

«Мала ГЕС»
(шифр)

**«ЗАСТОСУВАННЯ МАЛИХ ГЕС ДЛЯ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ РЕЗЕРВУ
ПОТУЖНОСТІ В ЧАС ПІК ЕЕС»**

Галузь:
Енергетика

Секція:
Електричні станції, мережі і системи

2017/2018

ЗМІСТ

ВСТУП	3
1 АНАЛІЗ УМОВ РОЗВИТКУ ГІДРОЕНЕРГЕТИКИ УКРАЇНИ.....	4
1.1 Сучасний стан та перспективи розвитку гідроенергетики України.....	4
1.2 Пріоритети розвитку гідропотенціалу України.....	6
1.3 Перспективи використання малих ГЕС	7
2 ПРОГНОЗ НАВАНТАЖЕННЯ МГЕС.....	13
3 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО РОЗПОДІЛУ ПОТУЖНОСТІ МГЕС ДЛЯ ПОКРИТТЯ ВИМОГ НАВАНТАЖЕННЯ БЕС	16
4 РОЗРОБКА АВТОМАТИЗОВАНОЇ СИСТЕМИ УПРАВЛІННЯ ДЛЯ ВИДАЧІ ПОТУЖНОСТІ МГЕС	18
5 ОЦІНКА ЕФЕКТИВНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ МГЕС ДЛЯ РЕГУЛЮВАННЯ ВИДАЧІ ПОТУЖНОСТІ	24
ВИСНОВКИ.....	27
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ	28

ВСТУП

Гідроелектричні станції (ГЕС) на сьогоднішній день є одними з екологічно чистих джерел енергії, що виробляють дешеву електроенергію. Енергетичний потенціал гідроенергетики в світі складає 8100 млрд. кВт·год, в якому на частку малих ГЕС (МГЕС) припадає 10%. Через постійно зростаючі ціни на енергоносії вартість електроенергії на традиційних електростанціях постійно підвищується. Використання енергії води, а в даному випадку гідроенергетичного потенціалу малих річок сприятиме децентралізації об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) і поліпшенню енергопостачання віддалених і важкодоступних районів сільської місцевості.

Мала гідроенергетика в Україні є одним з перспективних напрямків розвитку відновлюваної енергетики [1, 2]. «Зелений» тариф і наявність вже існуючої інфраструктури забезпечують інтерес інвесторів до даного сегменту ринку. МГЕС можуть значно поліпшити енергопостачання віддалених і важкодоступних районів України, сприяючи їх економічному розвитку.

МГЕС є найбільш мобільними станціями для забезпечення резерву потужності, який має використовуватися в системі регулювання частоти та потужності ОЕС України.

1 АНАЛІЗ УМОВ РОЗВИТКУ ГІДРОЕНЕРГЕТИКИ УКРАЇНИ

1.1 Сучасний стан та перспективи розвитку гідроенергетики України

Розвиток енергетики має вирішальний вплив на стан економіки в державі та рівень життя населення. Основою електроенергетики країни є ОЕС України, яка завдяки системоутворюючим й регіональним розподільчим лініям електропередач поєднує у єдиний технологічний комплекс виробників та споживачів електроенергії, централізовано постачає електроенергію внутрішнім споживачам, забезпечує експорт і транзит електроенергії. Інформація щодо загальної структури генеруючих потужностей ОЕС України наведена на рис. 1.1.

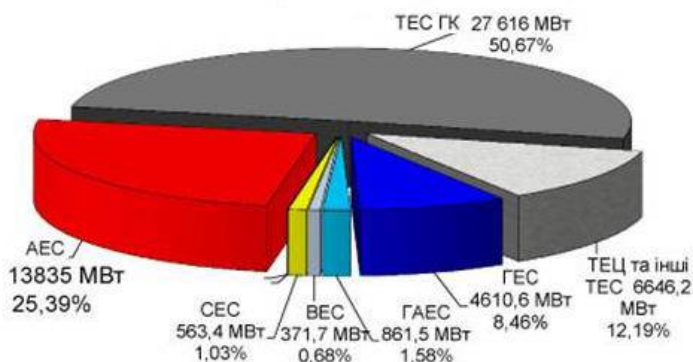


Рисунок 1.1 – Встановлена потужність генеруючого обладнання ОЕС України

Оператором основних гідроенергетичних потужностей є ПАТ «Укргідроенерго» – гідрогенеруюча компанія України, до складу якої входять дев'ять станцій на річках Дніпро та Дністер. Гідроенергетичні потужності розміщуються на ГЕС Дніпровського (3940 МВт), Дністровського (744 МВт) каскадів і на діючих малих ГЕС (до 100 МВт). Експлуатуються Київська ГАЕС (235 МВт), два агрегати Ташлицької ГАЕС (302 МВт) та перша черга Дністровської ГАЕС (302 МВт) [2].

Загальний гідроенергетичний потенціал України складає понад 44 млрд кВт·год. (в тому числі малих ГЕС – приблизно 3,0 млрд кВт·год.). На сьогодні економічно ефективний потенціал становить близько 17,5 млрд

кВт·год., з них вже використовується близько 11 млрд кВт·год. (більше 60 %). Таким чином, невикористаний ефективний потенціал становить близько 6,5 млрд. кВт·год. [3].

У той же час слід зазначити, що гідроенергетичний потенціал Дніпра переважно вичерпаний. Окрім того, інтенсивна експлуатація, протягом десятків років, Дніпровських ГЕС має свої наслідки. Фізично та морально застаріле обладнання має низький (у порівнянні із сучасним) коефіцієнт корисної дії (ККД), не забезпечує підтримку необхідних параметрів регулювання, здійснює значний вплив на довкілля.

Крім того існуюча на даний час структура потужностей генерування електроенергетики формує дефіцит маневрених та резервних потужностей ОЕС України [2]. Надлишок потужності в нічні години, при дуже обмежених можливостях маневрування ускладнює не тільки стійкість роботи ОЕС України, але й спроможність підтримувати необхідну якість регулювання міждержавних перетоків енергії у рамках синхронної роботи ОЕС України із системами інших країн. Вимога забезпечення якості електроенергії та надійності енергосистеми в умовах відхилення фактичних величин потужностей генераторів і споживачів системи протягом доби, вимагає існування належного рівня маневрених потужностей.

У зв'язку з цим важливу роль на даний час починає відігравати саме гідроенергетика, яка виступає головним джерелом висококомобільного резерву. Однак, сьогодні у балансі потужностей ОЕС України потужність гідроелектростанцій складає біля 10 %, проти 16 % оптимальних. Для розв'язання проблеми необхідно особливу увагу приділяти розвитку саме МГЕС.

Відповідно до базового сценарію оновленої Енергетичної стратегії України на період до 2030 року передбачається наступна структура виробництва електроенергії на період до 2030 року, млрд кВт·год. (табл. 1.1) [3].

Таким чином, встановлена потужність ГЕС та ГАЕС, відповідно до прогнозу Енергетичної стратегії України на період до 2030 року досягне 16 % від загальної потужності ОЕС України, що забезпечить належний рівень маневро-

вих та резервних потужностей. Обсяг додатково виробленої електроенергії збільшиться на 8 млрд кВт·год. [3].

Таблиця 1.1 – Структура виробництва електроенергії на період до 2030 року, млрд кВт·год.

