

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ ТА НАУКИ УКРАЇНИ  
НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ВОДНОГО ГОСПОДАРСТВА ТА  
ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ  
НАВЧАЛЬНО-НАУКОВИЙ ІНСТИТУТ ВОДНОГО ГОСПОДАРСТВА ТА  
ПРИРОДООБЛАШТУВАННЯ

Кафедра гідроенергетики, теплоенергетики та гіdraulічних машин  
Спеціальність 145 „Гідроенергетика”

**Пояснювальна записка**  
до магістерської роботи на тему:  
*„Гідроакумулююча електростанція Штеховіце у  
Чехії. Напівпідземна будівля (Комплексна  
магістерська робота зі студенткою Яремчук М.В.)”*

<b>виконала</b>	Михайлова В.М.
<b>керівник проекту</b>	Яковлева-Гаврилюк О.М.
<b>консультанти</b>	Яковлева-Гаврилюк О.М. Стець С.Є.
<b>завідувач кафедри</b>	Кухнюк О.М. Рябенко О.А.

**Рівне - 2020**

## ЗМІСТ

Паспорт ГАЕС .....	2
Вступ .....	
Розділ 1 Природні умови .....	
1.1 Кліматичні умови .....	
1.1.1 Температура повітря .....	
1.1.2 Опади .....	
1.2 Гідрологічні умови .....	
1.3 Основні будівельні і господарські умови .....	
1.3.1 Промисловість .....	
1.3.2 Сільське господарство .....	
1.3.3 Транспортна інфраструктура .....	
Розділ 2 Водноенергетичні розрахунки .....	
2.1 Розрахунок графіка добового навантаження ГАЕС в режимі часткового вирівнювання графіка добового навантаження енергосистеми .....	
2.2 Побудова хронологічних режимних графіків роботи ГАЕС .....	
Розділ 3 Підбір основного обладнання .....	
3.1 Підбір радіально-осьової насос-турбіни за номенклатурними даними .....	
3.2 Техніко-економічне обґрунтування оптимальної кількості агрегатів .....	
3.3 Визначення розмірів проточного тракту оборотної гідромашини .....	
3.4 Конструювання .....	
Розділ 4 Допоміжне обладнання .....	
4.1 Технічне водопостачання .....	
4.2 Пневматичне господарство .....	
Розділ 5 Огорожувальна дамба .....	
5.1. Проектування поперечного профілю дамби .....	
5.2. Протифільтраційні обладнання в тілі дамби .....	

Зм.	Арк.	№ Докум.	Підпис	Дата	ГЕ 61 67 0005 ПЗ Магістерська робота на тему: "Гідроакумулююча електростанція Штеховіце у Чехії. Напівпідземна будівля (Комплексна магістерська робота спільно із студентом Яремчук М.В.)"			
Розробив	Гаврилович А.В.				ЗМІСТ	Літера	Аркуш	Аркушів
Перевірив	Яковлева-Гаврилюк О.М.					a		
Консульт.	Яковлева-Гаврилюк О.М					НУВГП, кафедра ГЕ, ТЕ та ГМ, ГЕ-61м		
Керівник	Яковлева-Гаврилюк О.М.							
Рецензент	Рябенко О.А.							

5.3.	Фільтраційний розрахунок дамби .....
5.4.	Розрахунок фільтрації міцності ядра.....
5.5.	Розрахунок на стійкість огорожувальної дамби .....
5.6.	Розрахунок стійкості верхового укосу дамби.....
Розділ 6 Автоматична система управління .....	
6.1.	Устаткування станційного рівня. ....
6.2.	Устаткування агрегатного рівня .....
6.3.	Керування ВРП 220кВ. і загальностанційними системами. ....
6.4.	Електричні захисти.....
6.4.1	Вибір обсягів і структури електричних захистів .....
6.4.2.	Опис функцій.....
Розділ 7 Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях .....	
7.1	Організація та управління охороною праці на підприємстві .....
7.1.1	Організація охорони праці на підприємстві .....
7.1.2	Функції служби охорони праці.....
7.1.3	Права та обов'язки керівника та працівника щодо охорони праці.....
7.1.4	Види інструктажів .....
7.1.5	Відповіальність роботодавця та працівника щодо порушення вимог з охорони праці .....
7.1.6	Соціальне страхування працівників .....
7.1.7	Організація охорони праці при будівництві дамби .....
7.2	Санітарно-гігієнічні вимоги до умов праці.....
7.3	Розрахунок прожекторного освітлення будівельного майданчика
Розділ 8 Охорона довкілля.....	
8.1	Питання екології будівництва та експлуатації .....
8.1.1	Екологічні аспекти використання.....
8.2	Охорона довкілля .....
8.3.	Санітарна підготовка .....
8.4.	Водоохоронна зона і прибережні смуги.....
8.5.	Вплив водосховищ на навколишнє середовище.....
8.6.	Заходи по забезпеченню якості води водосховища.....

Зм	Арк	№ Докум.	Підпи	Дат

8.7. Санітарно-екологічні попуски з водосховища .....	
8.8. Забезпечення рекреаційного використання водосховища .....	
Розділ 9 Техніко–економічні розрахунки .....	
9.1. Визначення капіталовкладень в окремі споруди ГАЕС .....	
9.2 Визначення ефективності капітальних вкладень у будівництво ГАЕС	
Штеховіце .....	
9.2.1 Зведений кошторисний розрахунок вартості будівництва ГАЕС Штеховіце.	
9.2.2 Техніко-економічне обґрунтування доцільності будівництва ГАЕС .....	
Розділ 10 Наукова частина.....	
10.1 Теоретичні основи конструювання вигнутих відсмоктувальних труб ОРО	
гідромашин. ....	
10.2 Техніко-економічне обґрунтування висоти вигнутої відсмоктувальної труби.	
10.3 Висновки .....	
Висновки.....	
Література.....	

Зм	Арк	№ Докум.	Підпи	Дат

ЗМІСТ

Арк

# Паспорт ГАЕС Штеховіце

	<b>Основні показники</b>	<b>Значення показника</b>
<b>1.</b>	<b>Місце розташування ГАЕС</b>	ГАЕС Штеховіце розташована на р. Влтава на південь від Праги, біля с. Штеховіце.
<b>2.</b>	<b>Тип ГАЕС</b>	дериваційного типу
<b>3.</b>	<b>Склад споруд</b>	верхній басейн, водоприймач, огорожуюча дамба
<b>4.</b>	<b>Клас капітальності споруд</b>	I клас
<b>5.</b>	<b>Вид регулювання стоку водосховищем</b>	добове регулювання
<b>6.</b>	<b>Площа водозбору в створі греблі, км<sup>2</sup></b>	5,0
<b>7.</b>	<b>Характерні рівні води верхньої водойми, м:</b>	
	• нормальний підпірний рівень (НПР)	419,00
	• рівень мертвого обсягу (РМО)	414,60
<b>9.</b>	<b>корисний об'єм, км<sup>3</sup>:</b>	4,7
<b>11.</b>	<b>Характерні рівні води нижнього водосховища, м:</b>	
	• нормальний підпірний рівень (НПР)	200,5

<b>15.</b>	<b>Відмітка осі робочого колеса, м</b>	146,5
<b>16.</b>	<b>Напори нетто, м:</b>	
	• максимальний	2122,871
	• середній	220,520
	• мінімальний	218,179
<b>17.</b>	<b>Кількість агрегатів, шт.</b>	7
<b>18.</b>	<b>Тип турбіни</b>	OPO 230
<b>19.</b>	<b>Основні показники турбінного режиму:</b>	
	• потужність, МВт	173,53
	• тривалість роботи ГАЕС всередині доби, години	11,0
<b>20.</b>	<b>Основні показники насосного режиму:</b>	
	• споживаюча потужність, МВт	184,71
	• тривалість закачки, години	8,0
<b>21.</b>	<b>Об'єми основних робіт</b>	
	• верхній басейн	

					ГЕ 61 11 0005 ПЗ			
Магістерська робота на тему: "Гідроакумулююча електростанція Штеховіце у Чехії. Напівпідземна будівля (Комплексна магістерська робота спільно із студентом Яремчук М.В.)"								
Зм.	Арк.	№ Докум.	Підпис	Дата		Lітера	Аркуш	Аркушів
Розробив	Гавrilович А.В.					УМР	1	2
Перевірив	Яковлева-Гаврилюк О.М.							
Консульт.	Яковлева-Гаврилюк О.М.				Паспорт ГАЕС			
Керівник	Яковлева-Гаврилюк О.М.				НУВГП, кафедра ГЕ, ТЕ та ГМ, ГЕ-61м			
Рецензент	Рябенко О.А.							

	- виїмка ґрунту, млн.м <sup>3</sup>	11,25
	- укладка ґрунту, млн.м <sup>3</sup>	7,3
	- укладка бетону, тис. м <sup>3</sup>	173,8
	• підземні споруди	
	- виїмка скельного ґрунту, тис. м <sup>3</sup>	76,2
	- монтаж металоконструкцій, тис. т	6,2
	- укладка бетону, тис. м <sup>3</sup>	212,8
<b>22.</b>	<b>Повна вартість, млн. грн.:</b>	5845,54
	• будівельно-монтажні роботи	2083,31
	• вартість обладнання	11,09 тис у.о.

Зм.	Арк.	№ Докум.	Підпис	Дата	Арк

Паспорт ГАЕС

# **ВСТУП**

					ГЕ 61 11 0005 ПЗ		
Магістерська робота на тему: "Гідроакумулююча електростанція Штеховіце у Чехії. Напівпідземна будівля (Комплексна магістерська робота спільно із студентом Яремчук М.В.)"							
Зм.	Арк.	№ Докум.	Підпис	Дата			
Розробив	Гавrilovich A.B.					Літера	Аркуш
Перевірив	Яковлева-Гаврилюк О.М.					Аркушів	
Консульт.	Яковлева-Гаврилюк О.М.				a		
Керівник	Яковлева-Гаврилюк О.М.				НУВГП,		
Рецензент	Рябенко О.А.				кафедра ГЕ, ТЕ та ГМ,		
					ГЕ-61м		

**ВСТУП**

## ВСТУП

Об'єднана енергосистема Чеської Республіки управляється енергетичною компанією (ČEPS) входить до складу ENTSO-E (Європейської мережі операторів систем передачі електроенергії).

Акціонерне товариство ČEPS є єдиним чеським оператором трансмісійної системи та має ексклюзивну ліцензію, видану Управлінням регулювання енергетики відповідно до Закону про енергетику.

Основна діяльність ČEPS полягає у забезпеченні безпечної та надійної роботи та подальшому розвитку системи передачі як в Чеській Республіці, так і в європейських взаємопов'язаних системах передачі. ČEPS забезпечує передачу електроенергії від генераторів до розподільників, надає системні та допоміжні послуги, постійно зберігає баланс між виробництвом та споживанням електроенергії та бере участь в організації аукціонів з розподілу наявної передавальної потужності на міжсистемних притоках. Компанія робить внесок у подальший розвиток ринку електроенергії та європейського енергетичного ринку.

ENTSO-E сприяє тіснішій співпраці між європейськими об'єднана мережевою системою для підтримки реалізації енергетичної політики ЄС та досягнення цілей європейської енергетичної та кліматичної політики, які змінюють саму природу енергетичної системи.

Гіdroвузол Штеховіце розташований приблизно за 30 км на південнь від Праги. ГЕС Штеховіце - це руслова гідроелектростанція, побудована наприкінці Другої світової війни між 1943-1944 роками. Електростанція в основному служить для компенсації коливань рівнів води, що поступає у водосховище від гідроелектростанції Слапі, розташованої над створом гіdroвузла Штеховіце. Короткий технічний опис конструкції ГЕС Штеховіце:

Гравітаційна бетонна гребля, висота якої становить 22,5 м, ширина підошви—20 м. Водозливна гребля має 5 прольотів шириною 20 м кожен з товщиною бичків 4,0 м. Судноплавний шлюз однокамерний; ГЕС Штеховіце розташована за водозливною греблею на лівому березі Влтави. Верхній басейн з водоприймачем розташований плато висотою ↓420,00 м.

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат

Водноенергетичні розрахунки ГАЕС

Арк

Гідроакумулююча електростанція Штеховіце була введена в експлуатацію в 1947 році. Розташування ГАЕС в Штеховицях обумовлене сприятливими топографічними умовами. Водозливний гребінь на березі р.Влтави є пологим схил заввишки близько 200м, що веде до досить широкого плато для зручного розташування. Основні параметри ГАЕС Штеховіце:

- Корисний об'єм верхнього басейну 4,7 м<sup>3</sup>;
- Глибина водосховища( повна) 10 м;
- Мінімальні напір 209,00 м;
- Максимальний напір 220,00 м;
- Кількість агрегатів – 2 трьох машинні агрегати;
- Потужність турбінному режимі 40,0 МВт;
- Потужність в насосному режимі 20,0 МВт;
- Річне споживання електроенергії для акумулювання 55–75 млн. кВт·год.

Завданням моєї магістерської роботи є розробка ГАЕС Штеховіце з дво машинним агрегатом.

