АО-енергостанцій, що мають різних власників. Після завершення реконструкції АО-енерго і створення самостійних оптових і територіальних генеруючих компаній кожна з них буде переслідувати свої приватні інтереси, що може іти в розріз з загальносистемними критеріями і приводить до неоптимальної роботи всієї об'єднаної енергосистеми.

Розроблюючи Системним оператором довгострокові оптимальні плани виробітку електроенергії в ринкових умовах втрачають обов'язковість їх виконання для учасників ринку. Незалежні генеруючі компанії, переслідують

свої комерційні інтереси, в окремі інтервали часу можуть відхилятися від оптимальних з точки зору всієї системи значень виробітку електроенергії. В цих умовах стає важливою проблема реалізації довготривалих оптимальних режимів в ОЕС.

Перехід до повністю конкурентного ринку не виключає можливості збереження високих системних ефектів в ОЕС. Але нові економічні відносини потребують розробки і впровадження адекватним цим умовам нових економічних механізмів для ефективного управління режимами ОЕС.

Для того, щоб зберегти системні ефекти від спільного використання теплових і гідроелектростанцій, по крайній мірі, на перших кроках реформування електроенергетичної галузі необхідно зберегти централізоване довготривале планування режимів ЕЕС. Це передбачено в переліку задач Системного оператора по плануванню і управлінню режимами ЕЕС [64]. Однак, враховуючи рекомендаційний характер розробляючи планів, досягається бажаний загальносистемний ефект пропонується не через обов'язкове при держання об'ємів виробітку електроенергії, а через призначення оптимальних значень цін на електроенергію окремих постачальників [65]. Тому при розрахунку оптимальних режимів ЕЕС крім об'ємів виробітку і споживання електроенергії повинні розраховуватися ціни на неї як для теплових електростанцій. В результаті таких розрахунків повинні бути отриманні ціни на електроенергію для кожного постачальника електроенергії, які відповідають оптимальним об'ємам виробітку електроенергії. На оптових ринках електроенергії (потужності) дані ціни можливо застосовувати як економічні сигнали, які здатні забезпечувати ведення оптимальних чи близьких до них режимів ЕЕС.

В умовах регулюючого ринку отриманні ціни на електроенергію, виробляємо на ТЕС і ГЕС, можуть затверджуватися державним органом по регулюванню тарифів (НКРЕ) як ціни продажу на весь період регулювання. В випадку відхилення умов функціонування ЕЕС від запланованих (змінна об'ємів споживання чи гідрологічних умов в порівнянні з прогнозованими) ціни на електроенергію повинні перераховуватися.

Для сектора вільної торгівлі отриманні оптимальні ціни на електроенергію електростанцій можуть встановлюватися НКРЕ України як максимальні значення на купівлю електроенергію, тобто випускати ролі верхньої цінової границі на ринку.

Частину електроенергії в секторі вільної торгівлі реалізується в рамках двусторонніх договорів купівлі-продажу. При складенні двустороннього контракту між постачальником і покупцем електричної енергії розраховані Системним оператором оптимальні ціни повинні бути відомі двом сторонам. Оптимальні ціни можуть являтися орієнтирами при укладенні контракту.

При цьому бажано, щоб були гнучкими. Гнучкими називаються контракти, в яких деякі із параметрів (контрактна ціна, період дії, сумарний об'єм поставок і об'єми поставок електроенергії в кожний з обумовлених часових інтервалів) являються змінними величинами, що встановлюються одним чи двома партнерами. Гнучкі контракти з відомими параметрами стабілізують ціни на короткострокових ринках і понижують ризик недопоставок електроенергії. Вони дають можливість постачальникам чи покупцям планувати поставки електроенергії з максимальною для себе вигодою. Гнучкі контракти зручні для довгострокової торгівлі електроенергією, коли в продовж контрактного періоду появляється необхідність перерозподілу поставок між окремими інтервалами часу. Такі контракти особливо зручні для постачальників, що мають ГЕС з великими по об'єму водосховищами. Ці постачальники можуть варіювати поставки в залежності від зміни запасів води в водосховищах і гідрологічних умов при дотриманні загального об'єму контракту. Гнучкі контракти дають його учасникам можливість більш ефективно використовувати запасну в водосховищах електроенергію [66].

3.3 Аналіз ефективності реалізації оптимальних режимів через регулювання цін на електроенергію, що виробляється на ГЕС

В [59,65,67,68] показано, що в умовах розвинутої конкуренції на енергоринках максимальний прибуток досягається в тому випадку, якщо його електроенергія купується по ціні, рівній оптимальному значенню вузлової маржинальної вартості. Величина вузлової маржинальної вартості розраховується після рішення загальної задачі оптимізації режиму роботи ЕЕС як лінійна комбінація значень подвійних перемінних, зв'язаних з обмеженнями, що містять величину виробітку електроенергії в розглядаємому вузлі. Вузлова маржинальна вартість еквівалентна вузловій граничній ціні на генеруючу електроенергію.

Із доведеного в [59,65,68,] результату слідує, що при розвинутій конкуренції:

- 1) Оптимальний з точки зору загальносистемний ефекту режим роботи ОЕС можливо досягти, повідомляючи всім постачальникам оптимальні значення вузових цін на виробляєму ними електроенергію. Для цього централізовано повинна бути вирішена загальна задача оптимізації режиму ОЕС;
- 2) Для отримання максимальної індивідуального прибутку кожний учасник ринку зацікавлений в такому об'ємі виробітку електроенергії, який відповідає оптимальному значенню вузового граничної ціни. Величина виробітку електроенергії при відомій вузловій ціни може бути знайдена кожним постачальником самостійно із умови оптимальності режиму [68].

В [59,68] розглянуті багатоінтервальні задачі, що максималізують інтервальний прибуток за всі інтервали часу в розглядаю чому періоді управління. Тому приведенні вище результати справедливі для управління довготривалими режимами ЕЕС з ГЕС.

Таким чином, в умовах розвинутої конкуренції оптимальне управління виробітком і споживанням електроенергії може бути організовано через централізований розрахунок оптимальних значень вузових цін і через своєчасне повідомлення цих значень всім учасникам енергоринку.

Під умовами розвинутої конкуренції розуміється таке становище ринку, коли ні один учасник заявленої ціною свого виробітку не спроможний істотно впливати на вузлові ціни ринку. Такі учасники називаються ціноотримувачами. Крім того, кожний учасник діє на ринку незалежно і не вступає в змову з іншими учасниками для реалізації корпоративних погоджень [59]. Такі умови, частіш за все, відсутні на реальному працюючих ринках. Однак в відношенні ГЕС на українському оптовому ринку ці умови справедливі. По правилах діючого оптового ринку [62] всі ГЕС подають заявки для участі в конкурентному секторі ринку без зазначення ціни електроенергії. Такі учасники вважаються ціноприймаючими, і своєю заявленою ціною не впливають на рівень ціни в інших вузлових ЕЕС. В тих випадках, коли декілька ГЕС об'єднанні в генеруючі компанії і своєю поведінкою на ринку переслідують корпоративні інтереси, в якості незалежного постачальника на ринку може бути розглядатися генеруюча компанія.

Якщо відомі ціни а електроенергію, розраховані по подвійним перемінним оптимізаційної задачі (2.5)-(2.18), то об'єми виробітку електроенергії на електростанціях W_{jTEC}^t , W_{jTEC}^t , що відповідають цінам, можливо знайти із вирішення задачі:

$$\min_{W_{jTEC}^t, W_{jTEC}^t} \sum_{i=1}^I C_{jTEC}^t * W_{jTEC}^t + \sum_{j=1}^J C_{jTEC}^t * W_{jTEC}^t, t = 1 \dots T, \quad (3.1)$$

Де: C_{jTEC}^t, C_{jTEC}^t — оптимальні ціни електроенергії, що виробляється на i -й ТЕС і j -й ГЕС, в інтервалі t .

Для демонстрації можливості визначення оптимальних об'ємів виробітку проведений розрахунок, в якому в якості цін на електроенергію ГЕС були взяті ціни, що відповідають оптимальному режиму, розрахованому раніше (Додаток

А). В результаті рішення задачі (1) був отриманий оптимальний режим, повністю співпадаючий з режимом, розрахованим раніше (Додаток А). Таким чином, задаючи оптимальні ціни на електроенергію ГЕС і ТЕС, можливо отримати оптимальний з точки зору загальносистемного критерію режим енергосистеми.

При реалізації оптимальних планів ЕЕС з ГЕС на основі цін важливо знати як точно і оперативно слід задавати ці ціни. Для аналізу впливу неточностей в задаванні цін на електроенергію ГЕС на цільову функцію автором були проведенні розрахункові дослідження. При цьому визначалась вартість виробництва електроенергії на теплових електростанціях при різних цінах.

На рис.3.1 показані графіки залежності витрат на виробництво електроенергії на теплових електростанціях від ціни на електроенергію окремих гідроелектростанцій ОЕС України. Точка <<опт.>> відповідає режиму, при якому ціни на електроенергію ГЕС рівні оптимальним цінам, отриманим при рішенні задачі для ОЕС України. Із графіків видно, що відхилення ціни на електроенергію ГЕС від оптимальної як вниз, так і вгору, приводить до збільшення паливних затрат на ТЕС. Це пов'язано з тим, що в результаті відхилення ціни від оптимального значення відхиляється від оптимального і значення виробітку електроенергії як конкретної ГЕС, так і всієї енергосистеми. При цьому величина відхилення залежить від установленної потужності ГЕС. Чим більша потужність станції, тим більше відхилення в значенні її виробітку.

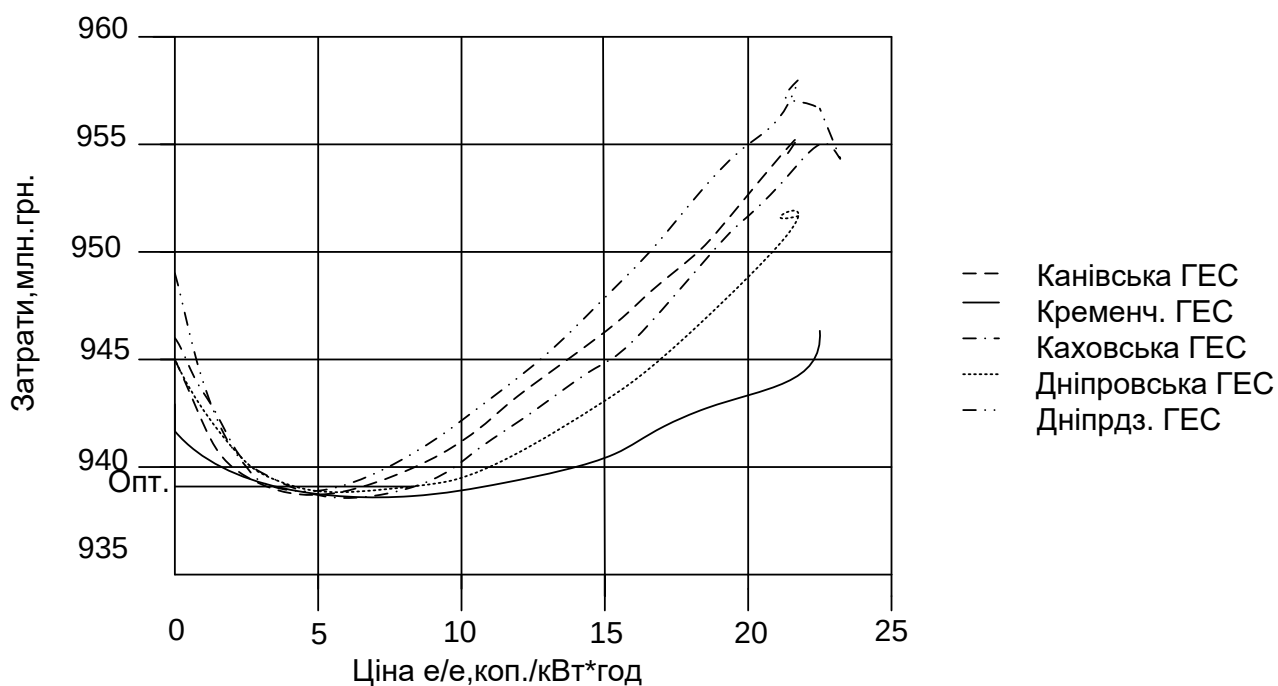


Рисунок 3.1-Залежність витрати на виробництво е/е на ТЕС в залежності від ціни, установленної на е/е ГЕС ОЕС України в інтервалі 1.