Стаття балансу	Рік		
	2020	2025	2030
I. Ресурси, всього	236,0	259,0	282,0
1. Виробництво, всього	236,0	259,0	282,0
1.1 Виробництво електроенергії на АЕС	116,0	126,0	133,0
1.2 Виробництво електроенергії на ГЕС	13,0	14,0	14,0
1.3 Виробництво електроенергії на ГАЕС	7,0	7,0	7,0
1.4 Виробництво електроенергії на ТЕС вугілля	75,0	83,0	92,0
1.5 Виробництво електроенергії на ТЕС - газ	2,0	2,0	2,0
1.6 Виробництво електроенергії на ТЕЦ і блок-станції	20,0	21,0	21,0
1.7 Виробництво електроенергії на ВДЕ	4,0	7,0	13,0
2. Імпорт	0	0	0

1.2 Пріоритети розвитку гідропотенціалу України

Пріоритетом розвитку гідроенергетики України відповідно до оновленої редакції Енергетичної стратегії України на період до 2030 року визначено будівництво додаткових гідро- і гідроакумулюючих потужностей [3]. Поряд із пріоритетними напрямками використання потенціалу великої гідроенергетики, існує можливість використання потенціалу малих річок України. Розвиток малої гідроенергетики також сприятиме децентралізації загальної енергетичної системи, чим зніме ряд проблем як в енергопостачанні віддалених і важкодоступних районів сільської місцевості, так і в регіональних електричних мережах, що знизить не тільки втрати електроенергії при електропостачанні, але й підвищить загальну економічну ефективність роботи ОЕС України.

За даними Інституту відновлювальної енергетики Національної академії наук України гідропотенціал малих річок становить біля 12,5 млрд. кВт·год., що складає біля 28 % загального гідропотенціалу всіх річок України [3]. ГЕС яв-

ляють собою найбільш мобільну групу енергообладнання щодо забезпечення резерву потужності, який має використовуватися в системі регулювання частоти та потужності ОЕС України. Реконструкція та розвиток гідроенергетики України дозволить гарантувати стійкість, надійність та ефективність роботи ОЕС України, підвищити економію органічного палива за рахунок збільшення частки електроенергії виробленої на ГЕС в енергетичному балансі країни.

1.3 Перспективи використання малих ГЕС

Єдиного для всіх країн поняття малої гідроелектростанції немає, як основну характеристику таких ГЕС прийнята їх встановлена потужність. У світі не існує єдиної класифікації малих ГЕС і час від часу відбуваються зміни в прийнятих класифікаціях. За існуючою класифікацією ООН, до малих належать ГЕС потужністю від 1 до 30 МВт.

У табл. 1.2 представлена інформація про найбільш поширених на сьогоднішній день в світі класифікаціях МГЕС. Найчастіше до МГЕС відносять гідроенергетичні установки, встановлена потужність яких не перевищує 5 МВт.

Таблиця 1.2 - Класифікація малих ГЕС

Країна	Встановлена потужність малих ГЕС
Латвія, Швеція	до 2 МВт
Австрія, Німеччина, Польща, Іспанія, Китай	до 5 МВт
Білорусь	до 6 МВт
Греція, Ірландія, Португалія, Україна	до 10 МВт
США, Таджикистан	до 30 МВт

Будівництво малих ГЕС є доцільним як з екологічної, так і з економічної точки зору. Ефективність будівництва малих ГЕС визначається їх мінімальним впливом на навколишнє середовище, а також невеликими інвестиціями і термінами будівництва (зазвичай протягом одного сезону).

Стимулюючими факторами в будівництві малих ГЕС є:

- постійна оновлюваність водних ресурсів;

- мінімальний вплив на навколишнє середовище;
- низька собівартість електроенергії в порівнянні з тепловими станціями;
- значна економія мінерального палива;
- поліпшення комунально-побутових умов та праці людей;
- малі ГЕС не вимагає тривалих термінів будівництва;
- низька капіталомісткість, короткий інвестиційний цикл.

Все це зумовило активний розвиток малих ГЕС в світі [1-6]. Загальнови-знаним лідером у розвитку малої гідроенергетики є Китай, де діє близько 83 ти-сяч малих ГЕС. Їх річний виробіток електроенергії перевищує 160 млрд. кВт год і становить 30% в загальному виробленні електроенергії ГЕС в країні. У США є більше 10 тис. Діючих малих ГЕС сумарною потужністю понад 7 млн. кВт, частка малої енергетики досягає 50% від всієї гідроенергетики США. В Японії діє 1350 малих ГЕС сумарною потужністю 7 млн. кВт, передбачено по-над 900 МГЕС. Інтенсивно йде будівництво і введення потужностей в країнах Західної Європи, в Австрії їх кількість перевищує 950, в Італії 1200, в Норвегії 500, у Фінляндії 170, у Франції 1100, у ФРН 800, в Швеції 1350 МГЕС. Загальна вироблення електроенергії малими ГЕС для європейських країн складає близь-ко 10% від споживаної електроенергії.

У Таджикистані ГЕС є базовими генеруючими джерелами країни і скла-дають 98% від виробленої електроенергії. На сьогоднішній день кількість ма-лих ГЕС в Таджикистані складає 282 одиниці загальною потужністю понад 25 тис. кВт і річним виробленням понад 100 млрд. кВт год [6].

В Україні є 150 малих ГЕС, з яких на сьогодні функціонує близько 80 за-гальною потужністю 111 МВт, що складає 5% технічно досяжного гідроенерге-тичного потенціалу країни. При цьому потенціал малих річок в Україні стано-вить як мінімум 3 млрд. кВт год на рік [3].

Розподіл енергетичного потенціалу малих річок по областях України по-казано в табл. 1.3.

Таблиця 1.3 – Гідроенергетичний потенціал малих річок України

№	Області	Загальний потенціал, млн. кВт·год.	Технічний потенціал, млн. кВт·год.	Доцільно економічний потенціал, млн. кВт·год.
1	Вінницька	238	108	
2	Волинська	115	76	35
3	Дніпропетровська	101	67	30
4	Донецька	189	125	57
5	Житомирська	336	222	101
6	Закарпатська	4532	2991	1357
7	Запорізька	51	33	15
8	Івано-Франківська	399	263	120
9	Київська	200	132	60
10	Кіровоградська	170	112	51
11	Луганська	436	288	131
12	Львівська	1814	1197	544
13	Миколаївська	157	104	47
14	Одеська	38	25	11
15	Полтавська	396	261	119
16	Рівненська	304	201	91
17	Сумська	298	197	89
18	Тернопільська	427	282	128
19	Харківська	268	177	80
20	Херсонська	2	2	1
21	Хмельницька	304	200	91
22	Черкаська	331	219	99
23	Чернівецька	884	583	265
24	Чернігівська	178	118	54
25	АР Крим	211	139	63
	Всього	12501	8252	3747

Малі ГЕС, міні- та мікро ГЕС можуть стати потужною основою енергозабезпечення для всіх регіонів Західної України, а для деяких районів Закарпат-

ської та Чернівецької областей - джерелом повного самоенергозабезпечення. Для вирішення проблем розвитку малої гідроенергетики Україна має достатній науково-технічний потенціал і значний досвід в області проектування і розробки конструкцій гідротурбінного обладнання, дослідження гідроенергетичного потенціалу малих річок, вирішення водогосподарських і екологічних проблем при будівництві ГЕС. Українські підприємства мають необхідний виробничий потенціал для створення вітчизняного обладнання малих ГЕС.