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат

Водноенергетичні розрахунки ГАЕС

Арк

# **Розділ 1**

## **Природні умови.**

					ГЕ 61 11 0005 ПЗ			
					Магістерська робота на тему: “Гідроакумулююча електростанція Штеховіце у Чехії. Напівпідземна будівля (Комплексна магістерська робота спільно із студентом Яремчук М.В.)”			
Зм.	Арк.	№ Докум.	Підпис	Дата	Природні умови	Літера	Аркуш	Аркушів
Розробив	Гавrilovich A.B.					a		
Перевірив	Яковлева-Гаврилок О.М.							
Консульт.	Яковлева-Гаврилок О.М.							
Керівник	Яковлева-Гаврилок О.М.							
Рецензент	Рябенко О.А.							

НУВГП,

кафедра ГЕ, ТЕ та ГМ,

ГЕ-61м

## **1.1 Кліматичні умови.**

Кліматичні умови значною мірою визначають водний режим місцевості. Умови стоку залежать від опадів - в основному від їх типу, кількості, часу і розподілу за площею, а потім від випаровування. Кліматичні умови разом з висотними умовами, схилами, оголенням схилів та іншими факторами визначають поширення і склад видового рослинності. Суббасейн Нижньої Влтави, як і вся Чехія, розташований в помірному кліматичному поясі північної півкулі на краю місцевості з помірним впливом океану і регулярною зміною чотирьох сезонів.

З кліматичних районів (за Квіттом) на більшій частині нижнього басейну Нижньої Влтави є трохи тепла зона. На території Праги (без західного краю), вздовж Влтави від Слапи і нижньої течії Сазави, а на території на північ від Праги є тепла зона. Діапазон 14 кліматологічних характеристик для даних районів наведено в Кліматичному атласі Чехії.

У басейні річки Сазава досягається середньорічна кількість опадів від 600 до 800 мм, в Повлтаві під Прагою - від 500 до 600 мм. У Празі та північній частині суббасейну кількість опадів сягає в середньому від 450 до 550 мм на рік, найменша - у районі Кралуп над Влтавою та Слани

### **1.1.1 Температура повітря**

У Чеській Республіці середньомісячна багатомісячна температура повітря має простий щорічний пробіг з мінімумом переважно в січні та максимумом переважно в липні. Хоча в середньому протягом року спостерігається постійне підвищення та падіння температури, плавний хід порушується внаслідок поточних погодних ситуацій.

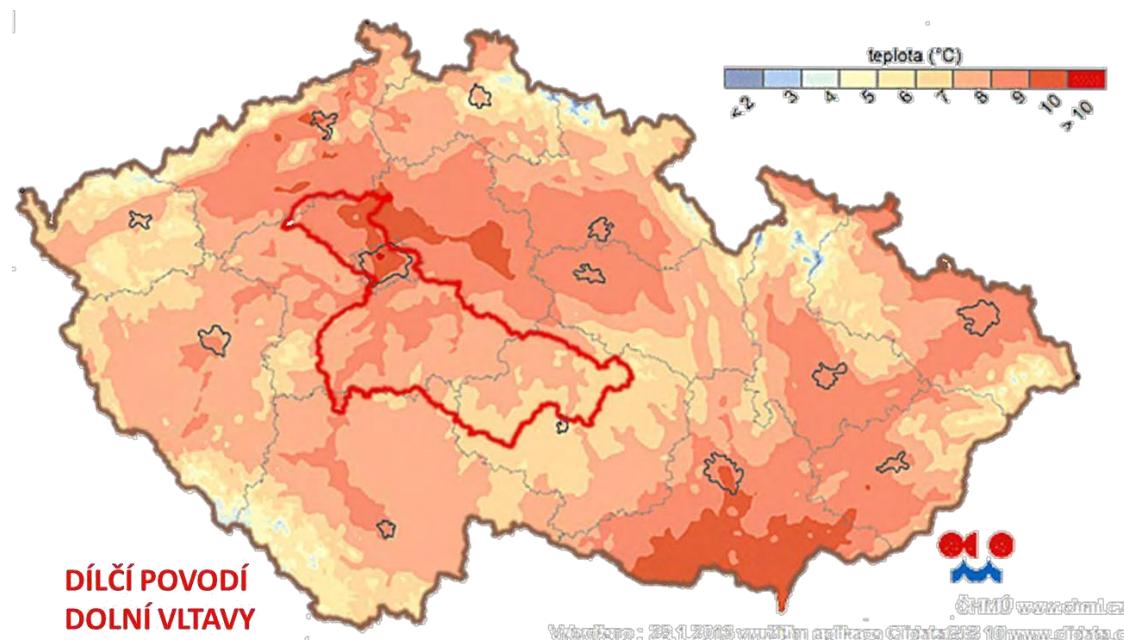
Середньорічні температури повітря в басейні річки Сазава та в Повлтаві-під-Праху становлять від 5 до 7 ° С. В околицях водотоків і на північ від Праги температура досягає в середньому від 7 до 9 ° С. Найтепліша область - це область Праги, де середня температура повітря перевищує 9 ° С.[1, с. 3]

Зм	Арк	№ Докум.	Підпи	Дат

Природні умови

Арк

На малюнок 1.1 показана середньорічна температура повітря за період 1961 - 2000 рр. Цей знімок зроблено з веб-сайту Чеського гідрометеорологічного інституту [www.chmi.cz](http://www.chmi.cz).



Мал. 1.1 Середньорічна температура повітря за період 1961 - 2000 рр

### 1.1.2 Опади

Опади поділяються на вертикальні та горизонтальні (наприклад, роса). На вертикальні опади припадає понад 95% загальної кількості опадів. У Чеській Республіці спостерігаються значні відмінності в річних підсумках опадів через сильно фрагментований рельєф. Середня загальна кількість опадів у Чеській Республіці становить 686 мм на рік. Серед найсухіших районів є місця в дощовій тіні Рудних гір: Жатець і Кладно, де загальна річна кількість опадів не перевищує 450 мм. Низькі показники опадів є також у південній Моравії, особливо у долянах Дийськосвратецький та Долноморавський (менше 500 мм / рік). Навпаки, високі показники є в горах Йізера (понад 1700 мм / рік), у Шумаві, Крконоше, Грубі Єсенік та Моравсько-Сілезьких Бескидах (понад 1500 мм / рік).

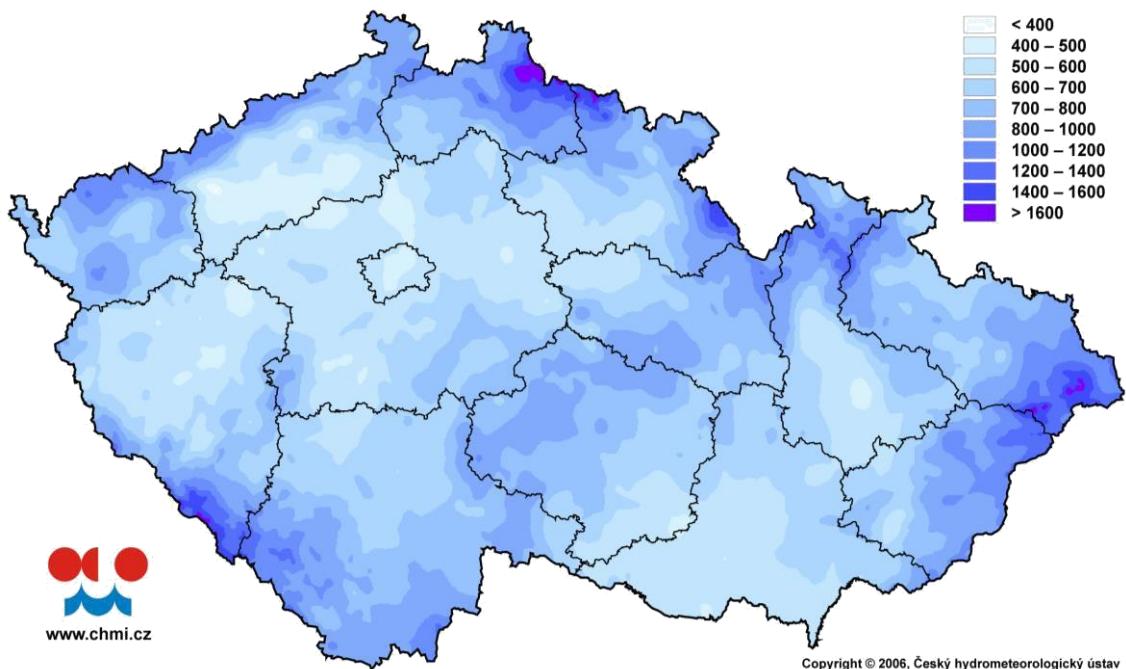
Протягом року найбільше опадів випадає влітку (до 40%) та навесні (25%). Влітку, крім того, опади часто бувають сильними і призводять до повені. У народних практиках періоди опадів, що повторюються щороку, мають свої

Зм	Арк	№ Докум.	Підпи	Дат

Природні умови

Арк

позначення. Найбільш типовим є сезон дощів Медарду, який можна розділити на 5-6 хвиль (дощі Віт, Сватоянське, Прокопське, Магдалина та Петрське), які розділені відносно більш сухими ділянками. У середньому за довгий період період Медарда починається приблизно 10 червня (Св. Медар - 8 червня) і закінчується в першій декаді серпня. За даними празького Клементинуму, Медар був найбагатшим на опадів у 1815 році, коли за весь період Медарда випало 342 мм опадів (тобто 72,6% від цілорічного норми станції). Надзвичайний хід третьої хвилі Медарда (Прокопські дощі) став вирішальною причиною повені в 1997 р. Дощі почалися з сильних місцевих злив на св. Прокоп (4 липня). Протягом 5 днів інтенсивних опадів на Лысій горі випало 586 мм, на Прадеді - 454 мм, а на Лабській буді в горах Крконоше - 260 мм. У басейні річки Морава за 5 днів випало 1,5 млрд. МЗ води, а в басейні річки Одра - Богумін - 1 млрд. МЗ води, що означало катастрофічні повені практично на всій території Моравії та Сілезії.



Мал 1.2 Регіональні відмінності у розподілі середньорічних підсумків опадів у Чеській Республіці.

Джерело: [www.chmu.cz](http://www.chmu.cz)

Окрім періоду Медарда, весна також рясна опадами. Причиною травневих дощів є поява перших значних різниць температур між потеплінням землі та

Зм	Арк	№ Докум.	Підпи	Дат	Природні умови	Арк

холодним океаном. Проблема в тому, що навесні інтенсивні дощі завдають великої шкоди, оскільки на той час ще не вистачає рослинного покриву. Прикладом може бути повінь у Литомишлі (17 травня 1984 р.), Коли на площині вода піднялася на висоту 160 см, а після її падіння шар бруду з полів над містом залишився на площині товщиною півметра. Регіон Іглави зазнав подібних наслідків у 1985 році, регіон Прахатице в 1995 році та регіон Брунталь у 1996 році. [2]

## **1.2 Гідрологічні умови.**

Магістральними потоками суббасейну є Влтава та її найбільша притока в районі - Сажава. Таким чином, суббасейни нижньої Влтави добре відображають профілі витоків Влтави - Прага-Чучле ( $Q_a = 148$ , м<sup>3</sup> / с,  $q_a = 5,5$  л / с / км<sup>2</sup>,  $Q_{100} = 4020$  м<sup>3</sup> / с,  $Q_{355} = 27,9$  м<sup>3</sup> / с, 59% стоку в листопаді - квітні) та Сазава - Неспеки ( $Q_a = 23,4$  м<sup>3</sup> / с,  $q_a = 5,8$  л / с / км<sup>2</sup>,  $Q_{100} = 702$  м<sup>3</sup> / с,  $Q_{355} = 3,42$  м<sup>3</sup> / с, 63% стоку в листопаді - квітні). Щодо значення  $Q_{355} = 27,9$  м<sup>3</sup> / с у Празі-Чучлі, варто зазначити, що це значення визначається на період 1931-80 рр. Відповідно до діючих методологій, тобто частково без покращуючого ефекту Влтавського каскаду. Для періоду 1961-2005 рр. Значення  $Q_{355}$  становило 6 47,0 м<sup>3</sup> / с.

Загроза повені в нижній течії Влтави зумовлена можливостями трансформації повені, що надходить з верхньої частини басейну Влтави, каскадними водосховищами Влтави та її можливим зіткненням із повенями, що надходять із Сазави та Берунки. Зимовий режим повені більш характерний для Сазави та її приток, а змішаний режим для Берунки.

У підбасейні були побудовані значні водосховища Влтавського каскаду: Орлік, Камик (буферне водосховище Орлік), Слапи, Штеховіце та Вране. Водогосподарський комплекс Желівка використовується для питного водопостачання: Свіхов (на річці Зелівка), Пільська (на річці Сазава), Ставіште (на потоці Ставішюскі) та Стрж (на струмку Стржський).

Головною метою В. Н. Свіхова (Желівка) є постачання питної води до столиці Праги, Центральночеського краю та частин Південночеської та Східночеської областей Чехії. За обсягом води у сховищі та за обсягом прийнятої

Зм	Арк	№ Докум.	Підпи	Дат

Природні умови

Арк

роботи робота є найбільшим водосховищем не тільки в Чехії, але й у Центральній Європі. До водогосподарського комплексу належать водосховища Трнавка (Трнавка), Немчиці (Седличий потік) та Седліце (Желівка), метою яких є захоплення відкладень, що приносяться водотоком. Буферний резервуар Vřesník (Želivka) VD використовується для часткової компенсації нерегулярних потоків під верхньою гідроелектростанцією Седліце.

На півдні та південному сході басейну Нижньої Влтави є багато ставків, найбільшим з яких є ставок Велке Дарко.