Таким чином, будь-яке відхилення ціни на електроенергію конкретної ГЕС від оптимального значення приводить до зміни роботи других ГЕС і ТЕС. В залежності від умов, що склалися таке відхилення може призвести до збільшення виробітку електроенергії на решті гідроелектростанціях і подальшій їх роботі на понижених напорах або ж до холостих скидів, якщо водосховища даних ГЕС були заповненні. Крім того, із графіка видно, що крутизна кривої в сторону зменшення ціни від оптимального значення менше, ніж в сторону збільшення. Це пояснюється тим, що при зменшенні ціни на електроенергію в поточному інтервалі збільшується виробіток електроенергії, витрати води, а, отже, зменшується рівень водосховища даної ГЕС, що веде до роботи на понижених напорах і відповідним пониженням економічності в наступні інтервали часу. При збільшенні ж ціни виробіток електроенергії на ГЕС скорочується, що приводить до безповоротних втрат гідроресурсів на холостих скидах і додаткового виробітку на решті електростанціях.

На рис.3.2 показана залежність витрат на виробництво електроенергії на теплових електростанціях в залежності від ціни електроенергії Запорізької ГЕС в різні місяці впродовж року. Із графіків видно, що чим раніше починається відхилення від оптимальних цін (перші інтервали часу), тим більша величина витрат на виробництво електроенергії на ТЕС. В кінці весни і початку літа (інтервал часу 5-8) змінна ціни не приводить до значного росту витрат, так як в ці інтервали починається інтенсивне заповнення водосховища, а невелике споживання електроенергії легко покривається іншими гідроелектростанціями завдяки надлишковій приточності в данні інтервали.

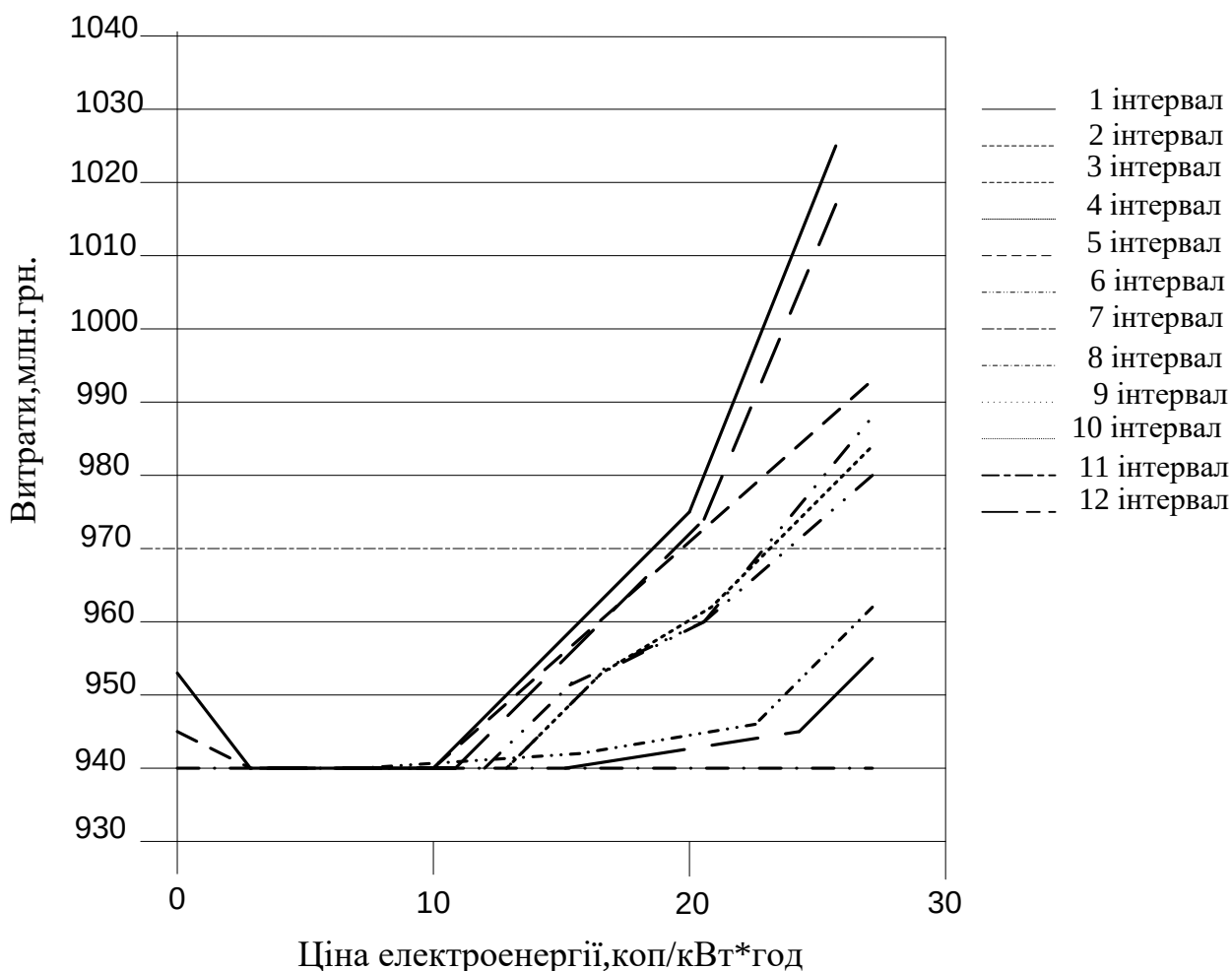


Рисунок 3.2-Залежність витрат на виробництво електроенергії на ТЕС від ціни електроенергії Запорізької ГЕС по інтервалам.

Підбиваючи підсумки вищесказаному, можна зробити такі висновки:

- Реалізація довгострокових оптимальних планів ЕЕС з ГЕС на основі цін можлива, але потребує точного і оперативного завдання цін на електроенергію ГЕС;
- В інтервалі часу, коли споживання електроенергії мале і мається надлишок приточності (літні інтервали) коливання цін на електроенергію ГЕС не ведуть до значних коливань витрат;
- Відхилення витрат на виробництво електроенергії на ГЕС від оптимального значення прямо пропорційно величині установленної потужності гідроелектростанції;
- 10%-ва неточність завдання цін на електроенергію ГЕС (особливо в інтервалах зі значною потребою в електроенергії і дефіциті гідроресурсів) спроможна привести до 1%-им надлишковим паливним витратам в ОЕС України.

Розділ 4 Методика обґрунтування параметрів МГЕС з врахуванням втрат в ЛЕП

4.1 Визначення основних техніко-економічних показників місцевих мереж

Основними техніко-економічними показниками мереж місцевого значення являються:

ΔU — втрати напруги, виражена в % від номінальної напруги мережі;

G — маса проводів мережі, кг;

ΔP — втрати потужності в проводах, кВт;

$\Delta \mathcal{E}$ — втрати енергії в проводах за рік, кВт/рік.

Точні значення цих показників отримуються в результаті електричного розрахунку:

1. Визначається сума лінійних моментів повної потужності:

$$\sum S_i L_i \quad (4.1)$$

Де : S_i — повна потужність, кВт;

L_i — довжина участку i (ЛЕП) від МГЕС до споживача, км.

2. Визначення значення реактивної складової втрат напруги для ЛЕП в %:

$$\Delta U_r = \Delta U_{r0} \sum S_i L_i \quad (4.2)$$

Де: $S_i L_i$ – сума лінійних моментів повної потужності в ЛЕП від МГЕС до споживача, кВт*км;

ΔU_{r0} – середнє удельне значення реактивної складової втрати напруги для ЛЕП, %/кВт;

3. Визначається економічна щільність струму (таблиця 4.1.1) для розглядаючих проводів ЛЕП:

$$I_{\Sigma}(\text{А/мм}^2) \quad (4.3)$$

Таблиця 4.1.1-Економічна щільність струму для повітряних ліній

Число годин використання максимуму Т, год	Економічна щільність струму в А/мм ²		
	Мідні проводи	Алюмінієві проводи	Стальні проводи
Менше -3000	2,5	1,5	0,45
3000-5000	1,75	1,0	0,4
Більше 5000	1,25	0,75	0,35

При розрахунку мережі на таку щільність струму, використовуються дані із наступних розрахункові таблиці:

- Середні питомі значення активної складової втрати напруги для повітряної лінії в %/км (таблиця 4.1.5);
- Питомі значення витрат металу в ЛЕП, що споруджуються з економічною щільністю струму, кг/кВА км (таблиця 4.1.6);
- Питомі значення втрат потужності в ЛЕП, що споруджуються з економічною щільністю струму, Вт/кВА км (таблиця 4.1.7).

4.Визначаються втрати напруги (активна складова і реактивна):

$$\Delta U_{a,з} = \Delta U_{a,з0} \sum L_i \cos \varphi_i ; \quad (4.4)$$

Де: $\Delta U_{a,з}$ —активна складова втрат напруги;

$$\Delta U_{a,з0} \sum L_i \cos \varphi_i = \Delta U_{a,з0} L_0 \cos \varphi_c \quad (4.5)$$

Де: $\Delta U_{a,з0}$ —питомі значення активної складової втрат напруги в %/км

$$\Delta U_з = \Delta U_е + \Delta U_{a,з} \quad (4.6)$$

Де: $\Delta U_з$ —втрати напруги(активна і реактивна складова),%.

5.Визначаємо вагу металу проводів ЛЕП:

$$G_з = G_{з0} \sum S_i L_i \quad (4.7)$$

Де: $G_{з0}$ —питомі значення витрат металу в ЛЕП, що споруджуються з економічною щільністю струму, кг/кВт*км.

6.Визначаємо втрати потужності в ЛЕП:

$$P_з = P_{з0} \sum S_i L_i \quad (4.8)$$

Де: $P_{з0}$ —питомі значення втрат потужності в ЛЕП, що споруджуються з економічною щільністю струму, Вт/кВА км.

7. визначаємо втрати електроенергії за рік, кВт*год:

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta P_3 t \quad (4.9)$$

8. Визначається переріз проводів на ділянку і ЛЕП від МГЕС до споживача:

$$q_i = \frac{S_i}{\sqrt{3} U_n I_3} \quad (4.10)$$

Де: U_n — номінальна напруга мережі, кВ;

I_3 — економічна щільність струму, А/мм².

Попередній розрахунок показників дозволяє визначити переріз проводів, вибрати необхідну напругу мережі, визначити додаткові типи обладнання (для регулювання напруги) і так далі.

Вид розрахункових виразів для визначення основних показників залежить від принципів, покладених в основу вибору перерізу проводів мережі. В мережах високої напруги вибір перерізу проводів виконується по економічній щільності струму в залежності від матеріалу проводів і числа годин використання максимального навантаження (табл. 4.1.1).

Якщо втрати напруги при роботі мережі з економічною щільністю струму отримується надмірно високою, то слід розглянути питання про зміну схеми живлення в мережі, підвищення робочої напруги чи застосування додаткового обладнання для регулювання напруги. При відсутності можливості провести перелічені заходи необхідно збільшити переріз проводів. В останньому випадку мережа розраховується по допустимій втраті напруги. Щільність струму на окремих ділянках мережі бажано мати близько до деякої постійної величини.

Повітряні мережі низької напруги розглядаються по допустимій втраті напруги. При коротких лініях необхідно перевірити переріз проводів по допустимому нагріву. Число сходинок в магістралях розімкнутої мережі низької

напруги при значній їх протяжності не повинно перевищувати двох – трьох. Переріз ступенів вибираються виходячи з принципу найменшої витрати металу.

Задачею регулювання напруги в мережі місцевого значення являється підтримка в допустимих границях відхилення напруги на затискачах струмоприймачів (табл.4.1.2) [15,69].

Таблиця 4.1.2-Допустимі відхилення напруги на затискачах струмоприймачів в % від номінального значення

Вид мережі	Відхилення напруги вниз від номінального	Відхилення напруги вверх від номінального
Міські	-6	6
Сільськогосподарчі	-10	7,5

Значення відхилення, приведені в таблиці 4.1.3, відносяться до номінальних режимів роботи мережі.