Україна, як і більшість країн світу, законодавчо закріпила основні напрямки розвитку даної галузі. Згідно [3] прогнозується зростання частки відновлюваної енергетики до рівня 20% у валовому кінцевому енергоспоживанні. Передбачається постійне розширення використання всіх видів відновлюваної енергетики, яка стане одним з інструментів забезпечення енергетичної безпеки держави.

Зберігатиметься стійкість розвитку гідроелектроенергетичній галузі. Очікується, що загальна встановлена потужність гідроенергетики досягне не менше 15% загальної встановленої потужності в єдиній енергетичній системі України. Додатковий потенціал розвитку гідроенергетики може бути реалізований за рахунок малої і мікро гідроенергетики [3].

Розвиток малої гідроенергетики України передбачає:

- оновлення і реконструкцію існуючих і діючих малих ГЕС;
- будівництво нових малих ГЕС в районах децентралізованого енергопостачання;
- будівництво малих ГЕС в регіонах централізованого енергопостачання на наявних перепадах водосховищ та водотоків;
- нове будівництво з концентрацією напору.

Без сумніву, наявність цієї бази стане основою для подальшого розвитку малої гідроенергетики.

Малі гідроелектростанції позитивно впливають на роботу енергосистеми. Тобто є можливість виробляти електроенергію в пік навантажень і накопичувати воду в водосховищах при надлишку потужності в енергосистемі, тобто бути активним учасником балансуєчого сегмента ринку.

З метою зменшення собівартості виробництва електричної енергії на малих ГЕС проводиться автоматизація управління ними.

Експлуатація малих гідроелектростанцій має ряд особливостей в порівнянні з традиційними джерелами енергії [3-8]:

- невелика одинична потужність ГЕС (від 100 кВт до 20 МВт) і часто низький коефіцієнт використання встановленої потужності протягом доби не дозволяють отримувати значні надходження від реалізації електроенергії, що призводить до необхідності максимально скорочувати експлуатаційні витрати;

- одному суб'єкту енергоринку може підпорядковуватися 10 і більше малих ГЕС, розташованих в різних областях і регіонах країни, що, з огляду на практичну відсутність промислових каналів зв'язку, істотно ускладнює централізацію диспетчерського управління ними;

- підвищення вимог енергоринку щодо автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) в частині оперативності обміну інформацією між операторами і споживачами вимагає вдосконалення засобів інформаційного забезпечення, встановлених на малих ГЕС;

- продуктивність малих ГЕС в значній мірі залежить від фактично непередбачуваного впливу навколишнього середовища, що призводить до ускладнень в процесі планування режимів їх роботи;

- неузгодженість норм і правил експлуатації водних ресурсів у поєднанні з людським фактором накладає штучні, часто необґрунтовані, обмеження в задачах забезпечення ефективності роботи гідроелектростанцій даного класу.

Слід підкреслити, що визначення і реалізація оптимальних режимів енергосистеми стає все більш складним завданням внаслідок зростання числа спільно працюють теплових і гідроелектростанцій, створення великих каскадів ГЕС, суттєвої різниці у фактичних технічних, техніко-економічних і експлуатаційних характеристиках електростанцій, нестационарного характеру навантаження. При довгостроковій оптимізації режиму в якості критерію оптимальності зазвичай використовують мінімум експлуатаційних витрат або витрат палива для

всієї енергосистеми при заданому рівні припливу води з урахуванням роботи теплових електростанцій.

Для забезпечення ефективної експлуатації малих ГЕС необхідним є впровадження засобів автоматизації процесу вироблення електроенергії. При цьому розробляються автоматизовані системи управління повинні забезпечувати виконання наступних завдань:

- управління поточним режимом, здійснюване диспетчерським персоналом і вирішальне завдання формування і корекції режимів роботи протягом доби при неминучих відхиленнях від сформованої при короткостроковому плануванні завдання;

- повна автоматизація інформаційного обміну між ГЕС та розрахунково-диспетчерським центром (в перспективі - оператором енергоринку) для вирішення завдань комерційного обліку електроенергії;

- безперервний контроль стану і режимів роботи обладнання, запобігання порушенню нормального режиму, ліквідації виниклих аварійних ситуацій, відновлення нормального режиму після аварійних відмов і забезпечення надійності роботи ГЕС в цілому;

- забезпечення централізованого управління основними процесами, маневреності ГЕС та максимальної ефективності використання первинної енергії протягом заданого періоду роботи;

- мінімізація необхідної кількості обслуговуючого персоналу для АСУ та станцій в цілому.

Для дослідження можливостей МГЕС щодо забезпечення резерву потужності розглянемо Північну енергетичну систему, для якої в табл. 1.4 представлено інформацію про діючі МГЕС [9].

Виконаємо дослідження можливостей МГЕС щодо покриття потреб навантаження ЕЕС у час пік, коли слід задіяти саме маневрені ГЕС. Для цього необхідно дослідити величину навантаження в ЕЕС та можливості ефективно і своєчасно забезпечити видачу потужності МГЕС для задовільнення визначеної потреби ЕЕС у покритті навантаження.

Таблиця 1.4 – Діючі МГЕС Північної енергетичної системи

№	Назва	Гідрографія (річка/басейн - річка)	Розташування	Встановлена потужність, кВт	Збудована/відновлена	Власник/орендар
1	Кунцівська ГЕС	Дніпро - Ворскла	Полтавська обл., Новосанжарський р-н, с. Кунцеве	400	1953/2007	ТОВ фірма «Енергостар»
2	Мало-Ворожбянська ГЕС	Дніпро -	Сумська обл., Лебединський р-н, с. Мала Ворожба	350	1959	ПАТ «Сумиобленерго»
3	Михайлівська ГЕС	Дніпро - Псел	Сумська обл., Лебединський р-н, с. Михайлівка	180	1957	ПАТ «Сумиобленерго»
4	Низівська ГЕС	Дніпро - Псел	Сумська обл., Сумський р-н, с-ще Низи	480	1953	ПАТ «Сумиобленерго»
5	Опішнянська ГЕС	Дніпро - Ворскла	Полтавська обл., Зіньківський р-н, с. Міські Млини	225	1958	ТОВ фірма «Енергостар»
6	Остап'євська ГЕС	Дніпро - Псел	Полтавська обл., Великобагачанський р-н, с. Запсілля	218	1957	ТОВ фірма «Енергостар»
7	Сухорабівська ГЕС	Дніпро - Псел	Полтавська обл., Решетилівський р-н, с. Сухорабівка	330	1957/2000	ТОВ фірма «Енергостар»:
8	Червонооскільська ГЕС	Сіверський Донець(Дон) - Оскіл	Харківська обл., Ізюмський р-н, с. Червоний Оскіл	3680	1958	КП «Компанія «Вода Донбасу»
9	Шишацька ГЕС	Дніпро - Псел	Полтавська обл., смт. Шишаки	550	1956	ПАТ «Полтаваобленерго»

2 ПРОГНОЗ НАВАНТАЖЕННЯ МГЕС

Для визначення величини потужності, яку кожна МГЕС має виробити в потрібний момент часу для покриття потреб електричного навантаження мережі, доцільно використати прогнозування сумарної потужності навантаження мережі. Для вирішення цієї задачі використана багатошарова штучна нейронна мережа для прогнозування короткострокового навантаження **ANNSTLF [10]**. Схема багатошарової штучної нейронної мережі показана на рис. 2.1.