#### Опис основних водотоків

Влтава витікає в Шумаві на висоті 1172 м над рівнем моря. Через пагорби Табор і Бенешов вона входить у підбасейн Нижньої Влтави і протікає глибокою долиною, що привело до можливості будівництва дамб на каскаді Влтави. Далі вона перетинає Празьке плато і потрапляє в басейн Мельниці поблизу Кралуп, де впадає зліва в Ельбу на висоті 155 м над рівнем моря. Основні притоки Влтави - зліва потоки Кочаба, Берунка, Далейський, Снетицький, Заколанський та Баковський, праворуч - потоки Брзіна, Седлецький, потоки Сазава, Ботіч та Рокитка. Загальна довжина потоку становить близько 424 км, довжина в підбасейні Нижньої Влтави близько 253 км. У розділі Слапи - Мельник потік судноплавний для 700 (1000) т суден.

Сазава весни на Шіндельному верху на висоті 757 м над рівнем моря, протікаючи із заходу на схід через Чесько-Моравське нагір'я та Середньочешські височини. Його звивиста і поступово поглиблена долина широко використовується в рекреаційних цілях. Лиман справа від Влтави у водосховищі Врана-Давле на 200 м над рівнем моря. Довжина потоку становить 225 км, з них 216,4 км у категорії та 4349,4 км<sup>2</sup> у водозборі. У верхній течії є великий ставок Велке Дарко, і було побудовано водосховище Пільська. Найважливіші притоки Сазави - зліва Желівка та Бланіце, потім Шлапанка, Чомбський, Перловий, Пстружний, Коноппішський та Яновицький - справа від Сазавки.

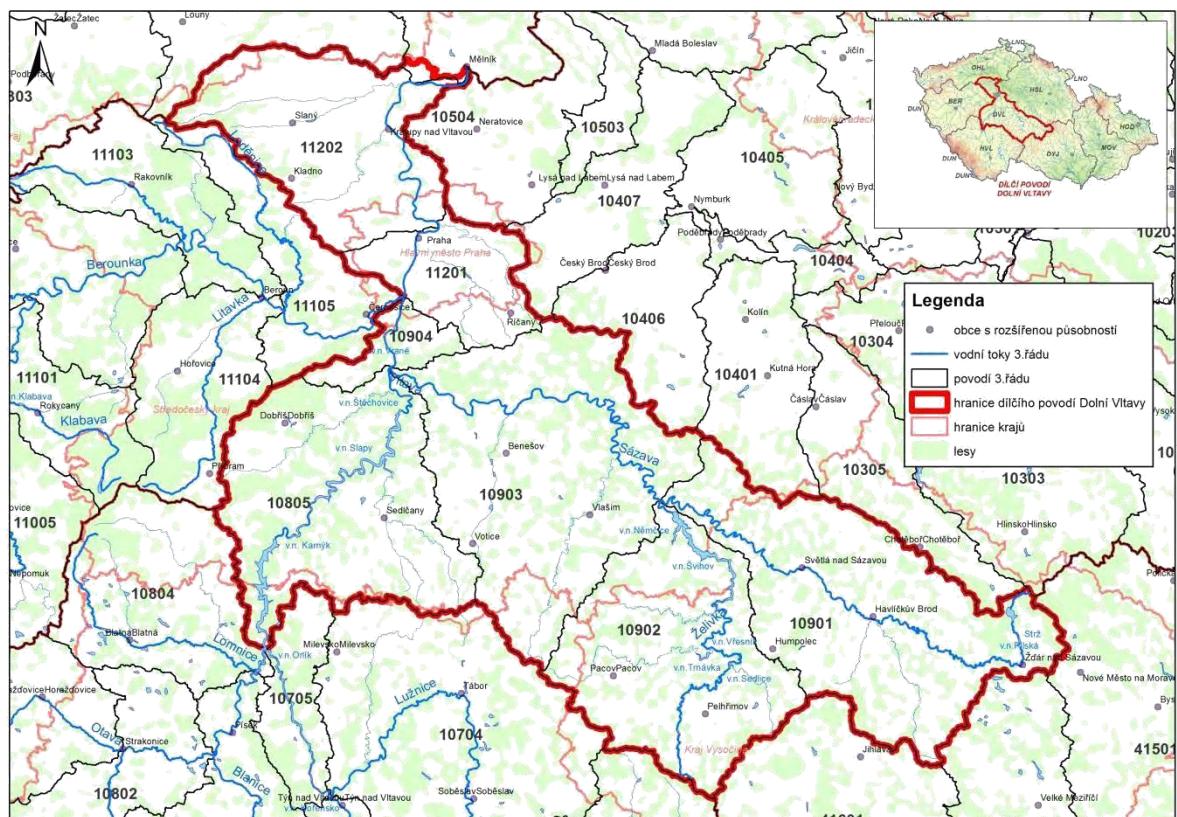
Зм	Арк	№ Докум.	Підпи	Дат

Природні умови

Арк

Від витоку до гирла Янковського потоку Желівку називають Хейловкою, вона веде на висоті 631 м над рівнем моря. Значними притоками є потоки Трнава, Мартиницький та Седліцький зліва, потоки Бела або Янковські - праворуч. На самій річці Желівка лежать водосховища Свіхов, Седліце та Врєсник.

Бланіце джерела на висоті 695 м над рівнем моря. на території села Родна Південночеського краю. вона тече приблизно з півдня на північ, а зліва в Сазаву біля Чеських Штернберків. Площа водозбору 543,7 км<sup>2</sup>, довжина 63,3 км.



Мал 1.3. Карта басейну р. Влтава в Чеській Республіці.

### 1.3 Основні будівельні і господарські умови

#### 1.3.1 Промисловість

Повністю домінуючою економічною одиницею в суббасейні Нижньої Влтави є Прага. Тут створюється ВВП усієї Чехії. Особливо надзвичайною є концентрація сфери послуг (державне управління, торгівля, фінансові послуги, охорона здоров'я, освіта, культура, наукові установи та інші). За останні дводцять років галузь у Празі втратила свою роботу, і проблема її реструктуризації або регенерації великих занедбаних територій зростає. Ця галузь не має значного

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат

Природні умови

Арк

становища в Празі, як в інших регіонах Чехії, але особливо обробна промисловість і тут залишається відносно потужним економічним сектором.

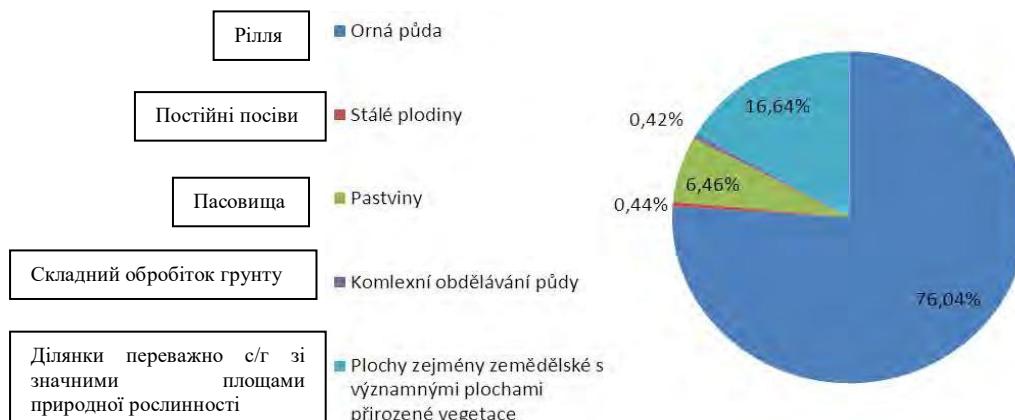
В останні роки важливі промислові центри зі скла, розташовані в Посазаві, зазнали значних проблем. Ці компанії скоротили або припинили свою діяльність. Зараз основним промисловим виробництвом є машинобудування (*Žďas a.s.* у Жярі-над-Сазавою, *METAZ a.s.* у Тинець-над-Сазаво). У Кладно це Сохорова вальківна *TŽ, a.s.* та *STROJÍRNY POLDI, a.s.* а вздовж Влтави над Прагою - Інститут ядерних досліджень у Лежі поблизу Праги, *VUAB Pharma a.s.* Розтоки, Чеська рафінерська *a.s.* Іншими важливими компаніями є *Kovohutě Mníšek, a.s.* та з харчової промисловості, як пивоварня *Velké Popovice a.s.*, *Povltavské Mlékárny a.s.* в Седлчанах або *Marci Čechii s.r.o.* у Порічі над Сазавою. [1, с. 20]

### 1.3.2 Сільське господарство

Верхня частина Сазави є важливим районом вирощування картоплі, в нижній частині, а також у Повлтаві-під-Праго переважають вирощування пшениці, ячменю та ріпаку. Приміське сільське господарство домінує в околицях Праги

- вирощування овочів, квітів та фруктів. На північний схід від Праги також додають вирощування пшениці, ячменю та цукрових буряків.

*AGRO BIO PRO s.r.o.* - одне з найважливіших сільськогосподарських підприємств у нижньому басейні Влтави. (органічне землеробство - рослинництво та тваринництво), *AGRO Sázava a.s.* та *Zemědělské družstvo Trpišovice*.



Зм	Арк	№ Докум.	Підпи	Дат

Природні умови

Арк

Мал 1.4. Відсоткове порівняння органічного землеробства у Чеській Республіці.

### 1.3.3 Транспортна інфраструктура

Історично радіально влаштовані магістральні автомобільні та залізничні транзитні мережі ведуть територією нижнього басейну Влтави від столиці Праги. Дорога автомагістралі D1 Прага - Брно становить приблизно 120 км, а автомагістраль D8 Прага - Усті-над-Лабем - Німеччина - приблизно 18 км. Дорога швидкісної дороги R4 становить 42 км, а швидкісна дорога R7 Прага - Слани - Хомутов - приблизно 17 км.

Найважливішим для залізничного транспорту є 1-й коридор Прага - Усті-над-Лабем (довжина близько 32 км), за яким слідує ділянка Прага - Пардубіце та IV. Коридор Прага - Табор - Чеські Будейовіце - Дольні Дворжиште, де лінія зараз модернізується та оптимізується.

Найважливішим аеропортом у суббасейні є празький міжнародний аеропорт імені Вацлава Гавела (колишній аеропорт Прага-Рузине). Інші аеропорти (Влашім, Несвачали, Кладно, Слани, Кралупи над Влтавою, Одолена вода, Прібрам, Летяни та Точна) мають лише регіональне значення, це переважно спортивні аеропорти з трав'янистими зонами.

У суббасейні Нижньої Влтави судноплавство також представлене. Водний шлях Ельба - Влтава, однак, є єдиним водним шляхом у Чеській Республіці для міжнародних перевезень. Ділянка Слапи - Мельник - 91,5 км є судноплавною, на решті ділянки Влтави є водний шлях, що використовується для суден вантажопідйомністю до 300 тонн. У таблиці I.1.10а наведені довжини та щільність транспортної інфраструктури в басейні нижньої Влтави.

Таблиця 1.1  
Довжина та щільність транспортної інфраструктури в суббасейні Нижньої Влтави

Вказівник	Шосе	Дорога класу 1	Залізничні лінії	Водні шляхи, що використовуються
Довжина (км)	19 4,136	532,7 32	846,72 1	171
Щільність (км/км <sup>2</sup> )	0,019	0,06 6	0,104	0,02

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат

Природні умови

Арк

## Розділ 2

# Водноенергетичні розрахунки ГАЕС.

					ГЕ 61 67 0005 ПЗ		
					Магістерська робота на тему: "Гідроакумулююча електростанція Штеховіце у Чехії. Напівпідземна будівля (Комплексна магістерська робота спільно із студентом Яремчук М.В.)"		
Зм.	Арк.	№ Докум.	Підпис	Дата	<p style="text-align: center;">Водноенергетичні розрахунки ГАЕС</p>		
Розробив	Гавrilovich A.B.				Літера	Аркуш	
Перевірив	Яковлева-Гаврилюк О.М.				а	Аркушів	
Консульт.	Яковлева-Гаврилюк О.М.				НУВГП, кафедра ГЕ, ТЕ та ГМ, ГЕ-61м		
Керівник	Яковлева-Гаврилюк О.М.						
Рецензент	Рябенко О.А						

## **2.1 Розрахунок графіка добового навантаження ГАЕС в режимі часткового вирівнювання графіка добового навантаження енергосистеми.**

Часткове вирівнювання графіка добового навантаження енергосистеми відбувається за умови обмеження одного з параметрів ГАЕС:

- Потужності (в турбінному/в насосному режимі);
- Енергії (розряду/заряду);
- Об'єму (верхнього/нижнього басейну).

За вихідними даними гіdroузла Штеховіце параметром, що обмежує роботу ГАЕС, є об'єм верхнього басейну  $W_{\text{ВБас.обм}}=4,7 \text{ мл.м}^3$  [2, ст. 45]. Влаштування верхнього басейну, його розміри, положення на топографічному плані задаються реальними місцевими умовами, які максимально використовуються для забезпечення енергетичних параметрів ГАЕС. Як правило, природні можливості гідроакумулювання завжди менші потреби в ньому енергосистеми тої чи іншої держави.

Задача часткового вирівнювання добового графіка навантаження енергосистеми вирішується шляхом побудови інтегральної кривої енергії (IKE) енергосистеми та кривої зв'язку потужності енергосистеми від енергії заряду ГАЕС.