Таблиця 4.1.3-Рекомендована область застосування проводів

Марка проводів	Номінальний переріз, мм^2	Відношення перерізу алюмінієвої частини	Область застосування
----------------	------------------------------------	---	----------------------

		проводу до перерізу сталого осердя	
АЖ	120-185 ≤185 ≥185	6,0-6,25 7,71-8,04	Райони, в яких товщина стінки голо льоду менше 20мм
АС	95 120-400 ≥450	6 4,29-4,39 7,71-8,04	Райони, в яких товщина стінки голо льоду більше 20мм
АСК	120-300	6,11-6,25	На узбережжі морів, солоних озер, а також в районах з хімічними підприємствами
А	10-240		Мережі сільськогосподарчого призначення напругою менше 100кВ
АН	10-185		

Точні значення основних техніко – економічних показників отримуються в результаті електричного розрахунку мережі. Важливо відмітити те, що вид розрахункових виразів (представлений нижче) для визначення основних показників залежить від принципів, покладених в основу вибору перерізу проводів мережі [15,62,70].

Втрати напруги в мережі, що володіють активними і реактивними опорами і живлячої змішане навантаження, можна визначити виразом:

$$\Delta U = \frac{1}{10U_{\text{н}}^2} \sum P_i L_i r_{0i} + \frac{1}{10U_{\text{н}}^2} \sum Q_i L_i x_{0i} = \Delta U_a + \Delta U_z \quad (4.11)$$

Де: $U_{\text{н}}$ – номінальна напруга мережі в кВ;

P_i і Q_i — активна і реактивна потужність на виробничій ділянці мережі в кВт і кВар;

r_{0i} і x_{0i} — погонні активний і реактивний опори ділянки в Ом/км;

L_i — довжина ділянки в км;

ΔU_a і ΔU_z — активна і реактивна складові втрат напруги в %.

Формула (4.12) легко отримується із формули (4.11):

$$\begin{aligned}\Delta U_{\%} &= \frac{\sqrt{3}IL(r_0 \cos \varphi + x_0 \sin \varphi)}{10U_{\text{н}}} = \frac{\sqrt{3}ILr_0 \cos \varphi + \sqrt{3}ILx_0 \sin \varphi}{10U_{\text{н}}} = \\ &= \frac{\sqrt{3}ILr_0 \cos \varphi}{10U_{\text{н}}^2} + \frac{\sqrt{3}ILx_0 \sin \varphi}{10U_{\text{н}}^2} = \frac{PLr_0}{10U_{\text{н}}^2} + \frac{QLx_0}{10U_{\text{н}}^2} = \Delta U_a + \Delta U_z\end{aligned}\quad (4.12)$$

Втрата напруги на ряді ділянок отримується складанням втрат на окремих ділянках, що і виражено в формулі (4.13).

Сумування виконується по всім з'єднаним послідовно ділянкам мережі від точки до точки з найменшим значенням напруги. Реактивна складова напруг мало залежить від перерізу проводів. При середньому значенні погонного реактивного опору x_0 величина реактивної складової визначається приблизним виразом:

$$\Delta U_z = \frac{x_0}{10U_{\text{н}}^2} \sum Q_r L_i = \Delta U_{z0} \sum Q_i L_i \quad (4.13)$$

Величина ΔU_{z0} являється питомою реактивною складовою втрати напруги в % на кВар км.

Середні значення погонного реактивного опору для ліній з проводами із кольорового металу може бути прийнято в границях 0,32-0,4 Ом/км в залежності від напруги лінії. [67]

Для ліній зі стальним проводами активний і реактивний опори залежать від струмового навантаження і конструкції проводу і враховуються для кожного випадку окремо. В якості середніх величин, при техніко-економічних розрахунках, можливо прийняти наступні значення для сталих однопровідних проводів:

- Питомий активний опір $\rho=200 \text{ Ом мм}^2/\text{км}$;
- Погонний реактивний опір $x_0=5,2 \text{ Ом/км}$.

Для сталих витих проводів:

- $\rho=140 \text{ Ом мм}^2/\text{км}$;
- $x_0=5,2 \text{ Ом/км}$.

Середні питомі витрати реактивної складової втрат напруги для повітряних ліній в $\% 10^{-3} \text{кВар км}$ представлено в таблиці 4.4.

Таблиця 4.1.4- Середні питомі значення реактивної складової втрат напруги в ПЛ в $\% 10^{-3} \text{кВар км}$

Напр уга лінії в кВ	Проводи з кольорового металів	Стальні однопровідні проводи	Стальні багатопровідні проводи
0,38	228	3600	690
6	0,97	14,5	2,78
10	0,36	5,2	1
20	0,09	1,3	0,025
35	0,032	-	0,08

При повній потужності на виробничій ділянці $S_i \text{кВА}$ і розрахунку мережі по економічній щільності струму переріз проводів на цій ділянці:

$$q_3 = \frac{S_i}{\sqrt{3} U_{\text{н}} I_3} \quad (4.15)$$

Де: I_3 – економічна щільність струму, А/мм^2 .

Активна складова втрат напруги:

$$\Delta U_{a.з} = \frac{\sqrt{3}}{10U_{\kappa}} \rho I_3 \sum L_i \cos \varphi_i \quad (4.14)$$

Вираз (4.3) можливо представити в вигляді:

$$\Delta U_{a.з} = \Delta U_{a.з0} L_p, \quad (4.16)$$

Де: L_p —розрахункова довжина мережі в км;

$\Delta U_{a.з0}$ —питомі значення активної складової втрат напруги в %/км

Значення цих величин рівне:

$$\Delta U_{a.з0} = \frac{\sqrt{3}}{10U_{\kappa}} \rho I_3 \quad (4.17)$$

$$L_p = \sum L_i \cos \varphi_i \quad (4.18)$$

Середні питомі витрати активної складової втрат напруги для ПЛ в %/км представленні в табл. 4.1.5.

Таблиця 4.1.5-Середнє питоме значення активної складової втрат напруги для ПЛ в %/км

Напруга лінії в кВ	Матеріал проводів			
	мідь	алюміній	Сталь одножильна	Сталь багатожильна
6	Т<3000 годин			
	1,33	1.34	2,6	1,82

10	0,8	0,8	1,56	1,09
20	0,4	0,4	0.78	0,55
35	0,23	0,23	-	0,31
	T=3000-5000годин			
6	0,93	0,9	2,31	1,62
10	0,56	0.54	1,38	0.97
20	0,28	0,27	0.69	0,49
35	0,16	0.15	-	0,28

Всі метали проводів G_3 в кг і втрати потужності ΔP_3 в кВт в мережі, що працює з економічною щільністю струму при питомій вазі металу γ кг/дм³, можливо визначити наступними виразами:

$$G_3 = \frac{1,82}{U_n I_3} \sum S_i L_i = G_{30} \sum S_i L_i \quad (4.19)$$

$$\Delta P_3 = \frac{1,8}{U_n} \rho I_3 10^{-3} \sum S_i L_i = \Delta P_{30} \sum S_i L_i 10^{-3} \quad (4.20)$$

В розгалуженій мережі сума $\sum S_i L_i$ повинна включати всі магістралі і всі відгалуження мережі.

Питомі значення витрат металу в повітряних лініях, що споруджуються з економічною щільністю струму кг/кВА км представленні в табл. 4.1.6.

Таблиця 4.1.6-Питомі значення витрат металу в повітряних лініях, що споруджуються з економічною щільністю струму кг/кВА км

Напруга лінії в кВ	Матеріал проводів		
	Мідь	Алюміній	Сталь

6	T<3000 годин		
	1,08	0,55	5,26
10	0,65	0,33	3,16
20	0,324	0,165	1,58
35	0,185	0,094	0,9
T=3000-5000годин			
6	1,54	0,825	5,92
10	0,93	0,495	3,55
20	0,46	0,247	1,78
35	0,265	0,141	1,01

Питомі значення втрат потужності в повітряних лініях, що споруджуються з економічною щільністю струму кг/кВА км представленні в таблиці 4.1.7.

Таблиця 4.1.7-Питомі значення втрат потужності в повітряних лініях, що споруджуються з економічною щільністю струму кг/кВА км

Напруга в лінії в кВ	Матеріал проводів			
	мідь	алюміній	Сталь одножильна	Сталь багатожильна
T<3000 годин				
6	13,9	14	27	18,9
10	8,3	8,4	16,2	11,3
20	4,2	4,2	8,1	5,7
35	2,4	2,4	-	3,2

	T=3000-5000годин			
6	9,7	9,3	24	16,8
10	5,8	5,6	14,4	10,1
20	2,9	2,8	7,2	5
35	1,7	1,6	-	2,9

Втрати енергії при часі втрат ψ в год/рік визначається виразом:

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta \psi \quad (4.21)$$

Час втрат ψ знаходиться в залежності від числа використання максимуму по кривих на рисунку 4.1.1.

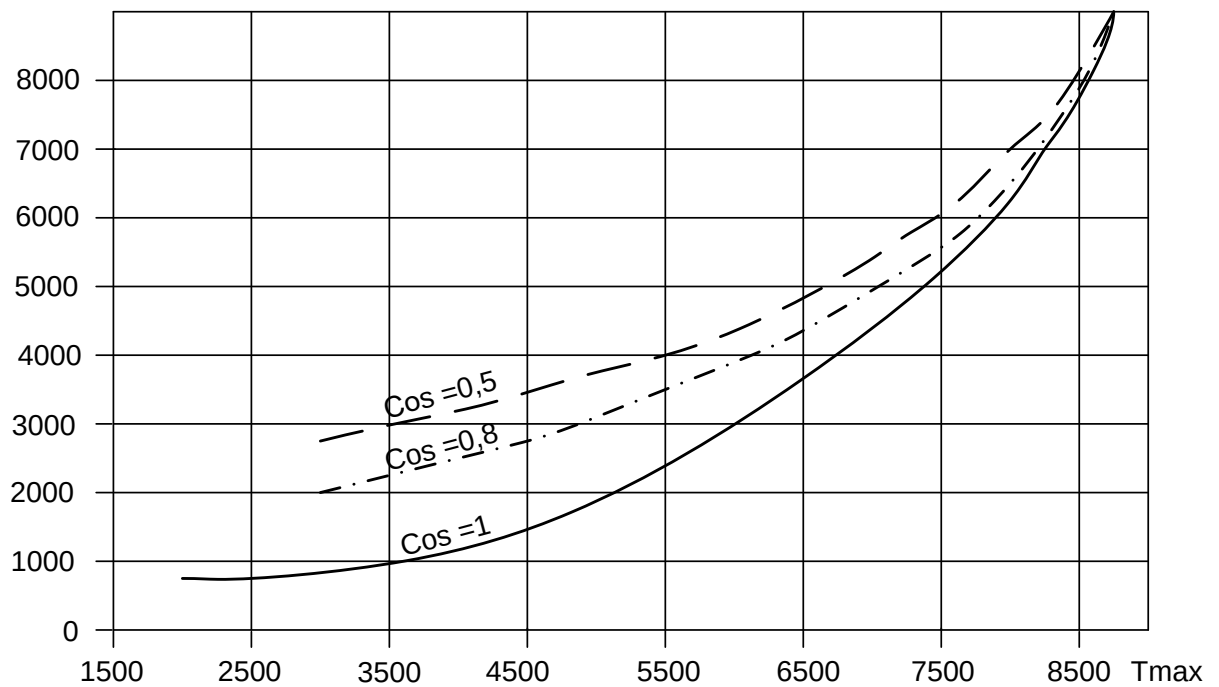


Рисунок 4.1.1- Криві для визначення τ в функції T

Якщо лінія живить значну кількість навантажень, то число ступенів перерізів в ній може бути прийнято менше число навантажень. Щоб розрахувати таку мережу по економічній щільності струму, необхідно для кожного ступені визначити лінійну квадратичну потужність, користуючись виразом:

$$S_{0k} = \sqrt{\frac{1}{L_{0k}} \sum_{i=1}^{m_k} S_{ik}^2 L_{ik}} \quad (4.22)$$

Де: S_{ik} —потужність на виробничій ділянці ступені постійного перерізу в кВА;

L_{ik} —довжина виробничої ділянки в км;

L_{0k} —повна довжина ступені;

m_k —число ділянок виробничої ступені постійного перерізу.

4.2 Визначення основних енергетичних параметрів малих ГЕС

Основними енергетичними параметрами малих ГЕС являються встановлена потужність і число гідроагрегатів, річний виробіток електроенергії, розрахунковий напір, розрахункові витрати [28,29,].

1. Усталена потужність МГЕС:

$$N_{МГЕС} = N_{спож.} + \Delta N, кВт \quad (4.23)$$

Де: $N_{спож.}$ —потужність споживача, кВт;

ΔN —втрати потужності в проводах ЛЕП, кВт.

2.Розрахунковий напір МГЕС:

$$3,5 < H < 150, \text{м} \quad (4.24)$$

3. Розрахункові витрати МГЕС:

$$Q = \frac{N_{\text{МГЕС}}}{9,81 * H_3} \cdot \frac{\text{м}^3}{\text{с}} \quad (4.25)$$

Де: η - середньоексплуатаційний ККД гідроагрегата.