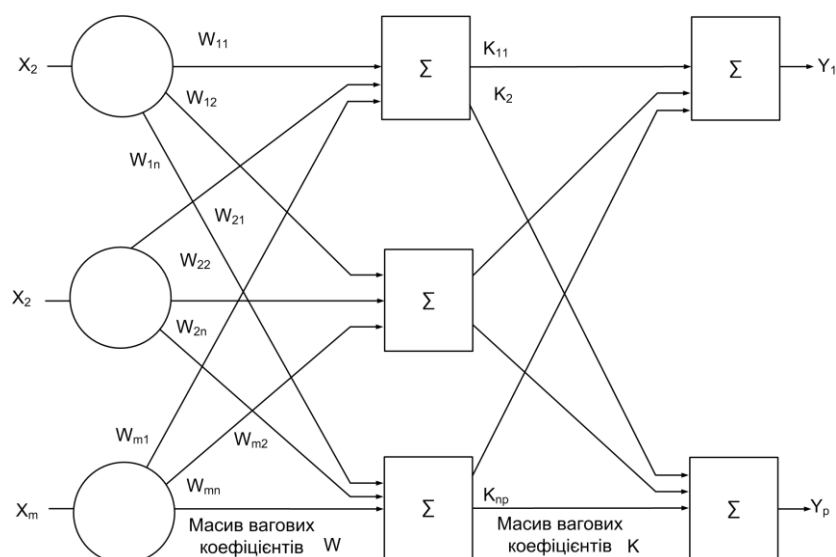


Рисунок 2.1 – Багатошарова штучна нейронна мережа для прогнозування навантаження

Багатошарова штучна нейронна мережа складається з n вхідних вузлів, h вузлів прихованого шару та m вихідних вузлів, з'єднаних в режимі подачі вперед за допомогою мультиплікативних ваг W_{ij} . Входи (X_i) множаться на вагу сполуки (W_{ij}) і передаються нейронам в вузлах прихованого шару. Нейрони в прихованому і вихідному шарах мають S-подібну нелінійну передавальну функцію, відому як «функція активації сигмоїда». Зважені входи, отримані сигмовидним вузлом, підсумовуються і пропускаються через цю нелінійну функцію для отримання виходу.

Для вузлів прихованого рівня вихід:

$$H_j = \frac{1}{1 + \exp(-\sum_{i=1}^n W_{ij} X_i)}, \quad (2.1)$$

де H_j – вихід j -го вузла прихованого шару, $j = 1, \dots, h$; X_i представляє i -й вхід, підключений до цього прихованого вузлу через W_{ij} з $i = 1, \dots, n$.

Вихід k -го вихідного вузла визначається виразом

$$Y_k = \frac{1}{1 + \exp(-\sum_{j=1}^h W_{jk} H_j)} , \quad (2.2)$$

де Y_k - вихід k -го вузла вихідного рівня з $k = h + 1, \dots, m$ і W_{jk} , що представляє вагу з'єднання від прихованих до вузлів вихідного рівня.

Нейронна мережа повинна навчатися, щоб знайти відповідні значення для W_{ij} і кількість необхідних нейронів в прихованому шарі. Алгоритм, який використовується для навчання - це добре відоме правило зворотного поширення помилок [11]. При такому алгоритмі навчання відбувається шляхом настройки W_{ij} . Вихід, створений нейронною мережею у відповідь на входи, неодноразово порівнюється з правильною відповіддю і значення W_{ij} коректуються в напрямку правильних відповідей. Унікальним аспектом використання алгоритму зворотного поширення помилок у використовуваній нейронній мережі є адаптивне оновлення ваг під час роботи в режимі он-лайн.

На рис. 2.2 показано блок-схему багатошарової штучна нейронна мережа ANNSTLF, яка складається з трьох модулів: двох модулів прогнозу навантаження БПН1 і БПН2 та адаптивного об'єднувача АО. Обидва модулі прогнозу навантаження отримують однаковий набір входів і створюють прогноз навантаження в той же день, але для цього використовуються різні стратегії. Функція модуля об'єднувача полягає в тому, щоб змішувати два прогнози з метою отримання остаточного прогнозу.

Результати прогнозування навантаження мережі представлені на рис. 2.3 Було використано 30 нейронів прихованого шару, максимальна помилка прогнозу за весь період складає -12%.

Одержаний графік визначає величину потужності генеруючих потужностей в ЕЕС, які оптимальним чином повинні розподілятися між станціями та їх блоками. В покритті цього графіку в часи пік важливу роль відіграють маневрені МГЕС, оскільки ресурс інших потужностей вичерпаний.