Координати графіка добового навантаження енергосистеми Чеської Республіки взяті з відкритих даних енергетичної компанії цієї держави <https://www.ceps.cz/en/services> на дату 14.05.2019, коли спостерігався мінімум навантаження в енергосистемі протягом цієї доби.

Дані подані в таблиці 2.1.

Послідовність побудови цих кривих подана нижче.

За добовим графіком навантаження (див.табл.2.1) записуються рівні навантаження від 0 до  $N_{max}$ , що встановлюються в енергосистемі протягом доби  $N_{i,i}^{EC}$ , млн.кВт. Тоді, обчислюються приrostи потужності між рівнями навантаження

$$\Delta N_i^{EC} = N_i^{EC} - N_{i-1}^{EC}, \text{ млн. кВт} \quad (2.1)$$

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат

де  $N_i^{EC}$ ,  $N_{i-1}^{EC}$  — потужність в енергосистемі відповідно в даній точці і в попередній, млн. кВт.

В наступному рядку визначається тривалість кожного з рівнів навантаження  $\Delta t_i$ , год згідно добового графіка навантаження енергосистеми (див. рис.1.1 лист 2). Обчислюються приrostи енергії між рівнями навантаження

$$\Delta E_i^{EC} = \Delta N_i^{EC} * t_i^{EC}, \text{млн.кВт·год}, \quad (2.2)$$

та координати IKE

$$E_i^{EC} = E_{i-1}^{EC} + \Delta E_i^{EC}, \text{млн.кВт·год}, \quad (2.3)$$

де  $E_{i-1}^{EC}$  — координата IKE в попередній точці, млн. кВт·год;  $\Delta E_i^{EC}$  — приріст енергії в даній точці, млн. кВт·год.

Визначається значення енергії розряду ГАЕС при кожному рівні навантаження

$$E_{pi} = E_{max}^{EC} - E_i^{EC}, \text{млн.кВт·год}, \quad (2.4)$$

де  $E_{max}^{EC}$  — максимальна координата IKE, млн. кВт·год;  $E_i^{EC}$  — координата IKE в даній точці, млн. кВт·год.

Визначається значення енергії заряду ГАЕС при кожному рівні навантаження

$$E_{3i} = N_i^{EC} * 24 - E_i^{EC}, \text{млн.кВт·год}. \quad (2.5)$$

Результати розрахунку координат IKE наведені в таблиці 2.2.

Тоді, будуємо графік добового навантаження енергосистеми (рис.1.1 лист 2), будуємо інтегральну криву енергії IKE енергосистеми  $N^{EC} = f(E^{EC})$  та графік зв'язку рівнів навантаження енергосистеми від енергії заряду ГАЕС  $N^{EC} = f(E_3)$  (див.рис.1.2 лист 2).

За величиною об'єму верхнього басейну ГАЕС Штеховіце  $W_{\text{Бас.обм}}=4,7$  мл.м<sup>3</sup>, що обмежує можливості вирівнювання ГАЕС добового графіка навантаження енергосистеми, розраховуємо значення енергії розряду ГАЕС обмеження за виразом

$$E_{p\text{ обм.}}=2,415 \text{ млн. кВт·год}$$

Тут середній статичний напір визначаємо як

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат		Арк
					Vodnoenergetichni rozrahnki GAES	

$$H_{\text{стат. сер.}} = \downarrow H_{\text{бас макс}} - \frac{h_{\text{справ.}}}{2} - \downarrow H_{\text{бас мін}} \quad (2.6)$$

$$H_{\text{стат. сер.}} = 419 - \frac{4,6}{2} - 200,5 = 216,2 \text{ м}$$

Тоді, розрахунковий напір в турбінному режимі приймаємо меншим на втрати напору, які становлять від статичного напору 2%.

$$H_{\text{п.т. сер.}} = H_{\text{стат.сер.}} - h_w = H_{\text{стат.сер.}} - 0,02 H_{\text{стат.сер.}} = (1-0,02) H_{\text{стат.сер.}} = 0,98 * H_{\text{стат.сер.}} = 0,98 * 216,2 = 211,876 \text{ м}$$

Використовуючи інтегральну криву енергії та задане значення енергії розряду  $E_p \text{ обм.} = 2,415 \text{ млн.кВт}\cdot\text{год}$ , яке обмежує роботу ГАЕС в енергосистемі, визначаємо рівень регулювання піків наступним чином. Від максимального значення IKE вліво відкладаємо в прийнятому масштабі шкали енергії значення енергії розряду обмеження  $E_p \text{ обм.} = 2,415 \text{ млн.кВт}\cdot\text{год}$  і опускаємо вертикаль до перетину з IKE. Отримана точка по горизонталі визначає рівень регулювання піків  $N'_p = 9,146 \text{ млн.кВт}$ .

За заданим значенням енергії розряду і ккд ГАЕС визначаємо необхідну енергію заряду:

$$E_3 = \frac{E_{p,\text{обм.}}}{\eta_{ГАЕС}} = \frac{2,415}{0,76} = 3,177 \text{ млн.кВт}\cdot\text{год..} \quad (2.7)$$

Значення необхідної енергії заряду  $E_3 = 3,177 \text{ млн.кВт}\cdot\text{год}$  відкладаємо в прийнятому масштабі шкали енергії і по вертикалі піднімаємо до перетину із кривою  $N^{EC} = f(E_3)$  (див.рис.1.2. лист 2). Точка перетину по горизонталі визначає рівень регулювання провалів  $N''_p = 8,311 \text{ млн.кВт}$ .

Будуємо добовий графік навантаження ГАЕС в режимі часткового вирівнювання добового графіка навантаження енергосистеми (рис.1.3. лист 2).

Робимо перевірку, визначаючи абсолютні значення піків і провалів навантаження за наступними залежностями

$$N_{\text{т.и}} = N_i^{\text{EC}} - N'_p, \text{ млн.кВт.} \quad (2.8)$$

$$N_{\text{н.и}} = N''_p - N_i^{\text{EC}}, \text{ млн.кВт.} \quad (2.9)$$

Обчислюємо значення енергії розряду ГАЕС за сумою площ піків навантаження (рис. 1.1.).

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат	Арк
					Vodnoenergetichni rozrahnki GAES

$$E_p = \sum N_{\text{т}_i} t_{\text{т}_i} = \sum (N_i^{\text{EC}} - N_p) t_{\text{т}_i}, \text{млн.кВт·год.} \quad (2.10)$$

$$E_p = 2,415 \text{ млн.кВт·год.}$$

Обчислюємо значення енергії заряду ГАЕС за сумою площ провалів навантаження (рис. 1.1.).

$$E_3 = \sum N_{\text{н}_i} t_{\text{н}_i} = \sum (N_p - N_i^{\text{EC}}) t_{\text{н}_i}, \text{млн.кВт·год.} \quad (2.11)$$

$$E_3 = 3,177 \text{ млн.кВт·год.}$$

Тоді, обчислюємо коефіцієнт корисної дії ГАЕС

$$\eta^{\text{ГАЕС}} = \frac{E_p}{E_3} = \frac{2,415}{3,177} = 0,7602. \quad (2.12)$$

Похибка із заданим значенням коефіцієнта корисної дії складає:

$$\delta_{\eta^{\text{ГАЕС}}} = \frac{|\eta_{\text{зад}}^{\text{ГАЕС}} - \eta_{\text{обч}}^{\text{ГАЕС}}|}{\eta_{\text{зад}}^{\text{ГАЕС}}} \cdot 100\% < 1\%. \quad (2.13)$$

$$\delta_{\eta^{\text{ГАЕС}}} = \frac{|0,76 - 0,7602|}{0,76} \cdot 100\% = 0,022\% < 1\%.$$

Так як, похибка в обчисленому і заданому значеннях ккд ГАЕС складає менше 1%, то визначені рівні регулювання піків  $N'_p = 9,146 \text{ млн.кВт}$  та провалів  $N''_p = 8,311 \text{ млн.кВт}$  є допустимим для побудови добового графіка навантаження ГАЕС при частковому вирівнюванні добового графіка навантаження енергосистеми.

За обчисленими значеннями потужності ГАЕС протягом доби за залежностями (2.12) і (2.13) будуємо добовий графік навантаження ГАЕС  $N^{\text{ГАЕС}} = f(t)$  при частковому вирівнюванні добового графіка навантаження енергосистеми (див. рис. 1.3).

## 2.2 Побудова хронологічних режимних графіків роботи ГАЕС

Основними параметрами ГАЕС, які необхідні для підбору основного обладнання ГАЕС, і які змінюються в процесі роботи ГАЕС в обох режимах – турбінному і насосному, є:

- потужність;
- енергія;
- об'єм басейну;
- напір;

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат

- витрата.

Побудову хронологічних режимних графіків виконуємо у наступній послідовності:

Використовуючи добовий графік навантаження ГАЕС в режимі часткового вирівнювання (рис.1.3), розраховуємо значення приведених потужностей в турбінному і насосному режимах за залежностями:

$$N_{\text{пр.т.}i} = \frac{N_{\text{т.}i}}{\eta_{\text{т}}^{\text{ГАЕС}}} \quad \text{i} \quad N_{\text{пр.н.}i} = N_{\text{н.}i} \eta_{\text{н}}^{\text{ГАЕС}}, \text{млн.кВт}, \quad (2.14)$$

де  $N_{\text{т.}i}$ ,  $N_{\text{н.}i}$  — фактичні значення потужностей ГАЕС протягом доби відповідно в турбінному і насосному режимах, млн. кВт;  $\eta_{\text{т}}^{\text{ГАЕС}}$ ,  $\eta_{\text{н}}^{\text{ГАЕС}}$  — відповідно значення кКД ГАЕС в турбінному і насосному режимах. Дані розрахунків приведені в таблиці 2.3.

За даними таблиці 2.3. будуємо графік зміни приведених потужностей в турбінному і насосному режимах ГАЕС  $N_{\text{пр.т.,н.}}=f(t)$  (див. рис. 1.4 лист 3).

Для побудови графіка зміни приведених енергій розряду і заряду ГАЕС в часі  $E_{\text{пр.р.з.}}=f(t)$  (рис.1.5, лист 3) користуємося попереднім графіком зміни приведених потужностей в турбінному і насосному режимах ГАЕС  $N_{\text{пр.т.,н.}}=f(t)$  (рис.1.4), на якому площі фігур є значеннями потенційних енергій розряду і заряду, які акумульовані у об'ємі води, що в ідеальній системі без врахування втрат перетікає з верхнього басейну в нижній і, навпаки. Значення графіку  $E_{\text{пр.р.з.}}=f(t)$  розраховуємо, виходячи з міркувань, що на початок турбінного режиму максимальне значення енергії розряду ГАЕС акумульоване в об'ємі води верхнього басейну і в процесі роботи в турбінному режимі поступово спрацьовується (площі фігур приведених потужностей турбінного режиму віднімаємо від попереднього значення), а в насосному режимі об'єм води накопичується у верхньому басейні, а, отже, енергія розряду зростає (площі фігур приведених потужностей насосного режиму додаємо до попереднього значення).

Максимальне значення приведеної енергії розряду дорівнює максимальному значенню приведеної енергії заряду і розраховується як

$$E_{\text{пр.р.макс}} = \sum N_{\text{пр.т.}i} \cdot t_{\text{т.}i} = E_{\text{пр.з.макс}} = \sum N_{\text{пр.н.}i} \cdot t_{\text{н.}i} \text{ млн.кВт·год} \quad (2.15)$$

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат	Арк
					Vodnoenergetichni rozrahnki GAES

де  $N_{\text{пр.т.и}}$ ,  $N_{\text{пр.н.и}}$  — значення приведених потужностей ГАЕС протягом доби відповідно в турбінному і насосному режимах, млн.  $kVt$ ;  $t_{\text{т.и}}$ ,  $t_{\text{н.и}}$  — відповідно тривалість роботи ГАЕС з окремими значеннями приведених потужностей в турбінному і насосному режимах протягом доби, год. Дані розрахунків приведені в таблиці 2.4.

За даними таблиці 2.4. будуємо графік зміни приведених енергій розряду і заряду ГАЕС в часі  $E_{np,p,z}=f(t)$  (рис.1.5, лист 3).

Використовуючи значення попереднього графіку  $E_{np,p,z}=f(t)$  (рис.1.5), розраховуємо координати графіка зміни об'ємів води у верхньому і нижньому басейнах ГАЕС  $W_{B\text{Bac}, H\text{Bac}}=f(t)$  (рис.1.6), застосовуючи наступні формули зв'язку між параметрами ГАЕС,

$$W_{B\text{Bac i}} = \frac{367E_{\text{пр.р.и}}}{H_{\text{п.т.sep}}} \quad \text{i} \quad W_{B\text{Bac i}} = \frac{367E_{\text{пр.з.и}}}{H_{\text{п.н.sep}}}, \text{млн.}m^3 \quad (2.16)$$

$$W_{B\text{Bac i}} = \frac{367}{211,876} \cdot E_{\text{пр.р.и}} = 1,732 \cdot E_{\text{пр.р.и}} \text{ i}$$

$$W_{B\text{Bac i}} = \frac{367}{220,524} \cdot E_{\text{пр.з.и}} = 1,664 \cdot E_{\text{пр.з.и}}, \text{млн.}m^3$$

де  $E_{\text{пр.р.и}}$ ,  $E_{\text{пр.з.и}}$  — значення приведених енергій розряду і заряду ГАЕС протягом доби, млн.  $kVt \cdot \text{год}$ ;  $H_{\text{п.т.sep}}$ ,  $H_{\text{п.н.sep}}$  — відповідно значення середніх розрахункових напорів ГАЕС в турбінному і насосному режимах протягом доби, м. Значення середніх розрахункових напорів ГАЕС розраховуємо із врахуванням втрат напору  $h_w$ , які приймаємо у розмірі 2% від середнього статичного напору  $H_{cstat.sep}$ . Тоді, для насосного режиму значення середнього розрахункового напору обчислюємо як

$$H_{\text{п.н.sep}} = H_{cstat.sep} + h_w = H_{cstat.sep} + 0,02 H_{cstat.sep} = (1+0,02) H_{cstat.sep} = 1,02 * H_{cstat.sep} = 1,02 * 216,2 = 220,524 \text{ м.}$$

Дані розрахунків приведені в таблиці 2.5.