4. Річний виробіток електроенергії МГЕС:

$$\mathcal{E}_{\text{МГЕС}} = T N_{\text{МГЕС}}, \text{кВт} * \text{год} \quad (4.26)$$

Де: T - число годин роботи ГЕС з врахуванням установленної потужності.

5. Число гідроагрегатів визначається в залежності від розрахункового напору і витрат, л/с.

4.3 Вибір основного обладнання малих ГЕС.

Вибір оптимального варіанту основного обладнання виконується по результатам техніко-економічних розрахунків. Різноманітні системи турбін мають свої особливості:

1. Капітальні затрати для ГЕС з горизонтальними капсульними агрегатами на 15-20% менші, чим при тій же потужності для ГЕС з вертикальними агрегатами (за рахунок великої пропускної здатності і збільшення ККД при оптимальних режимах). Однак капсульні гідротурбіни більш металомісткі, трудомісткі в виготовленні і більш складні в експлуатації, ніж вертикальні турбіни поворотно-лопастого типу;

2. Вертикальні радіально-осьові турбіни перевищують по значенням максимального ККД на 0,5-2,0 % поворотньо-лопатості аналогічної потужності, а також потребують менших заглиблень (із-за кращих кавітаційних якостей). Крім того, застосування радіально-осьових турбін практично виключає забруднення водотоку маслом. В той самий час поворотньо-лопатостні турбіни мають пологі робочі характеристики, що забезпечує велику ефективність при часткових навантаженнях;

3. Діагональні поворотньо-лопатості турбіни також мають більш пологі робочі характеристики, але уступають радіально-осьовим турбінам по кавітаційним якостям, максимальним значенням ККД, металоємності і екологічній чистоті. По відношенню до осьовим поворотньо-лопатостним турбінам діагональні мають кращі кавітаційні якості, перевищують їх по максимальному ККД, але програють по трудомісткості виготовлення і швидкохідності;

4. Пропелерні осьові гідротурбіни перевищують поворотньо-лопатості по кавітаційним якостям, трудомісткості виготовлення, але програють по маневреності при змінюючих напорах і потужностям, а також по надійності при перехідних режимах;

5. Ковшові гідротурбіни в порівнянні з радіально-осьовими мають меншу пропускну здатність, менше значення ККД (на 1-1,5 %), однак вони мають більш пологі робочі характеристики в зоні часткових навантажень (за рахунок зміни кількості робочих сопл);

6. Кількість агрегатів при заданій потужності ГЕС виявляє значний вплив на металомісткість і трудомісткість виготовлення турбін реактивного типу.

4.4 Визначення техніко-економічних параметрів МГЕС

При визначенні основних техніко-економічних параметрів МГЕС розглядається декілька варіантів енергопостачання споживачам [54].

Оптимальним варіантом вважається той, для якого значення приведених затрат найменше. При цьому враховується, що кількість споживаючої електроенергії споживачем від МГЕС (при порівнянні декількох варіантів системи енергопостачання) являється постійним значенням. При капітальних вкладеннях, що здійснюються на протязі одного року, після якого щорічні витрати виробництва стають постійними, приведенні затрати розраховуються по формулі [32,49,65]:

$$Z = E_n K + I \rightarrow \min, \quad (4.27)$$

При $N_{\text{спож.}} = \text{const}, \mathcal{E}_{\text{спож.}} = \text{const}.$

Де: K -капітальні вкладення, рівні вартості будівництва (реконструкції) МГЕС і ЛЕП;

I - щорічні експлуатаційні витрати;

E_n -коефіцієнт ефективності, прийнятий для умов спів ставності варіантів рівним 0,12;

$N_{\text{спож.}}$ -потужність споживача, кВт;

$\mathcal{E}_{\text{спож.}}$ -кількість електроенергії, що споживається від МГЕС, кВт*год:

$$\mathcal{E}_{\text{спож.}} = T N_{\text{спож.}} \quad (4.28)$$

Де: T -число годин використання установленної потужності МГЕС.

$$K = C_{\text{МГЕС}} + C_{\text{ЛЕП}} \quad (4.29)$$

Де: $C_{\text{МГЕС}}$ —вартість будівництва МГЕС;

$C_{\text{ЛЕП}}$ — вартість будівництва ЛЕП від МГЕС до споживача.

$$C_{МГЕС} = C_1 + C_2 + C_3 + C_4 + C_5 + C_6 \quad (4.30)$$

Де: C_1 –вартість будівництва частини МГЕС;

$$C_1 = (0,3 \div 0,4) C_{МГЕС} \quad (4.31)$$

C_2 –вартість основного обладнання МГЕС;

$$C_2 = c_{num.N} N_{МГЕС} \quad (4.32)$$

Де: $c_{num.N}$ –питома вартість 1 кВт установленної потужності МГЕС;

$N_{МГЕС}$ –установленна потужність МГЕС.

C_3 –вартість допоміжного електричного обладнання;

C_4 –вартість решти обладнання;

C_5 –вартість проектно-пошукових робіт;

C_6 –вартість збільшення затрат на період будівництва.

$$c_{num.N} = f(n) \quad (4.33)$$

Де: n –число гідроагрегатів МГЕС.

$$n = f(N_{МГЕС}, Q, H, \dots, \mathcal{E}_{МГЕС}) \quad (4.34)$$

$$3,5 < H < 150, \text{м}$$

Де: Q –розрахункові витрати МГЕС, м³/с;

H –розрахунковий напор МГЕС, м;

$\mathcal{E}_{МГЕС}$ –річний виробіток електроенергії МГЕС, кВт*год.

Встановлена потужність МГЕС збільшується в порівнянні з потужністю споживача на величину втрат потужності ΔN :

$$N_{МГЕС} = N_{спож.} + \Delta N \quad (4.35)$$

Де: ΔN –втрати потужності в проводах ЛЕП.

$$\Delta N = \Delta N_0 \sum S L_{ЛЕП} \quad (4.36)$$

$$(1\text{МВт} < N_{спож.} < 10\text{МВт}, 0\text{км} < L_{ЛЕП} < 50\text{ км})$$

Де: ΔN_0 –питомі значення втрати потужності в ЛЕП,що споруджуються з економічною щільністю струму, кВт/кВА*км;

$\sum S L_{ЛЕП}$ –сума лінійних моментів повної потужності, кВА*км;

S –повна потужність, кВА.

$$S = N_{спож.} \cos \varphi \quad (4.37)$$

Де: $\cos \varphi$ –коефіцієнт потужності;

$L_{ЛЕП}$ –довжина ЛЕП від МГЕС до споживача, км.

$$Q = \frac{N_{МГЕС}}{9,81 H_{\eta}} \quad (4.38)$$

Річний виробіток електроенергії МГЕС для споживачів визначена з врахуванням втрат в ЛЕП:

$$\mathcal{E}_{МГЕС} = \mathcal{E}_{спож.} \Delta \mathcal{E} \quad (4.39)$$

$$\Delta \mathcal{E} = T \Delta N \quad (4.40)$$

Де: $\Delta \mathcal{E}$ –втрати електроенергії за рік в ЛЕП, кВт*год;

$$C_{ЛЕП} = f(G, q, L_{ЛЕП}, \dots, U) \quad (4.41)$$

(G –маса проводів ЛЕП, кг; q –переріз проводів ЛЕП, мм^2 , U –напруга ЛЕП, кВ)

$$G = G_0 \sum S L_{ЛЕП} \quad (4.42)$$

Де: G_0 –питомі витрати металу в ЛЕП, що споруджуються з економічною щільністю струму, кг/кВА*км;

$$q = \frac{S}{\sqrt{3} U I_s} \quad (4.43)$$

$$(0 \text{ км} < L_{ЛЕП} < 50 \text{ км}, 6 \text{ кВ} < U < 35 \text{ кВ})$$

Де: I_s –економічна щільність струму, А/ мм^2 .

При визначенні щорічних експлуатаційних витрат враховувались витрати на обслуговуючий персонал МГЕС ($I_{o.n.}$), на нинішній ремонт ГТС, обладнання і ЛЕП ($I_{m.p.}$), на запасні частини до обладнання і ЛЕП (I_z), на амортизаційні відчислення МГЕС і ЛЕП ($I_{ам.}$), інші витрати (I_{np}):

$$И = I_{o.n.} + I_{m.p.} + I_z + I_{ам.} + I_{np} \quad (4.44)$$

$$I_{т.р.} = 0,02(C_1 + C_2) + 0,02C_{ЛЕП} \quad (4.45)$$

$$I_{з.} = 0,01(C_2 + C_3 + C_4) + 0,01C_{ЛЕП} \quad (4.46)$$

$$I_{ам.} = 0,034C_1 + 0,02(C_2 + C_3 + C_4) + 0,025C_{ЛЕП} \quad (4.47)$$

$$I_{нр} = 0,05(I_{о.н.} + I_{т.р.} + I_{з.} + I_{ам.}) \quad (4.48)$$

При виконанні техніко-економічних розрахунків можуть не враховуватися затрати, що повторюються в порівнянні варіантів. Капітальні вкладення визначаються по даним одного і того ж джерела.

Для визначення сумарних відчислень від капітальних вкладень в табл. 4.4.1 приведенні щорічні витрати виробництва, в яких виділенні відчислення на текучий ремонт і обслуговування (табл. 4.4.2)

Таблиця 4.4.1- Норми щорічних амортизаційних відрахувань в %

Група основних фондів	Загальна	Капітальний ремонт	Реновація
Силове електротехнічне обладнання і розподільчі пристрої	6,4	2,9	3,5
Повітряні ЛЕП на металевих чи залізобетонних опорах напругою 20 кВ і менше	3,6	0,6	3
Повітряні ЛЕП на металевих чи залізобетонних опорах напругою 35 кВ	2,5	0,5	2
Повітряні ЛЕП на опорах з пропитаної дерева напругою 20 кВ і менше	5,7	1,7	4
Повітряні ЛЕП на опорах з пропитаної деревини напругою 35 кВ	4,9	1,6	3,3

Будівнича частина підстанції	4,7	2,2	2,5
------------------------------	-----	-----	-----

Таблиця 4.4.2- Норми щорічних відрахувань від капітальних вкладень в %

Об'єкт	Загальна	На поточний ремонт
Підстанція напругою менше 10кВ	10,4	4
Підстанція напругою 35кВ	9,4	3
Повітряні ЛЕП на металевих чи залізобетонних опорах напругою 20 кВ і менше	3,9	0,3
Повітряні ЛЕП на металевих чи залізобетонних опорах напругою 35 кВ	2,8	0,3
Повітряні ЛЕП на опорах з пропитаної деревини напругою менше 20кВ	6,2	0,5
Повітряні ЛЕП на опорах з пропитаної деревини напругою 35 кВ	5,4	0,5

При визначенні втрат електроенергії слід врахувати додаткові втрати електроенергії в елементах більш високої напруги при передачі потужності від шин електростанції до розглядаючого центру живлення (споживача).

Використання розробленої методики дозволимо визначити оптимальні параметри МГЕС, знизити втрати потужності від МГЕС до споживача, визначити економічну ефективність електропостачання від МГЕС.

4.5 Визначення варіанту енергопостачання споживача

При порівнянні варіантів енергозбереження важливим фактором являється відстань від джерела енергопостачання до споживача. На рис.4.5.1 показанні можливі області зміни вартості електроенергії для споживача від МГЕС (варіант №1) і від централізованого джерела енергопостачання (варіант №2) в залежності від місця розташування джерела енергопостачання.

При розташуванні споживачів на невеликих відстанях (рис.4.5.1) від централізованого джерела будівництво МГЕС може виявитися не доцільно. На великих відстанях будівництво МГЕС може бути доцільним; не потрібно будувати багатокілометрові ЛЕП, втрати потужності в ЛЕП будуть в декілька разів нижче, ніж в варіанті №2 і, як наслідок, їх доля буде незначною в вартості електроенергії, за якою будуть платити окремі споживачі.