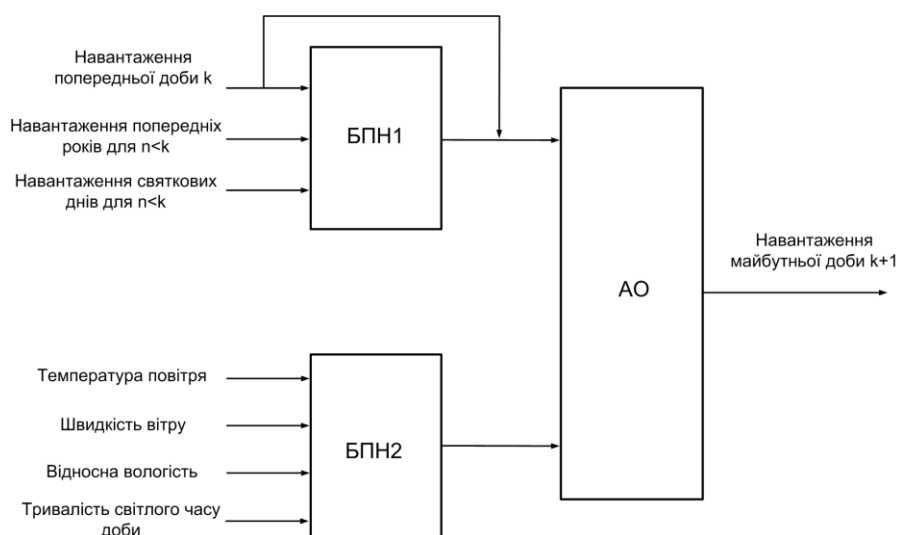


Рисунок 2.2 – Блок-схема багатошарової штучної нейронної мережі ANNSTLF

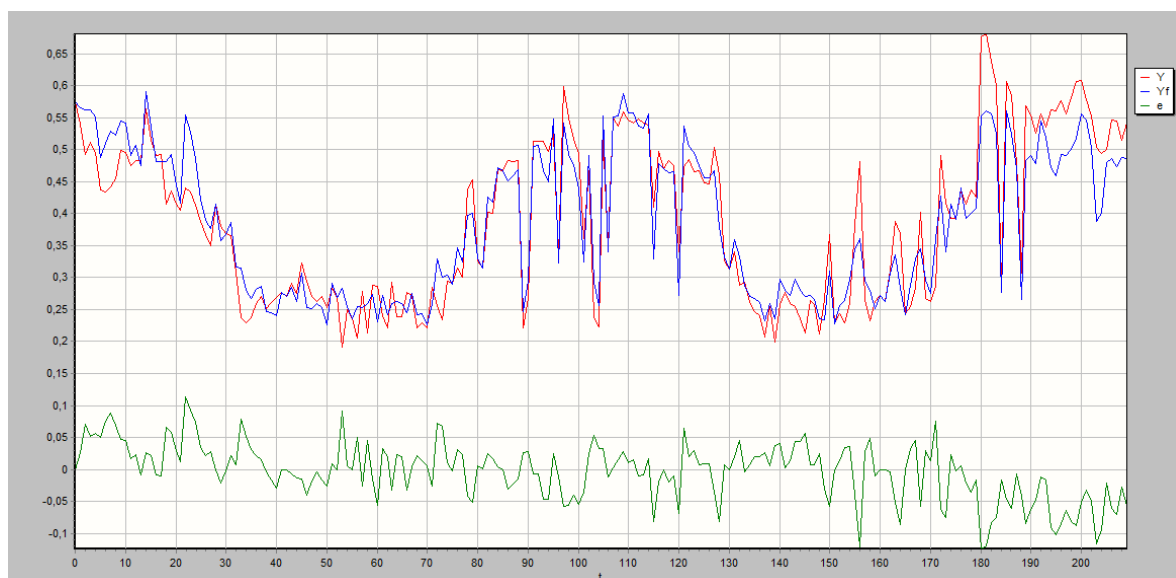


Рисунок 2.3 – Результати прогнозування навантаження

3 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО РОЗПОДІЛУ ПОТУЖНОСТІ МГЕС ДЛЯ ПОКРИТТЯ ВИМОГ НАВАНТАЖЕННЯ ЕЕС

Економічна ефективність роботи МГЕС визначається ступенем завантаження їх блоків при виробленні електричної енергії для покриття потреб споживачів. При цьому важливим є забезпечення балансу вироблення і споживання потужності для дотримання у допустимому діапазоні частоти в ЕЕС. Вирішується ця задача

для нормального режиму роботи ЕЕС і забезпечується автоматизованим і автоматичним керуванням електроенергетичними об'єктами [12].

Таким чином, задача регулювання навантаження МГЕС для забезпечення ефективної роботи ЕЕС потребує визначення оптимального розподілу потужності генеруючих вузлів для покриття вимог навантаження електричної мережі.

Для вирішення цієї задачі застосовуємо метод невизначених множників Лагранжа [13]. Цільова функція при вирішенні задачі має вигляд:

$$\sum T_j(P_j) \rightarrow \min, \quad (3.1)$$

де $\sum T_j(P_j)$ - сумарні годинні витрати на вироблення електроенергії агрегатами ЕЕС.

Крім того, враховуємо обмеження, пов'язані із забезпеченням балансу потужності та особливостями технологічного процесу роботи електростанцій:

$$P_{je} < P_j \leq P_{j\text{уст}}, \quad (3.2)$$

де P_{je} – потужність економічного режиму станції, P_j – оптимальна потужність станції, $P_{j\text{уст}}$ – встановлена потужність МГЕС.

Із врахуванням еквівалентних витратних характеристик станцій, які знаходимо із витратних характеристик кожного блоку, значення оптимальної потужності та потужності економічного режиму станції визначаємо за виразами:

$$P_{je} = \sqrt{\frac{b_{0j}}{b_{2j}}}, \quad (3.3)$$

$$P_j = \frac{P_H - \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq j}}^n \frac{b_{1j} - b_{1k}}{2b_{2k}}}{1 + b_{2j} \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq j}}^n \frac{1}{b_{2k}}}, \quad (3.4)$$

де b_{0j} , b_{1j} , b_{2j} – коефіцієнти еквівалентних витратних характеристик станцій.

На наступному етапі перевіряємо умову $P_{j\text{э}} < P_j \leq P_{j\text{уст}}$ для кожної станції. Результати розрахунку оптимальної потужності для МГЕС Північної енергетичної системи при покритті потреб навантаження в час пік представлені у табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Розрахунок оптимальної потужності для МГЕС Північної енергетичної системи

№	Назва	Потужність економічного режиму, кВт	Оптимальна потужність, кВт	Встановлена потужність, кВт
1	Кунцівська ГЕС	235	268	400
2	Мало-Ворожбянська ГЕС	176	224	350
3	Михайлівська ГЕС	68	128	180
4	Низівська ГЕС	258	395	480
5	Опішнянська ГЕС	75	192	225
6	Остап'євська ГЕС	127	188	218
7	Сухорабівська ГЕС	194	284	330
8	Червонооскільська ГЕС	2125	2735	3680
9	Шишацька ГЕС	214	382	550

Таким чином, визначено оптимальні значення потужності агрегатів усіх МГЕС для покриття вимог навантаження електричної мережі.

4 РОЗРОБКА АВТОМАТИЗОВАНОЇ СИСТЕМИ УПРАВЛІННЯ ДЛЯ ВИДАЧІ ПОТУЖНОСТІ МГЕС

Одним із шляхів підвищення ефективності використання малої гідроенергетики в світі на сьогоднішній день є застосування технічних засобів АСУ ТП їх режимами [3-8]. Такі системи дозволяють оптимально завантажувати блоки маневрених малих ГЕС, що в свою чергу забезпечить поліпшення експлуатаційних характеристик таких ГЕС при роботі їх в енергосистемі і поліпшить режим.

Для реалізації зазначених завдань необхідною умовою є забезпечення можливості централізованого управління режимами роботи ГЕС в реальному часі з урахуванням особливостей функціонування електростанцій та графіків електроспоживання. Це може бути досягнуто при впровадженні автоматичної системи

управління режимами малих ГЕС, структурна схема такої системи показана на рис. 4.1. Дана АСУ являє собою централізовану систему оперативного управління з децентралізацією функцій реального часу за рахунок застосування локальних (в перспективі адаптивних) систем автоматичного управління (САУ).

Ієрархічний принцип побудови системи дозволяє найкращим чином врахувати особливість структурної побудови та взаємозв'язку окремих елементів електроенергетичної системи, а також характер процесів в ній.

До першого рівня відносяться автоматичні регулятори потужності блоків (АРПБ). З їх допомогою на ГЕС в процесі регулювання виконується розподіл станційного сигналу позапланової потужності $P_{\text{внплі}}$ між агрегатами $\Delta P_{\text{гij}}$, при цьому

$$P_{\text{внплі}} = \sum_{j=1}^m \Delta P_{\text{гij}}, \quad (4.1)$$

де $P_{\text{внплі}}$ – величина позапланової потужності і-ої станції; $\Delta P_{\text{гij}}$ – значення зміни потужності j-ого блоку і-її станції; m - число блоків і-її станції.

Другий ієрархічний рівень (станційний) представлений автоматичними регуляторами потужності станцій (АРПС). Заданою уставкою для станційної частини САУ є величина сигналу позапланової потужності від системної частини $P_{\text{внплі}}$, яка коригується за поточною частоті f_{ϕ} .

$$P_{\text{внплі}} = \sum_{i=1}^n \Delta P_{\text{сі}}, \quad (4.2)$$

де $\Delta P_{\text{сі}}$ – значення зміни потужності і-її станції; n - число станцій в електроенергетичній системі.

У відповідності зі своїми законами регулювання АРПС виробляють керуючі впливи на станційному рівні (реалізуючи оптимальні значення розподілу вироблюваної станціями потужності, необхідної для покриття сумарного графіку). При розподілі навантаження між ГЕС необхідно враховувати такі основні фактори: потужність водотоку, наявність добового регулювання і об'єм водос-

ховища. Потужність ГЕС за період регулювання повинна узгоджуватися з потужністю водотоку, так як вироблення електроенергії ГЕС пов'язано з кількістю припливної (проточної) води.