За даними таблиці 2.5. будуємо графік зміни об'ємів води у верхньому і нижньому басейнах ГАЕС в часі  $W_{B\text{Bac}, H\text{Bac}}=f(t)$  (рис.1.6, лист 3).

Для визначення координат графіка зміни рівнів води у верхньому і нижньому басейнах ГАЕС в часі  $Z_{B\text{Bac}, H\text{Bac}}=f(t)$  (рис.1.7), будуємо допоміжні графіки — графік зв'язку рівнів від об'ємів води у верхньому басейні ГАЕС  $Z_{B\text{Bac}}=f(W_{B\text{Bac}})$  і графік зв'язку рівнів від об'ємів води у нижньому басейні ГАЕС  $Z_{H\text{Bac}}=f(W_{H\text{Bac}})$  в

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат	Арк
					Vodnoenergetichni rozrahnki GAES

програмному середовищі Excel та додаємо рівняння лінії тренду. Виходячи із обмежених вихідних даних, приймаємо, що при рівні РМО об'єм у басейні дорівнює 0, а при рівні НПР – об'єм у басейні максимальний. Отже, зміна рівнів води залежно від зміни об'ємів матиме лінійну залежність. За рівнянням лінії тренду  $Z_{B\text{Bac}}=f(W_{B\text{Bac}})$   $y=0,9787x + 414,4$  розраховуємо значення координат графік зміни рівнів води у верхньому басейні ГАЕС в часі  $Z_{B\text{Bac}}=f(t)$  (див. табл.2.6). Так як нижній басейн ГАЕС Штеховіце є водосховищем ГЕС Вране, що розташована нижче за течією р.Влтава, то в кіому підтримується постійний рівень НПР 200,50 м. Тоді будуємо графік зміни рівнів води у верхньому і нижньому басейнах ГАЕС в часі  $Z_{B\text{Bac}, H\text{Bac}}=f(t)$  (рис.2.4) за відповідними координатами графіка зміни об'ємів (рис.2.3) на кожну годину і відповідними цим значенням об'ємів рівнями води. Розрахунки зводимо у таблицю 2.6.

За даними таблиці 2.6. будуємо графік зміни рівнів води у верхньому і нижньому басейнах ГАЕС в часі  $Z_{B\text{Bac}, H\text{Bac}}=f(t)$  (рис.2.4).

Використовуючи значення зміни рівнів води, розраховуємо значення зміни напорів статичних і розрахункових за наступними залежностями

$$H_{c\text{stat. } i} = Z_{B\text{Bac } i} - Z_{H\text{Bac } i}, \text{м;} \quad (2.17)$$

$$H_{m. i} = H_{c\text{stat. } i} - h_w, \text{м;} \quad (2.18)$$

$$H_{n. i} = H_{c\text{stat. } i} + h_w, \text{м;} \quad (2.19)$$

Дані координат зміни середніх і розрахункових напорів зводимо у таблицю 2.7.

За даними таблиці 2.7. будуємо графік зміни статичних напорів ГАЕС нижньому басейнах ГАЕС в часі  $H_{c\text{stat.}}=f(t)$  і розрахункових напорів ГАЕС  $H_{m,n}=f(t)$  (рис.2.5).

Використовуючи значення добового графіка навантаження ГАЕС  $N_{m,n}=f(t)$  (рис.1.6) та графіка зміни розрахункових напорів ГАЕС  $H_{m,n}=f(t)$  (рис.2.5), обчислюємо значення витрат, що споживає ГАЕС у турбінному і насосному режимах, за залежностями

$$Q_{T i} = \frac{N_{T i}}{9,81 H_{c\text{sep. } T i} \cdot \eta_T^{\text{ГАЕС}}}, \text{м}^3/\text{с}; \quad (2.20)$$

$$Q_{H i} = \frac{N_{H i} \cdot \eta_H^{\text{ГАЕС}}}{9,81 H_{c\text{sep. } H i}}, \text{м}^3/\text{с}, \quad (2.21)$$

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат	Арк
					Водноенергетичні розрахунки ГАЕС

де  $N_{T,i}$ ,  $N_{H,i}$  – відповідно фактичні значення потужностей в турбінному і насосному режимах,  $kNm$ ;  $H_{sep.T,i}$ ,  $H_{sep.H,i}$  – відповідно середні напори на  $i$ -тому режимі роботи ГАЕС, м. Середні напори розраховуємо як  $H_{p.sep.} = (2*H_{p,min} + H_{p,max})/3$ , м. Дані розрахунків зводимо у таблицю 2.8.

За даними таблиці 2.8. будуємо графік зміни витрат, що споживає ГАЕС у турбінному і насосному режимах,  $Q_{m,H} = f(t)$  (рис.2.6).

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат

## Розділ 3

### Підбір основного обладнання.

Зм.	Арк.	№ Докум.	Підпис	Дата
Розробив	Гавrilovich A.B.			
Перевірив	Яковleva-Gavriluk O.M.			
Консульт.	Яковleva-Gavriluk O.M.			
Керівник	Яковleva-Gavriluk O.M.			
Рецензент	Рябенко О.А.			

ГЕ 61 67 0005 ПЗ		
Магістерська робота на тему: "Гідроакумулююча електростанція Штеховіце у Чехії. Напівпідземна будівля (Комплексна магістерська робота спільно із студентом Яремчук М.В.)"		
Підбір основного обладнання	Літера	Аркуш
	a	16
НУВГП, кафедра ГЕ, ТЕ та ГМ, ГЕ-61м		

### 3.1 Підбір радіально-осьової насос-турбіни за номенклатурними даними

За даними водноенергетичних розрахунків (ВЕР) відомо прогнозні параметри ГАЕС в обох режимах, які будуть встановлюватись, згідно роботи ГАЕС за добовим графіком навантаження. Підбір оборотної гіdraulічної турбіни – радіально-осьової насос-турбіни виконується із врахуванням наступних даних ВЕР: максимальні потужності в турбінному і насосному режимах  $N_{m\max} = 0,431 \text{ млн.кВт}$  і  $N_{n\max} = 0,631 \text{ млн.кВт}$ ; мінімальні і максимальні розрахункові напори в обох режимах  $H_{p.m.\min} = 209,623 \text{ м}$ ,  $H_{p.m.\max} = 214,131 \text{ м}$ ,  $H_{p.n.\min} = 218,179 \text{ м}$ ,  $H_{p.n.\max} = 222,871 \text{ м}$ ; витрати мінімальна і максимальна в насосному режимі  $Q_{n\min} = 54,621 \text{ м}^3/\text{с}$  і  $Q_{n\max} = 243,893 \text{ м}^3/\text{с}$ .

За діапазоном зміни напорів ГАЕС в насосному режимі, згідно ВЕР, від  $H_{p.n.\min} = 218,179 \text{ м}$  до  $H_{p.n.\max} = 222,871 \text{ м}$  приймаємо з номенклатурного ряду тип ОРО 230 [МВ 02-04-26] (за рядком 1, де приведено діапазон допустимих напорів для даного типу РК). Основні параметри РК приведені в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1.

Основні параметри ОРО-230

№	Параметр	Значення
1	Діапазон напорів, ( $H_{min}^n, H_{max}^n$ )	160....230
2	Коефіцієнт швидкохідності, $n_s^n, \text{об/хв}$	160....140
3	Внутрішній діаметр робочого колеса $\overline{D}_2 = D_2/D_1$	0,68....0,6
4	Висота напрямного апарату $\overline{b}_0 = b_0/D_1$	0,11
5	Приведена частота обертання при $\eta_{n\max}$ $n'_{1,n,\text{опт}}, \text{об/хв}$	92....84
6	Приведена витрата при $\eta_{n\max}$ , $Q'_{1,n,\text{опт}}, \text{м}^3/\text{с}$	0,25....0,19
7	Максимальний коефіцієнт кавітації $\sigma_{n\max}$	0,19....0,16
8	Діаметр розташування осей повороту лопаток напрямного апарату $\overline{D}_0 = D_0/D_1$	1,2
9	Діаметр входних кромок статорних колон $D_a, \text{м}$	$D_a =$ $= (1,3 + 0,00067H_{t,\max})D$
10	Висота робочого колеса $b_2, \text{м}$	$b_2 = (5,4 \dots 5,8) \cdot 10^{-3} n_{st}^{0,8}$
11	Коефіцієнт швидкохідності в турбінному режимі $n_s^t, \text{об/хв}$	$n_s^t = (1200 \dots 1500)/H_{t,\max}^{0,4}$

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат	Підбір основного обладнання	Арк

Приймаємо кількість оборотних машин за умовою оптимального регулювання агрегатів ГАЕС за наступною залежністю:

$$z_a = \frac{Q_{\text{н.макс}}}{Q_{\text{н.мін}}} = \frac{510,243,893}{54,621} = 4,47 \text{ шт.}$$

де  $Q_{\text{н.мін}}=54,621 \text{ м}^3/\text{с}$  і  $Q_{\text{н.макс}}=243,893 \text{ м}^3/\text{с}$  – мінімальна і максимальна витрати ГАЕС в насосному режимі з графіка  $Q_{\text{н.н}}=f(t)$  (рис.2.6). Для регулювання режимів ГАЕС достатньо 5-ти агрегатів. Проте, з іншої сторони, для ефективної роботи ГАЕС в енергосистемі одинична потужність агрегату не повинна перевищувати 250 МВт. Отже, за умов регулювання енергосистеми

$$z_a = \frac{N_{\text{н.макс}}}{250} = \frac{0,631*1000}{250} = 2,52 \text{ шт.}$$

Приймаємо  $Z_a = 5$  агрегати ОРО 230.

Перевіряємо допустимі межі коливання напорів для даного типу ОРО 230:

$$\frac{H_{\text{н.мін}}}{H_{\text{н.макс}}} = 0,7 \dots 0,9, \quad \frac{H_{\text{н.мін}}}{H_{\text{н.макс}}} = \frac{218,179}{222,871} = 0,97 \approx 0,9. - \text{перевірка 1}$$

$$2(H_{\text{н.макс}} - H_{\text{н.мін}})/(H_{\text{н.макс}} + H_{\text{н.мін}}) \leq 0,07 n_s^{0,25};$$

$$2(222,871 - 218,179)/(222,871 + 218,179) \leq 0,07 \cdot 160^{0,25};$$

$$0,021 \leq 0,249 — \text{перевірка 2.}$$

Усі умови допустимості застосування ОРО 230 виконуються.

Визначаємо синхронну частоту обертів насос-турбіни .

Обчислюємо за такою залежністю :

$$n = \frac{n_{s,h} H_{n.p.}^{3/4}}{3,65 \sqrt{Q_{a.n.p.}}} = \frac{160 \cdot 184,1^{3/4}}{3,65 \sqrt{102,09}} = 216,3 \text{ об/хв},$$

де  $n_{s.h.}$  – коефіцієнт швидкохідності в насосному режимі ( $n_{s.h.}= 160 \text{ об/хв}$  з табл..3.1.);  $Q_{a.n.p.}$  – витрата одного агрегату. Визначаємо як

$$Q_{a.n.p.} = \frac{Q_{\text{н.макс}}}{Z_a} = \frac{243,893}{5} = 48,78 \text{ м}^3/\text{с},$$

де  $Q_{\text{н.макс}}=243,893 \text{ м}^3/\text{с}$  – максимальна подача ГАЕС в насосному режимі (див. рис. 2.6.). Приймаємо наступне більше стандартне значення синхронної частоти обертання  $n_o=333,3 \text{ об/хв}$  [4, с.19].

Обчислюємо значення діаметру робочого колеса за формулою:

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат	Підбір основного обладнання	Арк

$$D_1 = \frac{n'_{I_{\text{н.опт}}} \sqrt{H_{\text{н.р.}}}}{n_0} = \frac{92 \sqrt{222,871}}{333,3} = 4,12 \text{ м.}$$

де  $n'_{I_{\text{н.опт}}}$  – приведена частота обертання ( $n'_{I_{\text{н.опт}}} = 92 \text{ об/хв}$  з табл.3.1).