Основним критерієм економічної ефективності варіантів електропостачання являється найменше значення вартості 1кВт*год поставленої електроенергії споживачу:

$$c \rightarrow \min \quad (4.49)$$

$$\text{при } N_{\text{спож.}} = \text{const}, \mathcal{E}_{\text{спож.}} = \text{const}, t_{0k1} = t_{0k2} = \text{const}.$$

Де: c -вартість 1кВт*год електроенергії для споживача;

$t_{0k1}; t_{0k2}$ - термін окупності проектів електропостачання споживачу по 1 і варіанту2.

$$t_{ok1} = t_{ok2} = \frac{1}{E_n} \quad (4.50)$$

Варіант електропостачання споживачів від МГЕС доцільний, якщо виконується наступна умова:

$$c_1 < c_2 \quad (4.51)$$

Де: c_1, c_2 — вартість 1 кВт*год електроенергії для споживачів по варіанту 1 і варіанту 2.

$$c_1 = \frac{(c_{sob.} + c_{n.n.} + c_{in.} + c_n) N_{MGES}}{N_{спож.}} \quad (4.52)$$

Де: $c_{n.n.}$ — планові накопичення (2% від $c_{sob.}$);

$c_{in.}$ — відрахування інвестору (визначається в залежності від припустимого строку окупності, в % від $c_{sob.}$);

c_n — податки (в державний, регіональний і місцевий бюджет);

$c_{sob.}$ — собівартість 1кВт*год виробленої електроенергії МГЕС за год, дол..США*кВт*год:

$$c_{sob.} = \frac{I_{o.n.} + I_{m.p.} + I_z + I_{am.} + I_{np}}{TN_{MGES}} \quad (4.53)$$

$$c_2 = f(L_{ЛЕП}, C_{ЛЕП}, c_m) \quad (4.54)$$

Де: c_m — вартість 1 кВт*год електроенергії по варіанту 2 без врахування вартості будівництва ЛЕП, визначення як тариф на електроенергію, затверджений регіональною енергетичною комісією.

В залежності від потужності споживача визначається установлена потужність, зменшується вартість електроенергії для споживача від МГЕС, це обумовлено тим, що з збільшенням установленної потужності зменшуються витрати на виробництво 1кВт електроенергії МГЕС.

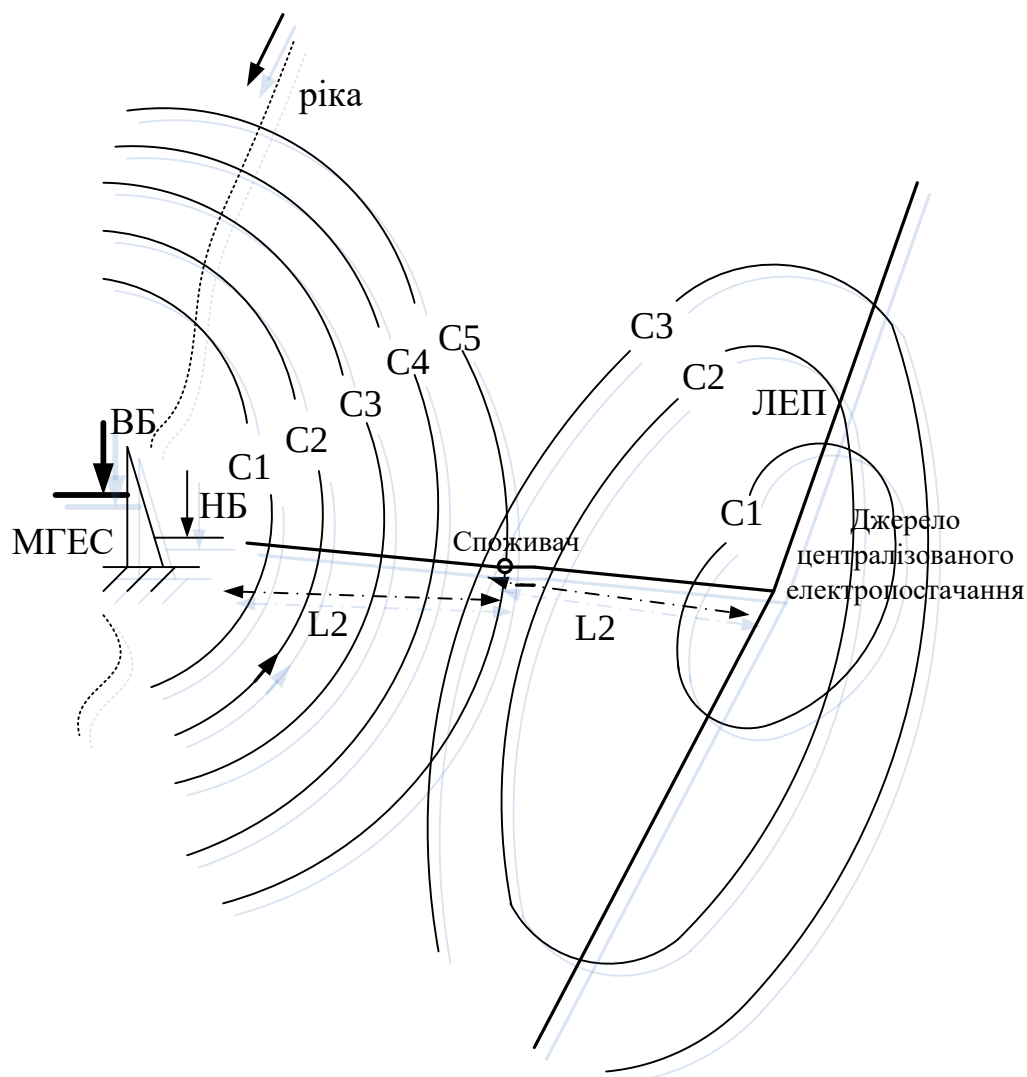


Рисунок 4.5.1-Можлива область зміни вартості електроенергії для споживачів від МГЕС і від централізованого джерела електропостачання

ВИСНОВКИ

1. Виконаний аналіз особливостей роботи ГЕС в умовах оптових ринків електроенергії. Обмеженні об'єми водосховищ, каскадне розташування ГЕС, можливості для проявлення монополізму ГЕС на ринках електроенергії, жорсткі водогосподарчі і екологічні обмеження потребують розробки методик для планування довготривалих режимів роботи ЕЕС і визначення ціни на спрацьовану і запасну в водосховищах воду і електроенергію, що виробляється на ГЕС.
2. Неузгоджена поведінка окремих ГЕС по виробітку електроенергії в умовах оптових ринків приводить до зниження економічної ефективності роботи ЕЕС і нераціонального використання водних ресурсів. На перехідному етапі реформування електроенергетики правильно буде збереження довгострокового централізованого планування режимів ЕЕС з ГЕС.
3. Представлена методика планування довгострокових оптимальних режимів електроенергетичних систем з ГЕС, заснована на багатоінтервальному (динамічному) розгляді виробітку електроенергії впродовж періоду регулювання. Методика містить математичне формулювання задачі, вибір методу динамічного програмування в якості розрахункової процедури і розробку алгоритму, що забезпечує рішення задачі за прийнятний розрахунковий час. Методика дозволяє розрахувати ціни на запасну і спрацьовану воду, а також електроенергію, що виробляється на ГЕС в оптимальному режимі роботи енергосистеми.
4. Режими енергосистем з ГЕС пов'язані з природними факторами і регулюванням річного стоку. При довгостроковому плануванні режимів роботи ЕЕС необхідно враховувати стохастичний характер притоковості води в водосховища ГЕС. При фактичних відхиленнях водних умов від прогнозованих даних необхідно своєчасно і оперативно переглядати (коректувати) довгострокові режими роботи ЕЕС. Запропонована методика

дозволяє виконувати корекцію довгострокових режимів з малими розрахунковими затратами.

5. Ціни на електроенергію гідроелектростанцій сильно коливаються в різні інтервали часу. При цьому вони залежать як від запасів води в водосховищах, так і від бокової притоковості. Чим більшим запасом гідроресурсів володіє ГЕС, тим менша ціна на вироблену нею електроенергію. Відхилення роботи ГЕС від оптимального режиму в кінцевому підсумку приводить до підвищення рівня цін на електроенергію.
6. Реалізація довгострокових оптимальних режимів ЕЕС з ГЕС можлива за допомогою задання учасникам оптового ринку цін на вироблену електроенергію. Неточне задання цін на електроенергію ГЕС приводить до зниження ефекту від оптимізації і збільшення витрат на виробництво електроенергії на ТЕС. 10%-ва неточність задання цін на електроенергію на ГЕС (особливо в інтервалах із значною потребою в електроенергії і дефіциті гідроресурсів) здатна привести до 1%-им надлишковим паливним витратам в ОЕС України.
7. Розроблена методика техніко-економічних розрахунків параметрів від МГЕС до споживачів, яка дозволяє на стадії проектування визначити оптимальні параметри МГЕС з економічної точки зору. Дана методика дозволяє щорічно економити сотні мільйонів кіловат-години електроенергії, так як в ній розглянуті і враховані втрати потужності в ЛЕП від МГЕС до споживача. Так як в методиці були враховані втрати потужності в ЛЕП – ця обставина дозволяє зкоректувати і більш точно визначити не тільки вартість (реконструкції) МГЕС, але і вартість $1\text{кВт}\cdot\text{год}$ електроенергії для споживачів (в залежності від територіального віддалення споживача від МГЕС на відстані до 50км).

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Автоматизация принятия решений в системах управления /Г.Г. Гогичаншвили; - Тбилиси.: Изд-во Мецниереба, 1985.
2. Автоматизация энергетических систем: Учеб. пособие / А. Д. Дроздов; - М., Изд-во Энергия, 1977,
3. Александровский А.Ю., Кнеллер М.И., Коробова Д.Н. и др. Гидроэнергетика: Учебник для вузов / Под ред. Е.И. Обрезкова. 2-е изд.Пер. и доп.,- М, 1938.
4. Асарип А.Е., Бестужева К.Н. Водно-энергетические расчеты. М., 1986.
5. Ахметов Р.В. Перспективы использования нетрадиционных источников энергии. М, Информэнерго, 1982.
6. Ахметов Р.В. Технология использования нетрадиционных и возобновляемых источников энергии // Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии (Итоги науки и техники), М., 1987.
7. Баланчевадзе В. И., Барановский А. И. и др.; Под ред. А. Ф. Дьякова. Энергетика сегодня и завтра. - М.: Энергоатомиздат, 1990. - 344 с.
8. Берковский Б.М., Кузьминов В.А. Возобновляемые источники энергии на службе человека. М., 1987.
9. Блинов Б.С. Гирляндная ГЭС. М., 1963.
10. Более чем достаточно. Оптимистический взгляд на будущее энергетики мира/Под ред. Р. Кларка: Пер. с англ. -М: Наука, 1986.- 152 с.
11. Болотов В. В. Энергетические резервы в энергетических системах СССР. -М., Издательство АН СССР, 1955.
12. Бояр-Сазановский СП, Асинхронный генератор: свойства и перспективы. -Электротехника. 1990.-№10. - с. 55-58.
13. Бржизянский С,3, Экологические проблемы при развитии гидроэнергетики.- Энергетическое строительство. - 1991,-№6. -с. 2-5.
14. Вараксин В.А., Опыт эксплуатации гидротехнических сооружений гидроэлектростанции. - М., Госэнергоиздат, 1950.

15. Василиев Ю .С- Влияние плотин и водохранилищ на окружающую среду //Проектирование и строительство больших плотин. М., Вып. 7. 1982.
16. Васильев Ю.С, Хрисанов Н.И. Экологические аспекты гидроэнергетики.Л., 1984.
17. Васильев Ю.С., Хрисанов Н.И. Экология использования возобновляющихся энергоисточников/ЛГТУ. - Л.: Изд-во ЛГУ, 1991.
18. Великанов Ю.С., Закачурина Е.В. Роль малых ГЭС в рациональном использовании малых рек//Гидротехническое строительство.- 1987. №2.
19. Вельнер Х.А. Об охране водных ресурсов // Водные ресурсы. 1984-№5.
20. Вершинский Н.В. Энергия океана. -М.: Наука, 1986. - 152 с.
21. Волькенау И. М. Экономика формирования электроэнергетических систем.-М., Энергия, 1981.
22. Воробьев Б.В., Косолапов Л.А. Водотоки и водоемы: взаимосвязь экологии и экономики. Л., 1987.
23. Гидроагрегат для выработки энергии на малых реках / Бычков Н. М.> Горелов В. П, Горелов С. В., Качанов А. Н. (Республика Казахстан, г.Павлодар, ул. Ломова, 64) // Учен. зап. Павлодар, гос. ун-та. - 1999. - № 1. -С. 32-37.-Рус.
24. Гидрогенераторы /И.А. ГЛЕБОВ, В.В. ДОМБРОВСКИЙ, А.А. ДУКШТАУ; - Л., Изд-во ЭнергоИздат, 1982.
25. Гидроэлектрические станции / Н. Н. АРШЕВСКИЙ, М. Ф. ГУБИН, В. Я.КАРЕЛИН; - М, Изд-во Энсергоатомиздат, 1987.
26. Гидроэнергетика / Под ред. В. И. Обрезкова. 2-е изд., пер. и доп. М., 1988.
27. Алябышева Т.М., Моржин Ю.И., Протопопова Т.Н., Цветков Е.В. О методах оптимизации режимов энергосистем к энергообъединений // Электрические станции. -2005. — № 1.-С. 44-48.
28. Асарин А.Е., Бестужева К.Н. В водно-энергетические расчеты. - М.; Энергоатомиздат, 1986.-224 с.
29. Баринов В.А., Воропай Н.И. Развитие программного и

информационного обеспечения для решения задач планирования развития и функционирования энергосистем в условиях формирования электроэнергетического рынка // Изв. РАН. Энергетика. - 1999. - № 6. - С, 63-71.