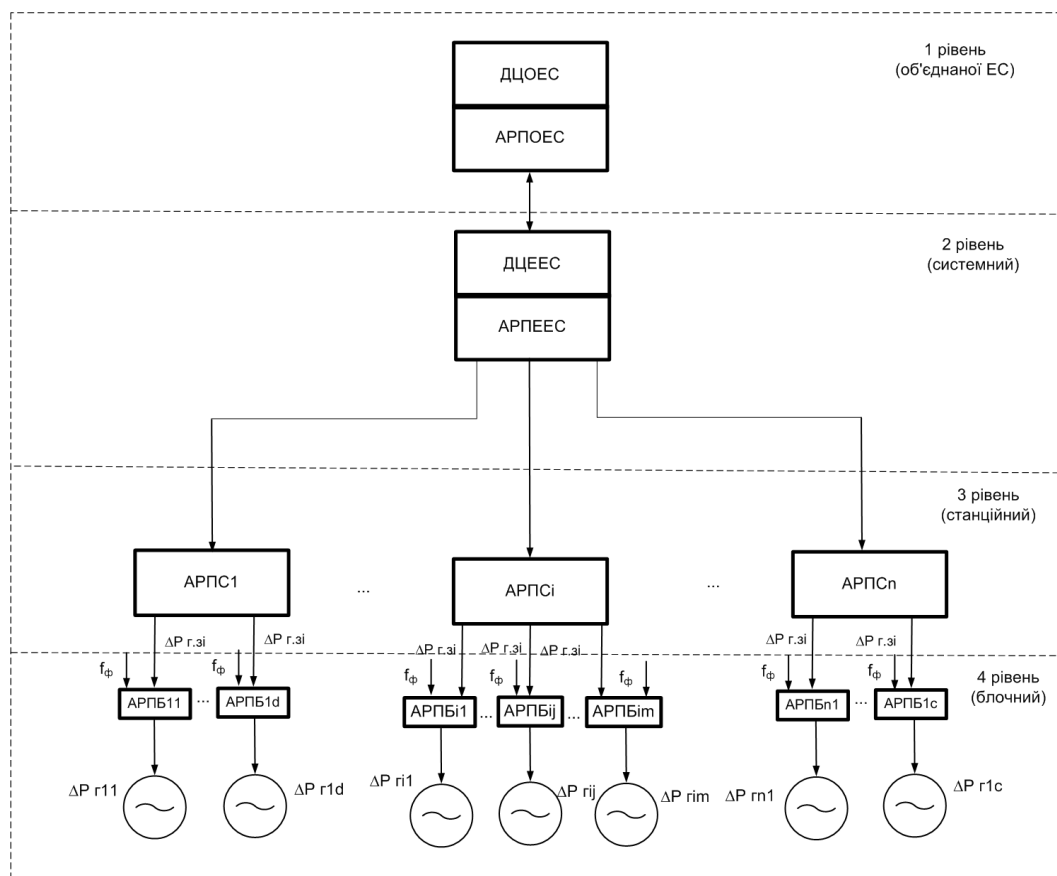


Рисунок 4.1 – Структурна схема автоматичної системи управління режимами МГЕС

На третьому (системному) ієрархічному рівні знаходиться загальносистемна частина, до складу якої входить блок автоматичного регулювання потужності електроенергетичної системи (АРПЕЕС) і диспетчерський центр електроенергетичної системи (ДЦЕЕС).

Вхідними величинами АСУ є фактична частота в об'єднаній енергосистемі ОЕС f_ϕ і переток активної потужності $P_{\text{пер}}$ по зовнішніми міжсистемними лініями зв'язку, значення яких від датчиків потужності (ДП) передаються прямими каналами передачі даних (ПКПД). При виникненні небалансу активної потужності визначаються фактичні значення частоти і перетоків потужності $P_{\text{пер}}$. Відповідно до прийнятого закону регулювання на основі фактичних значень f_ϕ і $P_{\text{пер}}$ на системному рівні САУ визначаються позапланові завдання по

активної потужності $P_{\text{внплі}}$, які передаються по зворотних каналах передачі даних (ЗКПД) на регулюючі станції.

$$P_{\text{внпліОЕС}} = \sum_{k=1}^K \Delta P_{\text{ЕЕСк}}, \quad (4.3)$$

де $\Delta P_{\text{ЕЕСк}}$ – значення зміни потужності k -ої ЕЕС; K – кількість ЕЕС в ОЕС.

На верхньому ієрархічному рівні (об'єднаної енергосистеми) управління здійснюється такими елементами САУ, як блок автоматичного регулювання потужності об'єднаної енергосистеми (АРПОЕС) і диспетчерський центр об'єднаної енергосистеми (ДЦОЕС).

З огляду на структурну і апаратну складність даної системи управління, а також вимоги щодо мінімізації капітальних і експлуатаційних витрат, розробка і впровадження АСУ передбачає детальне техніко-економічне обґрунтування всіх етапів реалізації поставленого завдання [14].

На першому етапі вирішуються завдання автоматизації комерційного обліку електроенергії, як необхідної умови функціонування ГЕС в енергоринку. Далі розробляється апаратне і програмне забезпечення для збору та передачі даних щодо півгодинних графіків відпуску електроенергії та формування звітної документації згідно з діючими нормативними документами.

На другому етапі здійснюється автоматизація процесу виробництва електроенергії і забезпечення автономності МГЕС у нормальних (планових) режимах їх роботи. Вирішуються завдання дистанційного маневрування ГЕС, автоматичного контролю працездатності та захисту їх основного обладнання.

Третій етап розробки та реалізації АСУ МГЕС передбачає виділення за територіальною ознакою встановленої потужності, кількості і кваліфікації обслуговуючого персоналу ГЕС. На станціях встановлюється додаткове обладнання для організації локальної АСУ ними і можливості обміну даними між об'єктами управління і диспетчерським центром.

Крім апаратної реалізації впровадження АСУ МГЕС вимагає розробки відповідного математичного і програмного забезпечення, яке для окремої ГЕС

(особливо ГЕС рівня II) потребує значних капітальних витратах і витратах часу. Але економічний ефект, пов'язаний з поліпшенням керованості і маневреності ГЕС, з підвищенням надійності роботи та ефективності використання водного потенціалу, за приблизними оцінками дозволить компенсувати всі зазначені вище витрати протягом 3 - 4 років [15].

Рішення завдання управління режимами ГЕС вимагає впровадження локальних систем управління блоками ГЕС, структурна схема такої системи представлена на рис. 4.2.