Приймаємо робоче колесо стандартним діаметром, кратним 5 см  $D_1=410 \text{ см}=4,1 \text{ м.}$

Обчислюємо значення приведеної розрахункової витрати у насосному режимі за формулою:

$$Q'_{I_{\text{н.р.}}} = (1,15 \dots 1,25) Q'_{I_{\text{н.опт.}}} = 1,25 \cdot 0,24 = 0,30 \text{ м}^3/\text{с.}$$

Визначаємо витрату одного агрегату у насосному режимі за формулою:

$$Q_{\text{ан}} = Q'_{I_{\text{н.р.}}} D_1^2 \sqrt{H_{\text{н.р.}}} = 0,30 \cdot 4,1^2 \sqrt{222,871} = 75,29 \text{ м}^3/\text{с.}$$

Обчислюємо потужність одного агрегату в насосному режимі за залежністю:

$$N_{\text{ан}} \frac{9,81 Q_{\text{ан}} H_{\text{н.р.}}}{\eta_{\text{н}}^{\text{ГАЕС}}} = \frac{9,81 \cdot 75,29 \cdot 222,871}{0,854} = 192743,8 \text{ кВт} = 192,74 \text{ МВт.}$$

Обчислюємо значення потужності ГАЕС у насосному режимі за формулою:

$$N_{\text{н}}^{\text{ГАЕС}} = Z_{\text{а}} \cdot N_{\text{ан}} = 5 \cdot 192,74 = 963,72 \text{ МВт.}$$

Перевіримо, як обладнання ОРО 230 у кількості 5 агрегатів забезпечує покриття добового графіка навантаження ГАЕС у насосному режимі.

$$N_{\text{н}}^{\text{ГАЕС}} \geq N_{\text{н.макс.}}$$

$963,72 \text{ МВт} > 631 \text{ МВт}$ , де  $N_{\text{н.макс.}} = 0,631 \text{ млн.кВт}$  – максимальна потужність ГАЕС в насосному режимі протягом доби (див. рис.1.6).

Оцінюємо перевантаження ГАЕС в насосному режимі, тобто наскільки більше запас потужності обладнання за необхідний максимум потужності протягом доби.

$$\Delta N_{\text{н.перев.}}^{\text{ГАЕС}} = N_{\text{н}}^{\text{ГАЕС}} - N_{\text{н.макс.}}^{\text{ГАЕС}} = 963,72 - 631 = 332,72 = 332,7 \text{ МВт.}$$

Доцільний запас в потужності за обладнанням не повинен перевищувати  $1/3$  потужності одного агрегату в насосному режимі, тобто

$$\Delta N_{\text{н.перев.}}^{\text{ГАЕС}} \leq \frac{1}{3} N_{\text{ан.}}$$

Так як,  $\Delta N_{\text{н.перев.}}^{\text{ГАЕС}} = 332,72 \text{ МВт} > \frac{1}{3} N_{\text{ан.}} = 64,2 \text{ МВт}$ . Отже, 5 агрегати ОРО 230 з  $D_1=4,1 \text{ м}$  і  $n_0=333,3 \text{ об/хв}$  оптимально забезпечують покриття добового графіка навантаження ГАЕС в насосному режимі.

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат	Підбір основного обладнання	Арк

Перевіримо, як обладнання ОРО 230 у кількості  $Z_a = 5$  агрегати забезпечує покриття добового графіка навантаження ГАЕС у турбінному режимі.

За графіком зміни напорів визначаємо розрахунковий напір у турбінному режимі.

$$H_{\text{т.р.}} = \frac{H_{\text{т.макс}} + 2H_{\text{т.мін}}}{3} = \frac{214,131 + 2 \cdot 209,623}{3} = 211,126 \text{ м.}$$

Обчислюємо значення приведеної оптимальної витрати у турбінному режимі, яку приймаємо на 2..5% більшою за оптимальну приведену витрату в насосному режимі

$$Q'_{I_{\text{т.опт.}}} = (1,02 \dots 1,05) Q'_{I_{\text{н.опт.}}} = 1,05 \cdot 0,24 = 0,252 \text{ м}^3/\text{с.}$$

Тоді, приведена розрахункова витрата в турбінному режимі складає

$$Q'_{I_{\text{т.р.}}} = (1,15 \dots 1,25) Q'_{I_{\text{т.опт.}}} = 1,25 \cdot 0,252 = 0,315 \text{ м}^3/\text{с.}$$

Визначаємо витрату одного агрегату у турбінному режимі за формулою:

$$Q_{\text{ат}} = Q'_{I_{\text{т.р.}}} D_1^2 \sqrt{H_{\text{т.р.}}} = 0,315 \cdot 4,1^2 \sqrt{211,126} = 76,939 \text{ м}^3/\text{с.}$$

Обчислюємо потужність одного агрегату в турбінному режимі за залежністю:

$$N_{a.\text{т}} = 9,81 Q_{a.\text{т}} H_{\text{т.р.}} \eta_{\text{т}}^{\text{ГАЕС}} = 9,81 \cdot 76,939 \cdot 211,126 \cdot 0,89 =$$

143842,54кВт=143,843 МВт.

Обчислюємо значення потужності ГАЕС у турбінному режимі за формулою:

$$N_m^{\text{ГАЕС}} = Z_a \cdot N_{a.m} = 5 \cdot 143,843 = 719,213 \text{ МВт.}$$

Виконуємо перевірку, як обладнання ОРО 230 у кількості 5 агрегатів забезпечує покриття добового графіка навантаження ГАЕС у турбінному режимі

$$N_m^{\text{ГАЕС}} \geq N_{m.\text{макс.}}^{\text{ГАЕС}}$$

$N_m^{\text{ГАЕС}} = 719,213 \text{ МВт} > N_{m.\text{макс.}}^{\text{ГАЕС}} = 413 \text{ МВт}$ , тобто умова виконується і нам не потрібні додаткові прямі агрегати ГАЕС.

Для розрахунку пункту 3.2 визначаємо параметри ОРО 230 варіант із кількістю для  $z = 6$  агрегатів. Розрахунки приведено в табличній формі таблиця 3.2.

Таблиця 3.2  
Основні параметри ОРО 230 для кількості агрегатів  $z=5$  і  $6$

№ з/п	Параметр	Позначення, одиниця вимірювання	Кількість агрегатів	
			5	6
Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат

Підбір основного обладнання

Арк

1	Частота обертів (синхронна)	$n, \text{об/хв}$	362,037	396,591
2	Витрата одного агрегату	$Q_{a.h.p.} \text{м}^3/\text{с}$	48,78	40,65
3	Стандартне значення синхронної частоти обертання	$n_0, \text{об/хв}$	333,3	428,6
4	Діаметр робочого колеса (стандартний)	$D_1, \text{м}$	4,10	3,20
5	Приведена розрахункова витрата у насосному режимі	$Q_{I' h.p.} \text{м}^3/\text{с}$	0,30	0,30
6	Витрата одного агрегату	$Q_{a.h.} \text{м}^3/\text{с}$	75,29	45,86
7	Потужність одного агрегату	$N_{a.h.} \text{МВт}$	192,74	117,41
8	Потужність ГАЕС в насосному режимі	$N^{ГАЕС}_{h.} \text{МВт}$	963,72	704,47
9	Приведена оптимальна витрата у турбінному режимі	$Q_{I'm.} \text{м}^3/\text{с}$	0,252	0,252
10	Приведена розрахункова витрата у турбінному режимі	$Q_{I'm.p.} \text{м}^3/\text{с}$	0,315	0,315
11	Витрата одного агрегату	$Q_{a.m.} \text{м}^3/\text{с}$	76,932	46,868
12	Потужність одного агрегату	$N_{a.m.} \text{МВт}$	143,843	87,623
13	Потужність ГАЕС в турбінному режимі	$N^{ГАЕС}_{m.} \text{МВт}$	719,213	280,395

Ці дані будуть вихідними для розрахунку пункту 3.2. Техніко-економічне обґрунтування оптимальної кількості агрегатів ГАЕС.

Визначимо відмітку робочого колеса ОРО 230 за насосним режимом:

$$\downarrow PK = \downarrow H_{\text{Бас}_{min}} + H_S = 200,5 - 53,8 = 146,8 \text{ м},$$

де  $H_S$  – висота відсмоктування, яка обирається за залежністю :

$$H_S = 10 - K \sigma_{H_{\max}} H_{\max} - \frac{\downarrow H_{\text{Бас}_{min}}}{900} = \\ = 10 - 1,5 \cdot 0,19 \cdot 22,871 - \frac{200,5}{900} = -53,8 \text{ м.}$$

З невеликим кавітаційним запасом остаточно приймаємо відмітку осі робочого колеса ОРО 230  $\downarrow PK = 146,5 \text{ м.}$

### 3.2 Техніко-економічне обґрунтування оптимальної кількості агрегатів

При техніко-економічному обґрунтуванні кількості оборотних агрегатів ГАЕС для кожного з варіантів, що порівнюються визначають потужність агрегату

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат	Підбір основного обладнання		Арк

в турбінному режимі, а також параметри і габарити турбін, генераторів, трансформаторів, габарити будівлі ГАЕС і підраховують капіталовкладення і щорічні витрати. При детальних розрахунках порівняння варіантів виконується за даними повних проектних розробок з врахуванням усіх вартісних показників, що змінюються зі зміною кількості агрегатів ГАЕС.

Враховуючи, що основними складовими вартості ГАЕС, які залежать від кількості агрегатів, є вартість основного силового обладнання (*турбіни, генератора, трансформатора*) будівельної частини будівлі ГАЕС (укладання бетону, виїмки ґрунту), то на попередніх стадіях проектування за завданням магістерської роботи можна обмежитись врахуванням лише вищевказаних складових витрат.

Критерієм оптимальності варіантів, що порівнюються, приймаємо мінімум сумарної питомої вартості агрегатного блоку ГАЕС на 1 МВт установленої потужності  $V_{\text{сум.пит}} = \text{у.о}/\text{МВт}$

$$V_{\text{сум.пит}} = V_{\text{пит.обл}} + V_{\text{пит.буд}} \Rightarrow \min.$$

Техніко-економічні розрахунки проводимо в наступній послідовності.

1. Приймаємо 2 варіанти кількості агрегатів ГАЕС  $Z=5$  і 6 агрегатів ГАЕС і визначаємо потужність турбіни для кожного (див. пункт 3.1).

де  $Z$  – прийнята кількість агрегатів ГАЕС.

Для  $Z=5$  шт.  $N_t = 143,84 \text{ МВт};$

Для  $Z=6$  шт.  $N_t = 87,62 \text{ МВт};$

2. За потужністю турбіни і розрахунковим напором  $H_{k,p} = 211,126 \text{ м}$ , використовуючи частковий графік області застосування турбіни РО 230, визначаємо діаметр робочого колеса гідротурбіни  $D_1$ , синхронне число обертів  $n_o$  і висоту відсмоктування  $h_S$  [5, с.21, Д1]. Власне це вже описано в пункті 3.1, але тут повторимо...

для  $Z=5$  шт.  $D_1 = 4,1 \text{ м}; n_o = 333,3 \text{ об/хв.};$

для  $Z=6$  шт.  $D_1 = 3,2 \text{ м}; n_o = 428,6 \text{ об/хв.};$

3. За номограмами наведеними в [6, с.24-25, Д6, Д7] в залежності від діаметру робочого колеса  $D_1$  визначаємо масу гідротурбін  $G_t$  та питому вартість гідротурбін  $V_{\text{пит.т.}}$ , тис.у.о./т:

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат	Підбір основного обладнання	Арк

для Z=5 шт G<sub>t</sub>= 330т і Впит.т= 1,090 тис.у.о./т; для Z=6 шт G<sub>t</sub>= 220т і Впит.т= 1,325 тис.у.о./т.

Тоді вартість гідротурбін складає:

1-й варіант Вт= G<sub>t</sub>· Впит.т= 330\*1,090=359,70 тис.у.о. (Z=5);.

2-й варіант Вт=220\*1,325=291,50 тис.у.о. (Z=6);

4. Генератор підбираємо за синхронною частотою обертання n<sub>0</sub>, об/хв та активною потужністю генератора S:

$$N_e = N_{TO} \cdot \eta_e = 143,84 \cdot 0,97 = 139,53 \text{ МВт}, (\text{Z}=5) \text{ для усіх варіантів}$$

де N<sub>to</sub> – номінальна потужність турбіни, η<sub>e</sub> – ККД генератора який приймаємо η<sub>e</sub>=0,97.

Номінальна повна потужність генератора

$$S_g = N_g / \cos\phi = 139,53 / 0,85 = 164,15 \text{ МВ·А}$$

де cosφ =0,85- коефіцієнт потужності при S<sub>g</sub> = 164,15 МВ·А та cosφ =0,8 – коефіцієнт потужності при S<sub>g</sub> = 106,24 МВ·А.

$$N_g = 87,62 * 0,97 = 84,99 \text{ МВт}, S_g = 84,99 / 0,8 = 106,24 \text{ МВ·А}; n_0 = 428,6 \text{ об/хв}$$

За номограмами наведеними в [6, с.62, Д12.1] в залежності від потужності S<sub>g</sub>, МВ·А та синхронною частотою обертання n<sub>0</sub>=333,3 об/хв, об/хв визначаємо масу генератора G<sub>g</sub> та питому вартість генератора Впит.г, тис.у.о./т:

для Z=5 шт G<sub>g</sub>= 750 т і Впит.г= 1,030 тис.у.о./т; для Z=6 шт G<sub>g</sub>= 470 т і Впит.т= 1,0306 тис.у.о./т. Тоді, вартість гідрогенераторів складає

$$B_g = G_g \cdot Впит.г = 750 * 1,030 = 772,50 \text{ тис.у.о. (Z=5);}$$

$$B_g = 470 * 1,030 = 484,10 \text{ тис.у.о. (Z=6);}$$

5. Підбір трансформаторів виконуємо за каталогом трансформаторів [5, с.66-69, Д13]:

ТДЦГ -20000/220 для кількості агрегатів Z=5, ТДЦГ -200000/220 для кількості агрегатів Z=6. За номограмами [5, с.71, Д14.2] в залежності від S<sub>tr</sub>, МВ·А та напрузі на виводах визначаємо вартість трансформатора Втр=205 тис.у.о. для кількості агрегатів Z=5, Втр=150 тис.у.о. для кількості агрегатів Z=6.