30. Беллман Р. Динамическое программирование. — М.: Изд-во иностр. лит., 1960. -400 с.

31. Беллман Р., Дрейфус С. Прикладные задачи динамического программирования. -М.: Наука, 1965.-458 с.

32. Беллман Р., Калаба Р. Динамическое программирование и современная теория управления,-М.: Наука, 1969. -118 с.

33. Беляев Л.С. Оптимальное управление ЭЭС, содержащими ГЭС, с применением вероятностных методов: Автореф. ., дис. доктора техн, наук. - Новосибирск: «Наука» СО РАН, 1968. - 49 с.

34. Mc Cluskey R.K., Gauder R.H. Stett A,B. Экономичная система контроля и диагностики генераторов II Proc. Amer. Power. Conf. 1988.FHC-50.

35. Система контроля мощных генераторов в энергообъединении АЕР (США) / № Scherer, M,R. Hajny, Y.H. Provanrana A al //Доклад СИГРЭ 11-01,1982.

36. Sanderson И.С. отображение и сохранение данных о состоянии мощного турбогенератора // LEE Trans on PAS, 1984. VOL. 103 .№. 8.

37. Комплексный диагностический контроль температурного и термонапряженного состояний турбины в составе функций, АСДТ блока 300 МВт, Лайзерович А.Ш, Антонович А.В., Берленд В.И., Пожидаев А.В., Мовенко В.Г., Данилюк И.П., Алехин А.А., Ягодкин В.В., Луценко Е.В., Электрические станции, 1992. № 10

38. Первый опыт применении локальной подсистемы диагностического контроля турбины на базе персональной ЭВМ. Лайзерович Л.Ш., Бейзерман Б.Р., Комаров Н.Ф. М.: Электрические станции 1993, №4

39. Экспертные системы диагностики генераторов. Надточий В.М., Ординян А.А., М.: Электрические станции, 1994, № 9

40. Экспертные системы для энергетики- Любарский Ю.Л., Надточий В.М., Рабинович Р.С., Орнов В.Г., Портной М.Г. Москва, , Электричество.1991 № 1.

41. Закон України про електроенергетику. Затверджено ВР у 1998р.

42. Правила користування електроенергією. Затверджено постановою НКРЕ №910 від 17.10.2005р.

43. Правила користування електроенергією для населення. Затверджено постановою Кабміну №1357 від 25.07.1990р. зміни 2000,2001р.

44. Правила приєднання електроустановок до електромереж. Затверджено пост НКРЕ №1137 від 14.12.2005р.

45. Примірний договір до електромереж від 14.12.2005р.Постанова №1136.

54. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів. Затверджено наказом Міністерства палива та енергетики України 25.07.2006- №258.Зареєстровано в Міністерстві юстиції України 25.10.2006 за №1143/13017.

46. ГОСТ 13109-97. Нормы качества электрической электроэнергии в системах электроснабжения общего назначения.

INTERNET РЕСУРСИ

47. <http://www.reda.spb.ru/> Regional Ekonomic Development Agency|Агентство Экономического Развития Регионов

48. <http://www.enport.com.ua/save/hydro/int.htm> E2E: энергоэффективность и энергосбережение

49.<http://www.stringernews.ru/Publication.mhtml?PublD=1733&Menu=&Part=39>?Stringer- информационное агентство

50.<http://www.vipkenergo.ru/index.htm> ВИПКэнерго - Институт повышения квалификации энергетиков

51.<http://www.com.ua/rus/netradicenergy/gidro/effect.htm> Государственный комитет по энергосбережению Украины (АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ МАЛОЙ ГИДРОЭНЕРГЕТИКИ)

52.<http://www.intersolar.ru/opet/newsletter/june2002.htm>

ВОЗОБНОВЛЯЕМАЯ ЭНЕРГИЯ НОВОСТИ СОБЫТИЯ ТЕХНОЛОГИИ

53.<http://www.kharkov.ua/main/library/ukr>. Центральная научная библиотека
Харьковского национального университета им. В.Н.Каразина.

Додаток А

Демонстраційний приклад реалізації алгоритму довготривалого планування режиму в ОЕС з ГЕС

Вихідні данні.

В якості простої системи прийнята 3х-вузлова схема (рис.А.1). Вважається, що:

1. Кількість інтервалів часу в періоді регулювання рівне 3:

$$t=1, 2, 3.$$

2. В розглядаючій ЕЕС 1 тепла і 1 гідралічна електростанції.

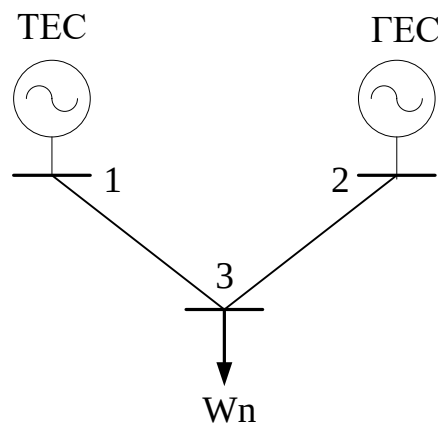


Рисунок Д.А.1- 3х-вузлова схема ОЕС

3. Данні по ТЕС:

-Мінімальний виробіток електроенергії в кожному часовому інтервалі

$$W_{ТЕС\ min}^t = 0\text{кВт} * \text{год}, t = 1,2,3;$$

- Максимальний виробіток електроенергії в кожному часовому інтервалі

$$W_{ГЕС\ max}^t = 1300\text{кВт} * 20\text{д}, t = 1,2,3;$$

-Ступінчата функція ціни виробляючої електроенергії, спрощено представляючи характеристика відносних приростів станції, приведена на рис.А.2.

4. Дані по ГЕС:

-запас води в водосховищі ГЕС на початок періоду регулювання:

$$V^1 = 5000\text{м}^3;$$

-запас води в водосховищах ГЕС на кінець періоду регулювання:

$$V_{кон.}^3 = 500\text{м}^3;$$

-мінімальний запас води в водосховищі ГЕС на початок 2-го і 3-го інтервалів :

$$V_{min}^t = 100\text{м}^3, t = 2,3;$$

-максимальний запас води в водосховищі ГЕС на початок 2-го і 3-го інтервалів

$$V_{max}^t = 7000\text{м}^3, t = 2,3;$$

-мінімальні витрати води через турбіни ГЕС в продовж кожного інтервалу

$$Q_{min}^t = 0\text{м}^3, t = 1,2,3;$$

-максимальні витрати води через турбіни ГЕС в продовж кожного інтервалу

$$Q_{max}^t = 6000 \text{ м}^3, t = 1, 2, 3;$$

-максимальний об'єм холостих скидів в продовж кожного інтервала

$$S_{max}^t = 6000 \text{ м}^3, t = 1, 2, 3;$$

-мінімальний виробіток електроенергії в кожному інтервалі

$$W_{ГЕС\ min}^t = 0 \text{ кВт} \cdot \text{год}, t = 1, 2, 3;$$

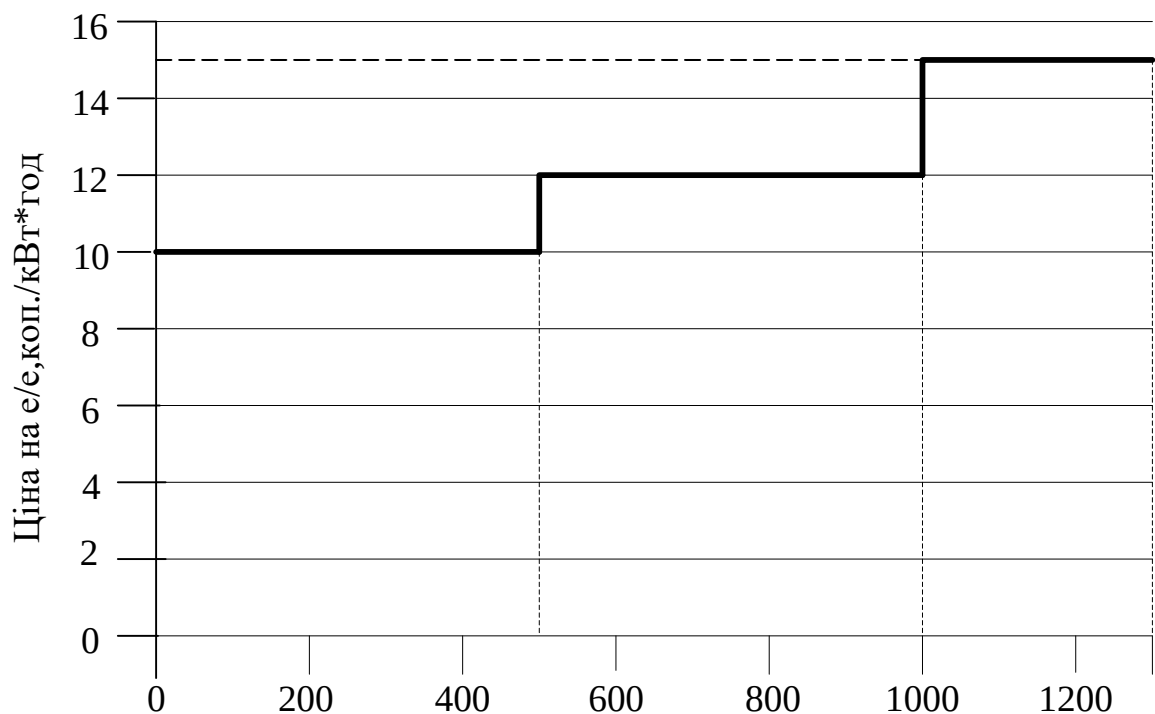


Рисунок Д.А.2- Характеристика ціни виробляючої електроенергії ТЕС

-максимальний виробіток електроенергії в кожному інтервалі часу

$$W_{ГЕС\ max}^t = 500\text{кВт} * 200, t = 1, 2, 3;$$

-характеристика удільних витрат води на ГЕС на виробітку 1кВт*год
(рис.А.3):

$$Q^t = 3.6 * 10^{-15} * (V^t)^4 - 6.8 * 10^{-11} * (V^t)^3 + 5 * 10^{-7} * (V^t)^2 - 1.85 * 10^{-3} (V^t) + 15.16(\text{м}^3),$$

де V^t — об'єм запасеної води в водосховищі ГЕС на початок кожного інтервалу
 $t=1,2,3$.