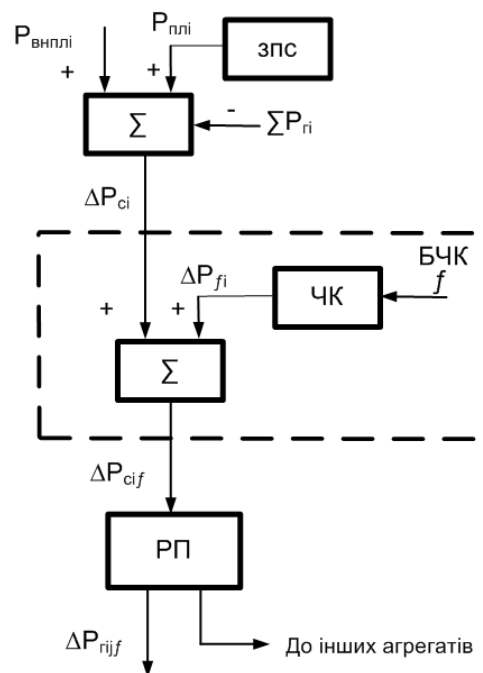


Рисунок 4.2 – Структурна схема управління режимами блоків ГЕС

Планове завдання активної потужності $P_{пл}$ регулятор АСУ отримує від персоналу через задатчик потужності станції (ЗПС), а позапланове значення $P_{внпл}$ - від системної частини АСУ. Сигнали $P_{плі}$ і $P_{внплі}$ подаються на суматор, на який також подається сумарна фактична потужність гідроагрегатів (ГА). Вихідним сигналом суматора є зміна потужності станції $\Delta P_{сі}$:

$$\Delta P_{сі} = P_{плі} + P_{внплі} - \sum_{j=1}^m P_{гіj}, \quad (4.4)$$

де $\sum_{j=1}^m P_{гij}$ – сумарна потужність генераторів i -ої станції, m – кількість генераторів на i -ій станції.

Вихідний сигнал з суматора подається на блок частотної коригування (БЧК), на суматор якого також подається сигнал ΔP_f з частотного коректора (ЧК), який визначається статизмом $k_{ст\%}$ ЧК і фактичної поточної частотою f .

Вихідний сигнал з БЧК подається на блок розподілу потужності (РП), який визначає величину зміни потужності для кожного окремого агрегату для заданого значення ΔP_{Ci} при відомих витратних характеристиках і кількості працюючих агрегатів m . При цьому вирішується оптимізаційна задача видачі потужності з мінімальними економічними витратами з урахуванням технічних обмежень і забезпеченні максимальної якості електроенергії.

Вихідним сигналом блоку РП є зміна потужності генераторів, яка коригується з урахуванням поточної частоти [11]:

$$\Delta P_{гijf} = \Delta P_{гij} + \Delta P_{гij} = \Delta P_{гij} + \frac{\Delta f \cdot P_{гij \text{ ном}} \cdot 100\%}{f \cdot k_{стгi\%}}, \quad (4.5)$$

де $P_{гij \text{ ном}}$ – номінальна потужність j -го генератора i -ої станції, $k_{стгi\%}$ – коефіцієнт статизму j -го генератора i -ої станції.

При практичній реалізації системи управління режимами роботи МГЕС необхідною умовою є узгодження роботи розробленої АСУ з іншими видами системної автоматики, що дозволить підвищити ефективність функціонування енергосистеми в цілому.

Застосування розробленої системи управління режимами роботи МГЕС дозволить найбільш точно і ефективно покривати графік навантаження ОЕС в цілому або окремих ЕЕС в часи пік (рис. 4.3).

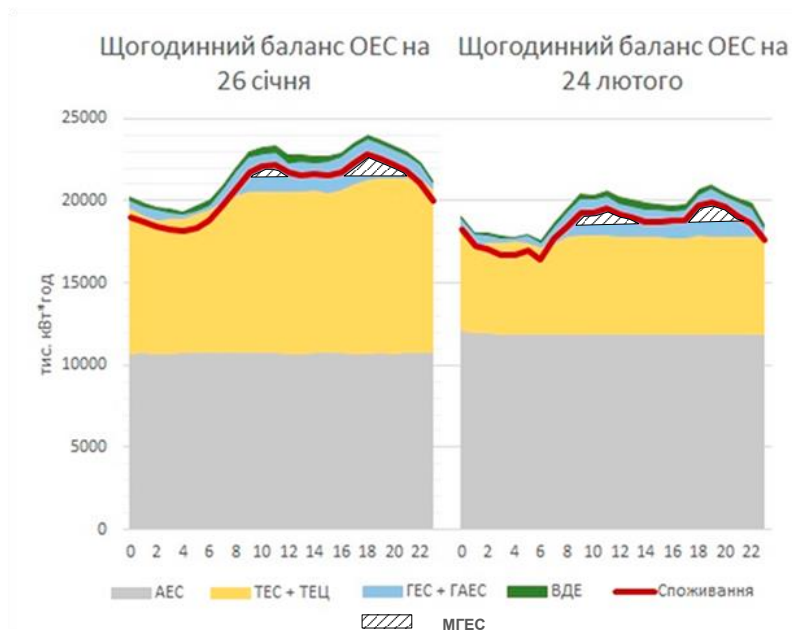


Рисунок 4.3 – Участь електростанцій ОЕС у покритті графіку навантаження

5 ОЦІНКА ЕФЕКТИВНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ МГЕС ДЛЯ РЕГУЛЮВАННЯ ВИДАЧІ ПОТУЖНОСТІ

В якості критерію ефективності використання МГЕС для регулювання навантаження ЕЕС розглянемо величину чистого прибутку, який одержує МГЕС за видачу потужності в час пік навантаження ЕЕС.

$$\Pi = V_{\text{ЕЕП}} - V_{\text{сум}}, \quad (5.1)$$

де $V_{\text{ЕЕП}}$ – вартість електричної енергії, виробленої МГЕС в час пік навантаження;

$V_{\text{сум}}$ – сумарні витрати виробництва МГЕС при виробленні електричної енергії.

Вартість виробленої в час пік електроенергії визначається за виразом

$$V_{\text{ЕЕП}} = W_{\text{ЕЕП}} \cdot C_{\text{ЕЕП}}, \quad (5.2)$$

де $W_{\text{ЕЕП}}$ – кількість електричної енергії, виробленої МГЕС в час пік навантаження; $C_{\text{ЕЕП}}$ – вартість електричної енергії, виробленої МГЕС в час пік навантаження.

Кількість електричної енергії, що виробляється МГЕС в час пік навантаження визначається відповідно до графіку навантаження за виразом:

$$W_{\text{ЕЕП}} = \sum_{i=m}^k (P_{\text{Hi}} - P_{\text{Гi}}) \cdot t_i, \quad (5.3)$$

де P_{Hi} , $P_{\text{Гi}}$ – величина потужності навантаження та генерації для i -ої ступені графіка навантаження; t_i – тривалість i -ої ступені графіка навантаження у годинах доби; m , k – години доби, які відповідають початку та закінченню часу пік навантаження ЕЕС.

Вартість електричної енергії, виробленої МГЕС в час пік навантаження, повинна враховувати складність процесу видачі такої потужності, у зв'язку із чим в умовах енергоринку її величина визначається наступним чином:

$$C_{\text{ЕЕП}} = C_{\text{ЕЕ}} \cdot k_{\text{ЕЕП}}, \quad (5.4)$$

де $C_{\text{ЕЕ}}$ – вартість електричної енергії, відповідно до діючого тарифу; $k_{\text{ЕЕП}}$ – коефіцієнт надбавки до тарифу за маневреність МГЕС при виробленні електричної енергії в час пік навантаження.