6. Знаходимо сумарну вартість обладнання агрегатного блоку ГАЕС

$$B_{обл} = B_m + B_g + B_{tr} = 359,70 + 772,50 + 205 = 1337,20 \text{ тис.у.о для Z=5;}$$

$$B_{обл} = B_m + B_g + B_{tr} = 291,50 + 484,10 + 150 = 925,60 \text{ тис.у.о для Z=6;}$$

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат	Підбір основного обладнання	Арк

7. Визначаємо об'єм бетону в будівельній частині агрегатного блоку будівлі ГАЕС

$$W_{бл} = (BLH), \text{ тис.м}^3$$

де в першому наближенні приймаємо наступні розміри агрегатного блоку будівлі ГАЕС:  $B=4D_1$  — ширина,  $L=6D_1$  — довжина,  $H=4D_1$  — висота, м. Тоді для 3-ох варіантів агрегатного блоку будівлі ГАЕС, що розглядаються:

$$W_{бл} = 4*4,1*6*4,1*4*4,1 = 6,62 \text{ тис.м}^3 \text{ для } Z=5;$$

$$W_{бл} = 4*3,2*6*3,2*4*3,2 = 3,15 \text{ тис.м}^3 \text{ для } Z=6;$$

Використовуючи укрупнений показник вартості бетону  $V_{бет}=27,4 \text{ у.о./м}^3$  прийнятий за [6, с.77, Д18а], знаходимо вартість бетону будівельної частини будівлі агрегатного блоку ГАЕС:

$$V_{бл} = W_{бл} \cdot V_{бет} = 6,62*27,4 = 181,29, \text{ тис.у.о для } Z=5;$$

$$V_{бл} = W_{бл} \cdot V_{бет} = 3,15*27,4 = 86,19, \text{ тис.у.о для } Z=6;$$

8. Визначаємо об'єм і вартість виїмки ґрунту під траншеїного типу блока ГАЕС:

$$V_{к} = W_{бл} \cdot V_{гр}, \text{ тис.у.о}$$

де  $V_{гр}=20,8 \text{ у.о/м}^3$  — укрупнений показник вартості виїмки ґрунту для класу ґрунтів скельних XII прийнятий за [6, с.78, Д18в].

$$V_{к} = 6,62 * 20,8 = 137,62 \text{ тис.у.о для } Z=5;$$

$$V_{к} = 3,15 * 20,8 = 65,43 \text{ тис.у.о для } Z=6;$$

9. Знаходимо сумарну вартість будівельної частини агрегатного блоку будівлі ГАЕС

$$V_{буд} = V_{бл} + V_{к} = 181,29 + 137,62 = 318,91 \text{ тис.у.о для } Z=5;$$

$$V_{буд} = V_{бл} + V_{к} = 86,19 + 65,43 = 151,62 \text{ тис.у.о для } Z=6;$$

10. Усі показники зводимо в таблицю 3.3 і обчислюємо сумарну питому вартість агрегатного блоку ГАЕС віднесену до 1 МВт уточненої потужності турбіни в кожному варіанті.

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат	Підбір основного обладнання	Арк

Таблиця 3.3.

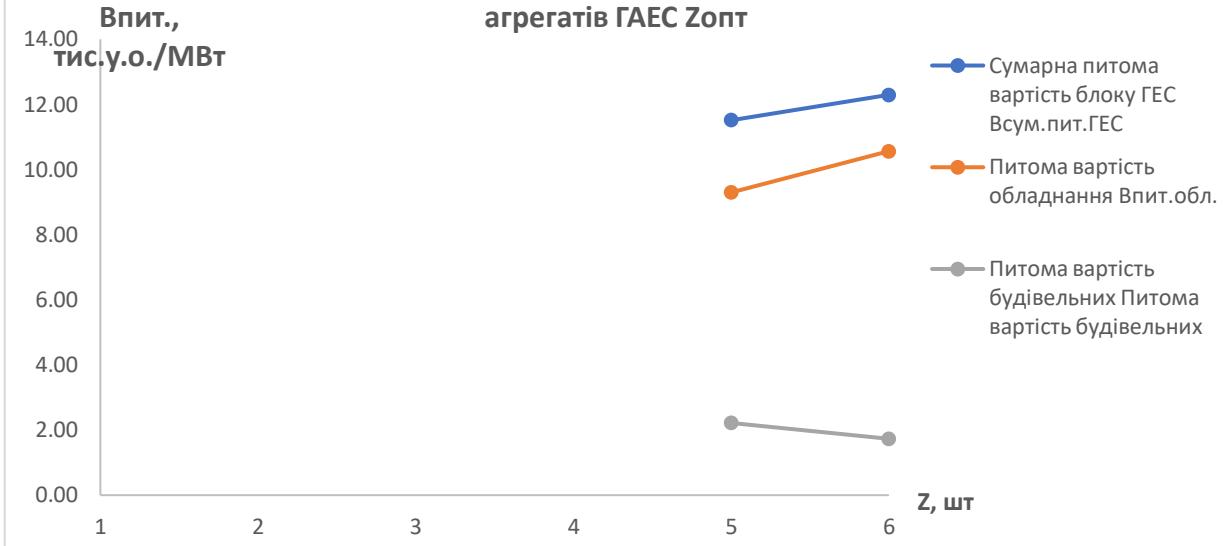
Дані для визначення оптимальної кількості агрегатів ГАЕС Зопт

№ з/п	Параметр	Позначення, одиниця вимірювання	Кількість агрегатів Z, шт	
			5	6
1	Потужність турбіни	Nm, MBm	143,84	87,62
2	ККД генератора	$\eta_g$	0,97	0,97
3	Діаметр робочого колеса (стандартний)	D <sub>I</sub> , м	4,1	3,2
4	Частота обертів (синхронна)	n <sub>0</sub> , об/хв	333,3	428,6
5	Маса турбіни	G <sub>m</sub> , т	330,00	220,00
6	Маса генератора	G <sub>g</sub> , т	750,00	470,00
8	Вартість турбіни	B <sub>m</sub> , тис.у.о.	359,70	291,50
9	Вартість генератора	B <sub>g</sub> , тис.у.о.	772,50	484,10
10	Вартість трансформатора	B <sub>tr</sub> , тис.у.о.	205,00	150,00
11	Об'єм бетону в блоці	W <sub>бл</sub> , тис.м <sup>3</sup>	6,62	3,15
12	Вартість бетону в блоці	B <sub>бл</sub> , тис.у.о	239,70	86,19
13	Об'єм виїмки котловану	W <sub>k</sub> , тис.м <sup>3</sup>	6,62	3,15
14	Вартість виїмки котловану	B <sub>k</sub> , тис.у.о	137,62	65,43
15	Сумарна вартість обладнання	B <sub>обл</sub> , тис.у.о.	1337,20	925,60
16	Сумарна вартість будівельних робіт	B <sub>буд</sub> , тис.у.о.	318,91	151,62
17	Питома вартість обладнання	B <sub>пит.обл,</sub> тис.у.о./MBm	9,30	10,56
18	Питома вартість будівельних робіт	B <sub>пит.буд,</sub> тис.у.о./MBm	2,22	1,73
19	Сумарна питома вартість блоку ГАЕС	B <sub>сум.пит.,</sub> тис.у.о./MBm	11,51	12,29

За даними таблиці 3.3. будуємо графіки Впит.обл.=f(Z), Впит.буд.=f(Z) та Всум.пит.=f(Z) і знаходимо Z<sub>опт.</sub>.

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат	Підбір основного обладнання	Арк

### Рис.3.3. Графіки для визначення оптимальної кількості прямих



Отже, за критерієм мінімуму сумарної питомої вартості агрегатного блоку ГАЕС на 1 МВт установленої потужності Всум.пит, у.о/МВт оптимальна кількість агрегатів  $Z_{\text{опт}}=5$  агрегатів турбіни типу РО 230 з діаметром робочого колеса  $D_l=4,10$  м, синхронною частотою обертів  $n_0=333,3$  об/хв. Така оптимальна кількість агрегатів розрахована за даними водноенергетичних розрахунків на мінімум навантаження в енергосистемі у 2019 році.

За даними техніко-економічного обґрунтування кількості агрегатів ГАЕС, з параметрами ОРО230 підібраними на максимум навантаження в енергосистемі протягом 2019 році, оптимальна кількість агрегатів становить  $Z_{\text{опт}}=7$  агрегатів з найменшою питомою вартістю агрегатного блоку Всум.піт 11,09, тис.у.о./МВт.

### 3.3 Визначення розмірів проточного тракту оборотної гідромашини

Основні розміри його при вихідному турбінному режимі визначаються за наступними співвідношеннями:

Зовнішній діаметр кромок статорних колон у варіанті компонування агрегату з кільцевим затвором становить:

$$D_{CT} = D_a = 6,3 \text{ m}.$$

Основні габарити проточного тракту в плані визначаються за залежностями

Зм	Арк	№ Докум.	Підпи	Дат

## Підбір основного обладнання

Apk

$$\left. \begin{array}{l} D_{ex} = \sqrt{\frac{0,481 \cdot Q_T}{H_{TP}^{0,3}}}; A = \frac{D_{CT}}{2} + D_{ex}; \\ C = \frac{D_{CT}}{2} + 0,7D_{ex}; G = \frac{D_{CT}}{2} + 0,87D_{ex}; \\ E = \frac{D_{CT}}{2} + 0,55D_{ex} \end{array} \right\}$$

Тут діаметр входу у спіральну камеру ОРО 230

$$D_{ex} = \sqrt{\frac{0,481 \cdot 92,83}{214,13^{0,3}}} = 2,99 \text{ м.}$$

Приймаємо значення кратне стандартним значенням діаметрів сталевих турбінних трубопроводів ГЕС і ГАЕС кратне 0,2 м  $D_{ex} = 3 \text{ м.}$

Координати спіральної камери в плані мають такі значення:

$$\begin{aligned} A &= \frac{6,3}{2} + 3 = 6,2 \text{ м} & G &= \frac{6,3}{2} + 0,87 \cdot 3 = 5,8 \text{ м} \\ C &= \frac{6,3}{2} + 0,7 \cdot 3 = 5,3 \text{ м} & E &= \frac{6,3}{2} + 0,55 \cdot 3 = 4,8 \text{ м.} \end{aligned}$$

Розміри відсмоктувальної труби в поперечному перерізі і плані розраховуються у відносних значеннях (відносяться до діаметру вихідного перерізу лопатей ОРО230  $D_2 = 2,5 \text{ м}$ ) як в функція від значення швидкохідності в турбінному режимі ГАЕС  $n_{ST} = 180 \text{ об/хв}$ . Розрахункові залежності та результати обчислень подані нижче.

$$\begin{aligned} \frac{h_2}{D_2} &= 1,54 + \frac{204}{n_{ST}}; & \frac{h_3}{D_2} &= 0,83 + \frac{141}{n_{ST}}; \\ \frac{h_4}{D_2} &= 0,58 + \frac{23}{n_{ST}}; & \frac{h_5}{D_2} &= 1,6 - \frac{0,0013}{n_{ST}}; \\ \frac{L_4}{D_2} &= 1,5 + 0,0002n_{ST}; & \frac{L_5}{D_2} &= \frac{n_{ST}}{(0,25n_{ST} - 9,28)}; \\ \frac{b_5}{D_2} &= 0,51 - 0,001n_{ST}; & \frac{R}{D_2} &= 1,37 - 0,0006n_{ST}; \\ \frac{b_4}{D_2} &= 2,63 + \frac{34}{n_{ST}}; & \frac{b_5}{D_2} &= 2,2 + \frac{108}{n_{ST}}. \end{aligned}$$

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат

Підбір основного обладнання

Арк

$$h_2/D_2 = 1,54 + 204/180 = 2,64$$

$$h_4/D_2 = 0,58 + 23/180 = 0,71$$

$$L_4/D_2 = 1,5 + 0,0002 \cdot 180 = 1,54$$

$$b_5/D_2 = 0,51 - 0,001 \cdot 180 = 0,33$$

$$b_4/D_2 = 2,63 + 34/180 = 2,82$$

$$h_2 = 2,64 \cdot D_2 = 2,64 \cdot 2,5 = 6,6 \text{м}$$

$$h_4 = 0,71 \cdot D_2 = 0,71 \cdot 2,5 = 1,8 \text{м}$$

$$L_4 = 1,54 \cdot D_2 = 1,54 \cdot 2,5 = 3,8 \text{м}$$

$$b_5 = 0,33 \cdot D_2 = 0,33 \cdot 2,5 = 0,8 \text{м}$$

$$b_4 = 2,82 \cdot D_2 = 2,82 \cdot 2,5 = 7,0 \text{м}$$

$$h_3/D_2 = 0,83 + 141/180 = 1,61$$

$$h_5/D_2 = 1,6 - 0,0013/180 = 1,60$$

$$L_5/D_2 = 180/(0,25180 - 9,28) = 5,04$$

$$R/D_2 = 1,37 - 0,0006 \cdot 180 = 1,26$$

$$b_5/D_2 = 2,2 + 108/180 = 2,80$$

$$h_3 = 1,61 \cdot D_2 = 1,61 \cdot 2,5 = 4,0 \text{м}$$

$$h_5 = 1,61 \cdot D_2 = 1,61 \cdot 2,5 = 4,0 \text{м}$$

$$L_5 = 5,04 \cdot D_2 = 5,04 \cdot 2,5 = 12,6 \text{м}$$

$$R = 1,26 \cdot D_2 = 1,26 \cdot 2,5 = 3,2 \text{м}$$

$$b_5 = 2,8 \cdot D_2 = 2,8 \cdot 2,5 = 7,0 \text{м}$$

Остаточно висота відсмоктувальної труби з вигнутим коліном була прийнята  $h=7,4$  м за розрахунками розділу 10 «наукової частини»

### 3.4 Конструювання

Так як в розділі 3.2 комплексної магістерської роботи Яремчу М.В. для кількості агрегатів  $z=7$  агрегаті, з  $D_1=4,1$  м та  $n_0=333,3$  об/хв, має найменшу питому вартість агрегатного блоку Всум.пит 11,09, тис.у.о./МВт, то конструювання напівпідземної будівлі ГАЕС виконуємо за параметрами агрегату цього варіанту. Також при цьому варіанті перевантаження в насосному режимі (запас  $\Delta N_{\text{н.перев.}}^{\text{ГАЕС}} = 266,99$  потужності) менше.