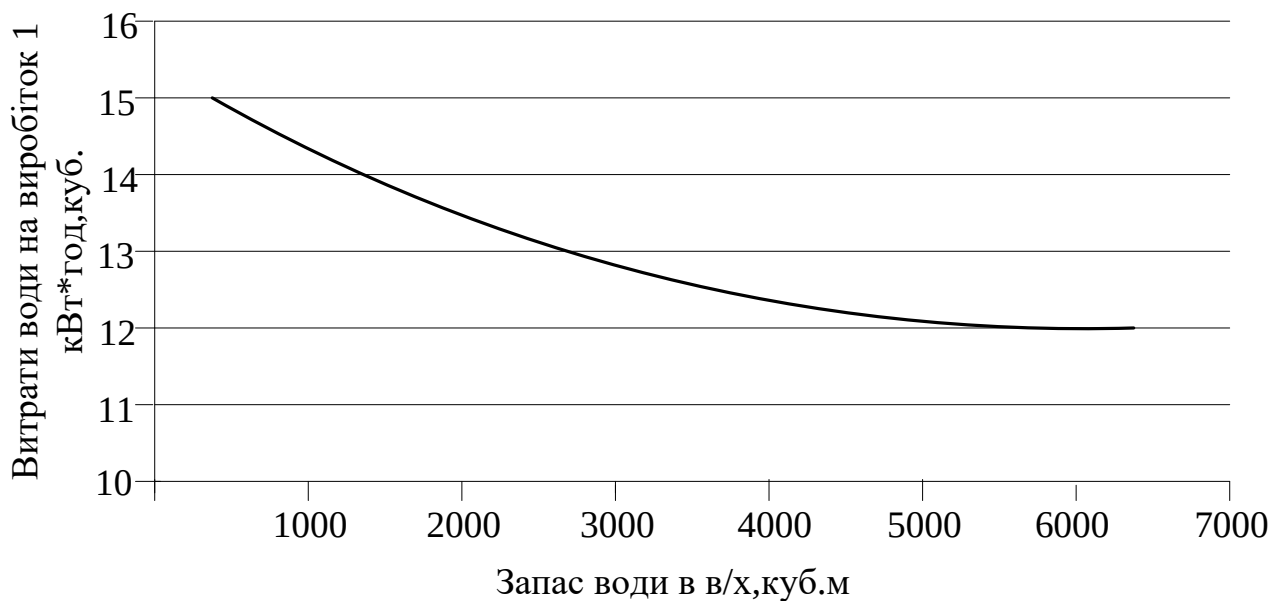


Рисунок Д.А.3- Характеристика питомих витрат води ГЕС

-відповідно до прогнозів притоковості води в водосховищі ГЕС в кожному інтервалі очікується три гідрологічних сценарію: маловодна, середня і підвищена водність. Нижче в таблиці А.1 приведені об'єми бокових притоків води в водосховище ГЕС і ймовірності появи кожного сценарію.

Таблиця А.1-Об'єми бокових притокової води, m^3 , при різних гідравлічних сценаріях.

Характеристика сценарію	Ймовірність, $p, \%$	Інтервали, t		
		1	2	3
Маловодність	0,25	300	500	400
Середня водність	0,5	800	1000	900
Підвищена водність	0,25	1800	2000	1900

5. Данні по гілкам електричної мережі:

-максимальний об'єм перетоку електроенергії в кожному інтервалі по гілці

$$W_{13}^t \max = W_{23}^t \max = 2000 \text{ кВт} \cdot \text{год}, t = 1, 2, 3;$$

-втрати електроенергії в кожному інтервалі в гілках мережі в % від перетоку електроенергії

$$dW_{13}^t = 2\%, dW_{13}^t = 4\%, t = 1, 2, 3.$$

6. Данні по споживанню електроенергії:

В 3-ьому вузлі ЕЕС по інтервалам споживається:

$$W_D^1 = 1000 \text{ кВт} \cdot \text{год}, W_D^2 = 1200 \text{ кВт} \cdot \text{год}, W_D^3 = 900 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

1. Розрахунок починається з останнього інтервалу $t=3$. Запас води в водосховищі ГЕС на кінець періоду регулювання відомий: $V_{\text{кон.}}^3 = 500 \text{ м}^3$.
2. Так як в ЕЕС тільки одна ГЕС, то агрегування водосховищ не потребується. Вибираємо декілька значень запасів води в водосховищі ГЕС на початок інтервалу. Від кількості вибраних значень залежить точність формування функції майбутніх затрат. При розрахунку складних ЕЕС може задаватися 10 і більше значень запасів води. В демонстраційному прикладі вибрано 4 значення: $V^3 = [7000, 4000, 1000, 100] \text{ м}^3$.
3. Для першого вибраного значення запасу води $V_1^3 = 7000 \text{ м}^3$ розглядаємо три сценарія притоковості: маловодність ($A_{\text{мал.}}^3 = 400 \text{ м}^3$), середня ($A_{\text{ср.}}^3 = 800 \text{ м}^3$) і підвищена ($A_{\text{пов.}}^3 = 1800 \text{ м}^3$) водність.
4. Для першого вибраного запасу води $V_1^t = 7000 \text{ м}^3$ і сценарію притоковості <<маловодності>> вирішуємо задачу (16),(7)-(12). В результаті визначаємо виробіток електроенергії на ГЕС: $W_{1\text{ ГЕС}}^3 = 500 \text{ кВт} * \text{год}$.
5. Для першого вибраного запасу води $V_1^3 = 7000 \text{ м}^3$ і сценарію приточності <<маловодності>> з використанням отриманого виробітку ГЕС $W_{1\text{ ГЕС}}^3 = 500 \text{ кВт} * \text{год}$ вирішуємо задачу (6), (13-15), в якій функція майбутніх затрат для останнього інтервалу рівна нулю. В результаті визначаємо виробіток електроенергії на ТЕС $W_{1\text{ ТЕС}}^3 = 429 \text{ кВт} * \text{год}$ і витрати на виробництво електроенергії на ТЕС в інтервалі 3, який рівний 4290 коп.
6. Пункти 4-5 повторюємо для сценаріїв приточності <<середня водність>> і <<підвищена водність>>. Витрати на виробництво електроенергії на ТЕС, відповідаючи цим сценаріям, виявилися однаковими і рівними 4290 коп.

7. Для першого вибраного запасу води $V_1^3 = 7000 \text{ м}^3$ визначаємо математичним очікуванням затрат на виробництво електроенергії на ТЕС, як

$$4290 * p_1 + 4290 * p_2 + 4290 * p_3,$$

$$\text{де } p_1 = 0,25, p_2 = 0,5, p_3 = 0,25$$

в відповідності ймовірності появи мало-, середньо- і багатоводного сценарію приточності. Отримаємо точку ФМЗ рівну 4290 коп. і відповідну першому значенню запасу води $V_1^3 = 7000 \text{ м}^3$.

8. Розрахунки повторюються з пункту 3 для решти вибраних значень запасів води $V^3 = [4000, 1000, 100] \text{ м}^3$. Отримаємо відповідні їм значення математичного очікування витрат на виробництво електроенергії на ТЕС: 5711, 8716 і 9530 коп.
9. Отриманні точки (7000, 4920), (4000, 5711), (1000, 8716) і (100, 9530) являються точками функції майбутніх затрат, яка буде використана при розгляді попереднього інтервалу 2. По отриманим точкам будується ФМЗ шляхом її аліроксимації поліномом другого ступеню:

$$\text{ФМЗ}^3 = (7 * 10^{-5} * (V^t)^2 - 1,27 * (V^t) + 9762,6)(\text{коп.}).$$

10. Переходимо до розгляду інтервалу $t=2$. Розрахунки знову переходять до пункту 2.
11. Розглядаємо декілька значень запасів води в водосховищі ГЕС на початок другого інтервалу: $V^2 = [7000, 4000, 1000, 100] \text{ м}^3$.
12. Виконуємо пункти 3-9. При рішенні задачі(6), (13-15) в пункті 5 враховується ФМЗ, побудована при розгляді інтервалу 3.
13. Отримуємо наступні точки для ФМЗ, яка буде використана при розгляді інтервалу 1: (7000, 15205), (4000, 18208), (1000, 21707) і (100, 22694). По

даним точкам будуюмо ФМЗ шляхом апроксимації поліномом другого ступеню:

$$\Phi M3^2 = (2,03 * 10^{-5} * (V^t)^2 - 1,237 * (V^t) + 22860)(\text{коп.}).$$

На цьому обчислення оберненого ходу алгоритму завершуються. Побудований набір ФМЗ, необхідний для реалізації прямого ходу алгоритму.

14.Перехід до прямого ходу розрахунків і визначенню шуканих величин.

Починаємо розрахунок з першого інтервалу $t=1$.

15.Розглядаємо три сценарії притоковості і розраховуємо значення середньої притоковості для інтервалу $t=1$:

$$A^{-1} = p_1 * A_{\text{мал}}^1 + p_2 * A_{\text{ср.}}^1 + p_3 * A_{\text{нов.}}^1 = 0,25 * 300 + 0,5 * 800 + 0,25 * 1800 = 925(\text{м}^3)$$

16.Запас води в водосховищі ГЕС на початок першого інтервалу періоду регулювання відомий: $V^1 = 5000\text{м}^3$.

17.В розглянутому інтервалі $t=1$ вирішуємо задачу (6)-(15) з врахуванням ФМЗ, побудованої при розгляді 2-го інтервалу в пункті 13, і середньої приточності A^{-1} . В результаті розрахунку отримуємо значення шуканих величин: виробіток електроенергії на ТЕС $W_{\text{ТЕС}}^1 = 1000\text{кВт} * \text{год}$, виробіток електроенергії на ГЕС $W_{\text{ГЕС}}^1 = 21\text{кВт} * \text{год}$, витрати води через труби ГЕС $Q^1 = 253\text{м}^3$, холостий скид води $S^1 = 0\text{м}^3$, запас води до початку 2-го інтервалу $V^2 = 5672\text{м}^3$, витрати на виробництво електроенергії на ТЕС з інтервалу $t=1$ до кінця періоду регулювання склали 27497 коп.

18.Перехід до інтервалу $t=2$. Обчислення повторюються з пункту 15.

Визначається середня приточність води $A^{-2} = 1125 \text{ м}^3$. Вирішуємо задачу (6)-(15) з врахуванням ФМЗ, побудованої при розгляді $t=3$, запасу води $V^2 = 5672 \text{ м}^3$ і середньої притоковості A^{-2} . Знаходимо шуканні величини для 2-го інтервалу.

19.Переходимо до інтервалу $t=3$. Обчислення повторюємо з пункту 15.

Визначається середня приточність води $A^{-3} = 1025 \text{ м}^3$. Вирішуємо задачу (6)-(15) з врахуванням запасу води $V^3 = 2144 \text{ м}^3$ і середньої приточності A^{-3} . ФМЗ при розгляді останнього інтервалу рівна нулю. Знаходимо шуканні величини.

Після завершення розгляду інтервалу 3 на прямому ході реалізації алгоритму процес вирішення задачі завершується. Для демонстраційного прикладу результати вирішення задачі зведені в таблиці А.2 і А.3.

Таблиця А.2-Результати розрахунків оберненого ходу алгоритму для побудови ФМЗ.

$t = 3$							
Величина запасу води в в/х на	сценарій приточності	Виробіток є/є на ТЕС,	Виробіток є/є на ГЕС,	Витрата води через турбіни, м^3	Холості скиди води, м^3	Витрати на виробництво є/є на ТЕС з інтервалом	мат. Очікуван- ня витрат,

Таблиця А.3-Результати розрахунків прямого ходу для визначення оптимальних значень шуканих змінних.

Номер інтер-валу	Виробіток е/е на ТЕС, кВт*год	Виробіток е/е на ГЕС, кВт*год	Величина запасу води в в/х на початок інтервалу, м ³	Витрата води через турбіни, м ³	Холості скиди води, м ³	Витрати на виробництво е/е на ТЕС з інтервалом t до кінця періоду регулювання, коп.
1	1000	20,833	5000	253,2	0	27497
2	846,61	385,76	5671,8	4652,4	0	16510
3	715,6	206,99	2144,4	2669,4	0	7587,2

Таблиця А.4-Розрахунок ціни електроенергії, що виробляється на ГЕС

Обмеження	Активно	Множник Лагранжа	Ціна води C_p^1 , коп./м ³
$t=1; \text{ц.ф.} : (10 \cdot 500 + 12 \cdot 500 + 15 \cdot 0) + (2,03 \cdot 10^{-5} \cdot (5671,8)^2 - 1,237 \cdot 5671,8 + 22860) = 27497 \text{ коп.}$			
Виробіток електроенергії на ТЕС, $W_{\text{ТЕС min}}^1 \leq W_{\text{ТЕС}}^1 \leq W_{\text{ТЕС max}}^1$ $0 \leq 1000 \leq 1300$	нет	0	