Сумарні витрати виробництва визначають як суму витрат на амортизацію, поточний ремонт і обслуговування для МГЕС $V_{\text{Г}}$ і ліній $V_{\text{Л}}$, а також вартості втрат електроенергії $V_{\Delta W}$ [16]:

$$V_{\text{сум}} = V_{\text{Г}} + V_{\text{Л}} + V_{\Delta W}. \quad (5.5)$$

При цьому:

$$V_{\text{Г}} = (p_{\text{ар}} + p_{\text{рг}} + p_{\text{ог}}) \times K_{\text{Г}}, \quad (5.6)$$

$$V_{\text{Л}} = (p_{\text{ал}} + p_{\text{рл}} + p_{\text{ол}}) \times K_{\text{Л}}, \quad (5.7)$$

де $p_{\text{ар}}$; $p_{\text{рг}}$; $p_{\text{ог}}$; $p_{\text{ал}}$; $p_{\text{рл}}$; $p_{\text{ол}}$ – норми відрахувань на амортизацію, поточний ремонт і обслуговування ГЕС та ліній відповідно, у відносних одиницях; $K_{\text{Г}}$, $K_{\text{Л}}$ – капітальні вкладення в ГЕС та лінії, по яким видається потужність в мережу.

Приймаємо для ПЛ $(p_{\text{ал}} + p_{\text{рл}} + p_{\text{ол}}) = 0,028$, для МГЕС $(p_{\text{ар}} + p_{\text{рг}} + p_{\text{ог}}) = 0,094$.

Вартість втрат електроенергії визначаємо як:

$$B_{\Delta W} = C_{EE} \times \Delta W_{л}; \quad (5.8)$$

$$\Delta W_{л} = \tau \times \sum_{j=1}^m \Delta P_{лj}; \quad (5.9)$$

$$\Delta P_{лj} = \frac{S_{лj}^2}{U_{ном}^2} \times r_{лj}, \quad (5.10)$$

де $\Delta W_{л}$ – сумарні втрати електроенергії у лінії, по якій МГЕС видає потужність в мережу; τ – час найбільших втрат; $\Delta P_{лj}$ – втрати активної потужності в j -ій лінії; $r_{лj}$ – активний опір j -ої лінії; $S_{лj}$ – потік повної потужності по j -ій лінії; $U_{ном}$ – номінальна напруга мережі; m – кількість ліній.

Собівартість виробництва електричної енергії МГЕС визначаємо як

$$S_{EE} = \frac{B_{сум}}{W_{ЕЕП}}. \quad (5.11)$$

Для ЕЕС, що розглядається, виконано розрахунок чистого прибутку МГЕС при покритті потреб навантаження в час пік. Результати представлені в табл. 5.1.

Таблиця 5.1 – Розрахунок чистого прибутку МГЕС при покритті потреб навантаження в час пік

Назва показника	Позначення	Кількісне значення показника
Кількість електричної енергії, виробленої МГЕС в час пік навантаження	$W_{ЕЕП}$	28776 кВт·год
Вартість електричної енергії	$B_{ЕЕП}$	86328 тис. грн.
Сумарні витрати виробництва	$B_{сум}$	6980,208 тис. грн.
Чистий прибуток	Π	79347,792 тис. грн.
Собівартість виробництва електричної енергії	S_{EE}	0,24 грн.

Таким чином, отриманий результат вказує на досить високий показник економічної ефективності використання МГЕС для покритті потреб навантаження в час пік ЕЕС.

ВИСНОВКИ

В результаті виконання наукової роботи було зроблено наступне:

1. Проведено аналіз умов розвитку гідроенергетики України, на основі якого виявлені пріоритети розвитку гідропотенціалу України та оцінити перспективи використання МГЕС;

2. Виконано прогноз навантаження ЕЕС з використанням штучної нейронної мережі для прогнозування короткострокового навантаження ANNSTLF, який використано для визначення потужності МГЕС в часи пік;

3. Визначено оптимальні значення потужності МГЕС для забезпечення навантаження ЕЕС при економічному режимі роботи, значення яких необхідно врахувати при роботі автоматизованої системи управління режимами МГЕС;

4. Розроблено автоматизовану систему управління режимами роботи МГЕС для видачі оптимальної потужності МГЕС, в тому числі й у часи пік графіку навантаження ЕЕС;

5. Проведено оцінку економічної ефективності використання МГЕС для регулювання видачі потужності з метою забезпечення потреб навантаження в ЕЕС, застосування якого показало високий показник економічної ефективності використання 9 МГЕС для покритті потреб навантаження в час пік Північної енергетичної системі.

Результати проведених досліджень опубліковано у 1 виданні, що входить до наукометричної бази Scopus, 1 фаховому виданні та у 2 збірниках наукових праць конференцій.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Осадчук В. А. Современные проблемы гидроэнергетики // Энергетика и электрификация. – 2007. – № 1. – С. 13 – 16.
2. Сучасний стан, проблеми та перспективи розвитку гідроенергетики України : аналіт. доп. / О. М. Суходоля, А. А. Сидоренко, С. В. Бегун, А. А. Білуха. – К. : НІСД, 2014. – 112 с. – (Сер. «Національна безпека», вип. 8).
3. Енергетична стратегія України до 2030 року. Схвалено розпорядженням Кабінету Міністрів України від 24.07.2013. № 1071.
4. Smail Khennas, Andrew Barnett. Best Practices For Sustainable Development Of Micro Hydro Power In Developing Countries (Final synthesis report). – The Department for International Development, UK, The World Bank. – 2000. – 119 p.
5. Celso Penche. Layman's Handbook On How To Develop A Small Hydro Site (Second Edition). – DG XVII European Commission 200 rue de la Loi B-1049 Bruselas Belgica. – 1998. – 266 p.
6. Нурмахматов Д.Н., Ландау Ю.А., Шпатенко С.А. Проблемы и направления развития гидроэнергетики республики Таджикистан. Монография. – К.: Либра, 2007. – 296 с.
7. Анализ состояния и перспективы развития малой гидроэнергетики в Украине / Ю. Вихарев, А. Карамушка, А. Никиторович, В. Рябошапка // Энергетическая политика Украины. – 2005. – № 6. – С. 90 – 96.
8. Відновлювані джерела енергії в розподільних електричних мережах [П.Д. Лежнюк, О.А. Ковальчук, О.В. Нікіторович, В.В. Кулик]: Монографія. – Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2014. – 205 с.
9. http://elektrovesti.net/54990_poyavilas-interaktivnaya-karta-vsekh-obektov-vie-v-ukraine
10. Вороновский Г.К., Махотило К.В., Сергеев С.А. Проблемы и перспективы использования искусственных нейронных сетей в энергетике. – Проблемы загальної енергетики. – 2006. - №6. – С. 25-32.

11. D. E. Rumelhart and J.L. McClelland, *Parallel Distributed Processing*, vol. 1, MIT Press, 1986.

12. Овчаренко Н.И. Автоматика электрических станций и электроэнергетических систем: учебник для вузов / под ред. А.Ф. Дьякова. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2001. – 504 с.

13. Управление режимами энергосистем и вопросы автоматизации: учеб. пособ. / А.А. Минченко, В.Н. Яровой. – Харьков: НТУ «ХПИ», 2009. – 189 с.

14. Нікіторович О.В., Лежнюк П.Д., Кулик В.В. Підвищення ефективності експлуатації малих ГЕС засобами автоматичного керування // Гідроенергетика України. – 2007. – №3. – С. 38–41.

15. Лежнюк П.Д., Кулик В.В., Бурикін О.Б. Ковальчук О.А. Оптимізація режимів електричних мереж з малими ГЕС в умовах адресного електропостачання // Технічна електродинаміка. Тематичний випуск: Проблеми сучасної електротехніки. Ч. 3. – 2010. – С. 31–34.

16. Економіка в енергетиці: навч. посіб / О. М. Проскурня, О. І. Ганус. - Х.: Підручник НТУ ХПІ, 2012. - 272 с.