Виробіток електроенергії на ГЕС $W_{ГЕС\ min}^1 \leq W_{ГЕС}^1 \leq W_{ГЕС\ max}^1$ $0 \leq 20,833 \leq 500$	нет	0	
Витрати води через турбіни, $Q^1 \leq Q_{max}^1$, $253,2 \leq 6000$	Нет	0	
Холостий скид води, $S^1 \leq S_{max}^1$, $0 \leq 0$	да	1,0067	
Водний баланс, $V^2 = V^1 - Q^1 - S^1 + A^{-1}$, $5671,8 = 5000 - 253,2 - 0 + 925$	да	1,0067	1,0067
Перетоки електроенергії в гілках схеми заміщення ЕЕС			
$0 \leq W_{13}^1 \leq W_{13\ max}^1$, $0 \leq 1000 \leq 2000$	нет	0	
$0 \leq W_{23}^1 \leq W_{23\ max}^1$, $0 \leq 20,833 \leq 2000$	нет	0	
Вузловий баланс електроенергії,			
$(1 - dW_{13}^1/100\%)W_{ГЕС}^1 + (1 - dW_{23}^1/100\%)W_{ГЕС}^1 - W_D^1 = 0$ $(1 - 2/100\%)1000 + (1 - 4/100\%)20,833 - 1000 = 0$	да	12,74	
Ціна електроенергії ГЕС: $C^1 = C_p^1 * \frac{Q^1}{W_{ГЕС}^1} = 1,0067 * \frac{253,2}{20,833} = 12,24$ (коп./кВт*год)			
$t=2; \text{ц.ф.}: (10*500 + 346,61*12 + 15*0) + (7 * 10^{-5} * (2144,4)^2 - 1,27 * 2144,4 + 9762,6) = 16510$ коп.			
Виробіток електроенергії на ТЕС, $W_{ТЕС\ min}^2 \leq W_{ТЕС}^2 \leq W_{ТЕС\ max}^2$ $0 \leq 846,61 \leq 1300$	нет	0	
Виробіток електроенергії на ГЕС $W_{ГЕС\ min}^2 \leq W_{ГЕС}^2 \leq W_{ГЕС\ max}^2$ $0 \leq 385,76 \leq 500$	нет	0	
Витрати води через турбіни, $Q^2 \leq Q_{max}^2$, $4652,4 \leq 6000$	нет	0	
Холостий скид води, $S^2 \leq S_{max}^2$, $0 \leq 0$	да	0,9746	

Продовження таблиці А.4

Водний баланс, $V^3 = V^2 - Q^2 - S^2 + A^{-2}$, $2144,4 = 5671,8 - 4652,4 - 0 + 1125$	да	0,9746	0,9746
Перетоки електроенергії в гілках схеми заміщення ЕЕС			
$0 \leq W_{13}^2 \leq W_{13\ max}^2$, $0 \leq 846,61 \leq 2000$	нет	0	
$0 \leq W_{23}^2 \leq W_{23\ max}^2$, $0 \leq 385,76 \leq 500$	нет	0	

$0 \leq 385,76 \leq 2000$			
Вузловий баланс електроенергії,			
$(1-dW_{13}^2/100\%)W_{TEC}^2+(1-dW_{23}^2/100\%)W_{TEC}^2-W_D^2=0$ $(1-2/100\%)846,61+(1-4/100\%)385,76-1200=0$	да	12,24	
Ціна електроенергії ГЕС: $C^2 = C_p^2 * \frac{Q^2}{W_{TEC}^2} = 0,9746 * 4652,4 / 385,76 = 11,76$ (коп../кВт*год)			
$t=3; \text{ц.ф.}:(10*500+215,6*12+15*0)+0=7587 \text{ коп.}$			
Виробіток електроенергії на ТЕС, $W_{TEC \min}^3 \leq W_{TEC}^3 \leq W_{TEC \max}^3$ $0 \leq 715,6 \leq 1300$	нет	0	
Виробіток електроенергії на ГЕС $W_{TEC \min}^3 \leq W_{TEC}^3 \leq W_{TEC \max}^3$ $0 \leq 206,99 \leq 500$	нет	0	
Витрати води через турбіни, $Q^3 \leq Q_{\max}^3$, $2669,4 \leq 6000$	нет	0	
Холостий скид води, $S^3 \leq S_{\max}^3$, $0 \leq 0$	да	0,9115	
Водний баланс, $V^4 = V^3 - Q^3 - S^3 + A^3$, $500=2144,4-2669,4-0+1025$	да	0,9115	0,9115
Перетоки електроенергії в гілках схеми заміщення ЕЕС			
$0 \leq W_{13}^3 \leq W_{13 \max}^3$, $0 \leq 715,6 \leq 2000$	нет	0	
$0 \leq W_{23}^3 \leq W_{23 \max}^3$, $0 \leq 206,99 \leq 2000$	нет	0	
Вузловий баланс електроенергії,			
$(1-dW_{13}^3/100\%)W_{TEC}^3+(1-dW_{23}^3/100\%)W_{TEC}^3-W_D^2=0$ $(1-2/100\%)715,6+(1-4/100\%)206,99-900=0$	да	12,25	
Ціна електроенергії ГЕС: $C^3 = C_p^3 * \frac{Q^3}{W_{TEC}^3} = 0,9115 * 2669,4 / 206,99 = 11,76$ (коп../кВт*год)			

Додаток Б

Охорона праці

Основні вимоги безпеки під час обслуговування електроустановок

Вимоги до працівників

- Порядок щодо навчання і перевірки знань працівників електроенергетиків має бути відповідним до галузевого положення про навчання, інструктаж та перевірку знань з питань охорони праці, яке узгоджено з Держнаглядом охорони праці, а також щодо до вимог до електротехнічного персоналу, які містяться в ПБЕЕ.

- Первинний (під час прийняття на певну посаду) та періодичний (протягом трудової діяльності) медичний огляд робітників проводиться згідно з Положенням про медичний огляд робітників певних категорій, затвердженим наказом Міністерства охорони здоров'я України від 31.03.94 №45.

- Працівники, що обслуговують електроустановки, зобов'язані знати зазначені Правила відповідно до посади яку вони займають чи роботи, яку вони виконують, і мати відповідну групу допуску з електробезпеки згідно з такими вимогами:

1) для одержання I групи, незалежно від посади і фаху, необхідно пройти інструктаж з електробезпеки під час роботи в певній електроустановці з оформленням у журналі реєстрації інструктажів з питань охорони праці.

Інструктаж з електробезпеки на I групу має проводити особа, яка відповідальна за електрогосподарство, або, за її письмовим розпорядженням, — особа зі складу електротехнічних працівників з III групою.

Мінімальний стаж роботи в електроустановках і видання посвідчень працівникам з I групою не вимагаються;

2) особам, що не виповнилося 18 років не дозволяється присвоювати групу вище за II;

3) для присвоєння чергової групи допуску з електробезпеки необхідно мати мінімальний стаж роботи в електроустановках із попередньою групою, яка зазначена у додатку 1 цих Правил;

4) для одержання груп II–III працівники мають:

а) чітко усвідомлювати небезпеку, яка пов'язана з роботою в електроустановках;

б) знати та уміти застосувати на практиці ті та інші правила безпеки в обсязі, потрібному для роботи, що виконується;

в) знати будову і улаштування електроустановок;

г) вміти практично надавати першу допомогу потерпілим у разі нещасних випадків, в тому числі застосовувати способи штучного дихання та зовнішнього масажу серця;

5) для одержання IV–V груп додатково необхідно знати компонування електроустановок і вміти організувати безпечне проведення робіт, вміти навчати працівників інших груп Правилам безпеки та наданню першої допомоги потерпілим від уражень електричним струмом;

6) для одержання групи V також необхідно розуміти, чим саме викликані вимоги пунктів Правил безпечної експлуатації електроустановок.

Працівнику, який пройшов перевірку знань Правил, видається посвідчення встановленого зразку до цих Правил форми, яке він обов'язково зобов'язаний мати при собі під час роботи.

Вказане посвідчення про перевірку знань працівника є документом, який засвідчує право на самостійну роботу в електроустановках на зазначеній посаді за фахом.

Посвідчення про перевірку знань видається робітникові комісією з перевірки знань підприємства, організації, установи після перевірки знань і є дійсним тільки після внесення відповідних записів.

Під час виконання службових обов'язків працівник повинен мати з собою посвідчення про перевірку знань. При відсутності посвідчення або за наявності посвідчення з простроченим терміном перевірки знань працівник до роботи не допускається.

Посвідчення про перевірку знань підлягає заміні у випадку зміни посади працівником або за відсутності місця для записів [27].

Посвідчення про перевірку знань вилучається у працівника комісією із перевірки знань у разі незадовільних знань, керівником структурного підрозділу – у разі погашення терміну дії медичного огляду.

Посвідчення про перевірку знань складається із твердої обкладинки та блоку сторінок.

- Забороняється допускати до роботи в електроустановках осіб, які не пройшли навчання і перевірку знань зазначених Правил.

Ті працівники, що зайняті виконанням спеціальних видів робіт, до яких висуваються додаткові вимоги безпеки, мають бути навчені безпечному виконанню таких робіт і мати відповідний запис про це у посвідченні із перевірки знань з питань охорони праці.

Перелік робіт із підвищеною небезпекою затверджується керівництвом підприємства, організації.

Результати перевірки знань фіксуються в журналі, порядок ведення якого та форма приведені в додатку 3.

Сторінки журналу обов'язково мають бути пронумеровані, прошнуровані і скріплені печаткою підприємства на аркушах формату А4.

Під час перевірки знань групи працівників в окремий день і за незмінного складу комісії допускається підписувати протокол лише один раз після перевірки усієї групи екзаменованих у зазначений день, перевірку знань яких проведено.

В графі 4 зазначається: працівник допускається до роботи в електроустановках до 1000 В, або до і вище 1000 В.

Для інспектувальних працівників та фахівців з охорони праці зазначається: “допускається як інспектувальна особа”.

Відповідальність за оформлення, стан та цілісність журналу перевірки знань покладається на особу, яка відповідальна за електрогосподарство [27].

Термін зберігання журналу – 3 роки після останнього запису.

Перевірка знань з технології робіт (правила експлуатації, виробничі інструкції) може провадитися Держенергоспоживнаглядом зовсім окремо від

перевірки знань з безпечної експлуатації електроустановок, в цьому разі робиться окремий запис в журналі.

- Забороняється допускати до роботи працівників з ознаками алкогольного або наркотичного сп'яніння, а також з явними ознаками захворювання.

- Забороняється виконання розпоряджень та завдань, що йдуть всупереч вимогам цих Правил.

- Кожний працівник особисто відповідає за свої дії в частині дотримання вимог цих Правил.

У випадку, якщо працівник самостійно не спроможний вжити дійових заходів щодо усунення виявлених ним порушень Правил, він зобов'язаний негайно повідомити про це свого безпосереднього керівника, а у випадку його відсутності – керівника вищого рівня.

- У разі нещасних випадків з людьми, зняття напруги для звільнення потерпілого від дії електричного струму має бути виконано негайно, без попереднього дозволу.

- Працівники, що порушили вимоги цих Правил, усуваються від роботи і несуть конкретну відповідальність (дисциплінарну, адміністративну, кримінальну) згідно з чинним законодавством.

- Працівники, що припустилися порушення вимог цих Правил, без позачергової перевірки знань до робіт в електроустановках не допускаються.

Організаційні заходи, що забезпечують працівників під час роботи

Перелік основних заходів

Роботи в електроустановках стосовно їх організації поділяються на такі, що виконуються: за нарядом-допуском (далі нарядом), за розпорядженням та в порядку поточної експлуатації [27].

- Організаційними заходами, за допомогою яких досягається безпека робіт в електроустановках, є:

- затвердження переліку робіт, що виконуються за нарядами, розпорядженнями або в порядку поточної експлуатації;

- призначення осіб, які відповідають за безпечне проведення робіт;
- оформлення робіт нарядом, розпорядженням або затвердженням переліку робіт, які виконуються в порядку поточної експлуатації;
- підготовка робочих місць;
- допуск до роботи;
- нагляд під час виконання робіт;
- переведення на інше робоче місце;
- оформлення перерв в роботі та її закінчення.

Технічні заходи, що створюють безпечні умови виконання робіт

Порядок підготовки робочого місця

Для підготовки робочого місця до роботи, що вимагає зняття напруги, слід вжити у вказаному порядку таких технічних заходів:

- здійснити необхідні відключення та вжити заходів, що перешкоджають помилковому або самочинному увімкненню комутаційної апаратури;
- вивісити заборонні плакати на приводах ручного та на ключах дистанційного керування комутаційною апаратурою;
- перевірити відсутність напруги на струмовідних частинах, які необхідно заземлити для захисту людей від ураження електричним струмом;
- встановити заземлення (увімкнути заземлюючі ножі, встановити переносні заземлення);
- обгородити, за необхідності, робочі місця або струмовідні частини, що залишилися під напругою, та вивісити на огороженнях плакати безпеки. Залежно від місцевих умов, струмовідні частини необхідно обгородити до чи після їх заземлення.

Під час оперативного обслуговування електроустановки двома чи більше працівниками в зміну перелічені в цьому пункті заходи мають виконувати два працівники. У разі одноособового обслуговування їх може виконувати одна особа, окрім накладання переносних заземлень і здійснення перемикачів, що проводяться на двох чи більше приєднаннях в електроустановках напругою понад

1000В, які не мають діючих пристроїв блокування роз'єднувачів від неправильних дій.