Будівля ГАЕС Штеховіце складається з 7 блоків з двомашинним агрегатом, шириною 14,00 м та загальною довжиною разом з монтажним майданчиком 122,50 м.

В будівлі ГАЕС встановлені оборотні гідроагрегати загальною потужністю в насосному режимі – 1292,99 МВт, а в турбінному – 1214,73 МВт з оборотними радіально-осьовими гідромашинами типу ОРО 230 з діаметром робочого колеса  $D_1=4,10$  м

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат

Підбір основного обладнання

Арк

Відмітка поверхні землі  $\downarrow ПЗ = 202,50$  м, відмітка верху будівельних конструкцій збігається з відміткою поверхні землі і євищою на 2м за відмітку НПР нижнього басейну  $\downarrow НПР = 200,50$  м. Проектуємо тип будівлі ГАЕС – напівпідземна, напіввідкрита із суцільним зйомним дахом на відмітці верху будівельних конструкцій  $\downarrow ВБК = 202,50$  м, через який подається обладнання для монтажу агрегатів.

Агрегатний блок оборотних гідроагрегатів виконаний з вертикальним компонуванням гідросилового устаткування, що включає оборотній гідроагрегат з оборотною електричною машиною – двигуном-генератором. Відмітка осі робочого колеса  $\downarrow РК = 146,50$  м. Відсмоктуюча труба з вигнутим коліном має відмітку підошви ???136,00 м. Напірні водоводи діаметром 5,40 м спрягаються з діаметром входу у спіральну камеру 3,00 м конфузором з кутом конусності до  $5^\circ$  довжиною 15 м.

Металева спіральна камера, основні розміри описані в пункті 3.3. Довжина відсмоктуючої труби 17,10 м, висота 7,40 м. На виході з відсмоктуючої труби передбачені пази для встановлення ремонтних затворів або сміттезатримуючих решіток, які обслуговуються одноконсольним козловим краном вантажопідйомністю 320/30 т. Дифузор відсмоктувальної труби піднятий із закладанням укосу 1:5. Жорстка рисберма теж прокладена із закладанням укосу 1:5 і простягається до спряження з відміткою дна нижнього басейну на  $\downarrow 197,30$  м.

Основним краном для обслуговування агрегатів є одно консольний козловий кран з необхідною вантажопідйомністю 239 т, розташований відкрито на поверхні з відміткою гаку крана  $\downarrow ГК = 213,50$  м. Гак консолі козлового крану обслуговує затвор і решітку відсмоктувальної труби агрегатів. Приймаємо 1 козловий кран вантажопідйомністю 320/30 т з прольотом 20,5 м.

Відмітка дна кратера генератора  $\downarrow дна ГГ = 150,50$  м, відмітка верху кратера генератора  $\downarrow ГГ = 155,50$  м, відмітка підлоги машинної зали і відмітка монтажного майданчика  $\downarrow ПМ = \downarrow ММ = 191,5$  м.

На поперечному перерізі можна бачити розташування кільцевого затвору.

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат	Підбір основного обладнання	Арк

Кільцевий турбінний затвор виконується у вигляді лопаток сегментного абрису, які розташовані по колу діаметром 5,7 м за направляючим апаратом робочого колеса, що вільно рухається у осьовому напрямку (у піднятому положенні – затвор відкритий, при опусканні на висоту входу в робоче колесо b0 – затвор закритий). Статорні колони на вході у робоче колесо розташовуються за пазом кільцевого затвору. На відміну від затворів інших типів, кільцевий турбінний затвор безпосередньо зв'язаний із конструкцією статора затвора. Конструктивні елементи гідротурбіни є в той же час і конструктивними елементами затвора.

Основним елементом конструкції затвора є кільце, складене з окремих лопаток сегментного перерізу в плані, що перекривають потік при опусканні. При відкритті затвора кільце піднімається нагору, всередину кільцевої порожнини кришки турбіни, що знаходиться на рівні із внутрішньою її поверхнею (у випадку верхнього розташування приводу затвора) або опускається вниз, всередину кільцевої порожнини між статором і нижнім кільцем направляючого апарату (у випадку нижнього розташування приводу затвора). В магітерській роботі прийнята конструкція кільцевого затвору із верхнім розташуванням приводу затвору. Кільце центрується на механічно оброблені краї колон статора, або іншим способом, що убезпечує кільце від заклинивання при його перекосі. Приводом кільця служать низькооборотні гідродвигуни або правоосні серводвигуни. Для уникнення перекосу кільця під час його руху, в управління затвором вводиться синхронізація приводів.

Кільцевий турбінний затвор, на відміну від дискових затворів, у відкритому положенні не впливає на енергетичні характеристики турбіни. Відсутність гіdraulічних втрат і турбулентності потоку у кільцевому затворі збільшує ККД установки на величину від 0,25 до 1,5 %. [8, с. 28]

Планові розрізи виконані в трьох площинах, площа 2-2 на відмітці осі робочого колеса  $\downarrow PK = 146,50$  м, площа 3-3 вище верху кратера генератора на 4,40 і знаходиться на відмітці 160,00 м. Плановий розріз по осі агрегату демонструє вигляд турбінних трубопроводів, спіральної камери з кутом охоплення 360°, показує ширину приміщення для затворів та допоміжні приміщення за робочим

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат	Підбір основного обладнання	Арк

колесом наскрізні по всій довжині агрегатної частини будівлі ГАЕС. Також демонструє планове розташування в межах биків затвору і решітки дифузора відсмоктувальної труби . Плановий розріз 3-3 показує розташування і вигляд шахти кратера двигуна-генератора в підземній агрегатній частині будівлі ГАЕС, та формування наскрізних приміщень типу комірки, спряження будівлі з натурним схилом (ліва частина креслення).

Плановий розріз 4-4 дає вигляд монтажного майданчика з розкладкою деталей агрегату на період ремонту. Монтажний майданчик примикає до першої секції будівлі ГАЕС.

Поздовжній переріз показує висотне спряження монтажного майданчика з агрегатною частиною будівлі ГАЕС. Та показує вигляд по довжині агрегатних блоків. Згідно ДБН В.2.4-3:2010 для ГАЕС Штеховіце приймаємо клас наслідків ССЗ категорія А.

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат

Підбір основного обладнання

Арк

Таблиця 2.1

Координати добового графіка навантаження енергосистеми Чеської Республіки на ????

Параметр \ Години	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16		17	18	19	20	21	22	23	24
	$N_{m,i}$ , млн.кВт	7,7 76	7,6 98	7,8 86	8,0 03	8,0 92	8,7 20	9,0 74	9,1 40	9,2 77	9,2 74	9,3 55	9,5 52	9,5 76	9,3 35	9,3 85	9,5 24		9,4 47	9,0 55	9,0 59	8,8 66	8,5 99	8,1 74	7,6 98

Таблиця 2.2.

Розрахунок координат IKE, енергії розряду і заряду ГАЕС залежно від рівнів навантаження енергосистеми

Таблиця 2.3.

## Значення фактичних і приведених потужностей ГАЕС

Години Параметр \	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
$N_{m,i}$ , млн.кВт	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
$N_{np.m,i}$ , млн.кВт	0,456	0,534	-	0,292	0,342	-	0,363	0,425	-	0,262	0,307	-	0,187	0,218	-	0,148	0,132	0,128	0,210	0,407	0,431	0,390	0,302	
$N_{h,i}$ , млн.кВт	0,000	2,714	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24		
$N_{np.h,i}$ , млн.кВт	0,000	2,714	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

Таблиця 2.4.

## Значення приведених енергій розряду і заряду ГАЕС

Години Параметр \	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
$E_{np.p,i}$ , млн.кВт\год	1,561	1,153	1,105	1,609	0,813	1,901	0,450	2,264	0,187	2,527	0,000	2,714	0,000	2,714	0,148	2,566	0,292	2,422	0,528	2,186	0,985	1,729	1,468	1,246	
$E_{np.z,i}$ , млн.кВт\год	1,561	1,153	1,105	1,609	0,813	1,901	0,450	2,264	0,187	2,527	0,000	2,714	0,000	2,714	0,148	2,566	0,292	2,422	0,528	2,186	0,985	1,729	1,468	1,246	

Таблиця 2.5.

Значення зміни об'ємів води у верхньому і нижньому басейнах ГАЕС

### Таблиця 2.6.

Значення зміни рівнів води у верхньому і нижньому басейнах ГАЕС

Години Параметр	$Z_{B\Delta s i, .M}$	$Z_{H\Delta s i, .M}$
200,5	416,355	0
200,5	417,128	1
200,5	417,623	2
200,5	418,239	3
200,5	418,683	4
200,5	419,000	5
200,5	419,00	6
200,5	419,00	7
200,5	419,00	8
200,5	418,750	9
200,5	418,506	10
200,5	418,106	11
200,5	417,332	12
200,5	4,16,512	13
200,5	416,151	14
200,5	415,695	15
200,5	414,975	16
200,5	414,00	17
200,5	414,00	18
200,5	414,00	19
200,5	414,00	20
200,5	414,00	21
200,5	414,599	22
200,5	415,486	23
200,5	416,355	24

Таблиця 2.7.

Значення зміни статичних та розрахункових напорів у турбінному і насосному режимах ГАЕС

Таблиця 2.8.

Значення витрат, що споживає ГАЕС у турбінному і насосному режимах

Години \ Параметър	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24		
$Q_{m,i}, \text{м}^3/\text{с}$	-	210,950	-	134,742	-	166,902	-	120,328	-	85,429	-	-	-	-	-	70,521	-	68,659	-	112,630	-	218,855	-	232,697	-	
$Q_{h,i}, \text{м}^3/\text{с}$	-	210,950	-	134,742	-	166,902	-	120,328	-	85,429	-	-	-	-	-	-	70,521	-	68,659	-	112,630	-	218,855	-	232,697	-

## **Розділ 4**

### **Допоміжне обладнання.**

					ГЕ 61 67 0005 ПЗ		
					Магістерська робота на тему: "Гідроакумулююча електростанція Штеховіце у Чехії. Напівпідземна будівля (Комплексна магістерська робота спільно із студентом Яремчук М.В.)"		
Зм.	Арк.	№ Докум.	Підпис	Дата	Допоміжне обладнання		
Розробив	Гаврилович А.В.				Lітера	Аркуш	Аркушів
Перевірив	Яковлева-Гаврилюк О.М.				a		
Консульт.	Яковлева-Гаврилюк О.М.				НУВГП, кафедра ГЕ, ТЕ та ГМ, ГЕ-61м		
Керівник	Яковлева-Гаврилюк О.М.						
Рецензент	Рябенко О.А.						

## **4.1 Система технічного водопостачання**

### ***Технічне водопостачання***

Система технічного водопостачання (ТВП) є допоміжною і призначена для забезпечення нормальної роботи основного та допоміжного обладнання ГАЕС.

Споживачами технічної води є:

- охолоджувальні пристрой гідроагрегату;
- система тонкого очищення води для змазки ущільнення валу насос-турбіни;
- система охолоджування загальностанційних компресорів;
- система охолоджування компресорів режиму синхронного компенсатора та насосного режиму;
- система охолоджування тиристорного пускового пристрою і тиристорного самозбудження;
- підшипники та сальники насосів системи осушенння проточної частини гідроагрегатів та насосів системи дренажу будівлі ГАЕС.

### ***Технічне водопостачання гідроагрегату***

Система ТВП гідроагрегату призначена для охолодження та змазки його споживачів.

До охолоджувальних пристройів гідроагрегату належать:

- повіtroохолоджувачі генератора-двигуна;
- маслоохолоджувачі підп'ятника генератора-двигуна;
- маслоохолоджувачі підшипника генератора-двигуна;
- маслоохолоджувачі підшипника насос-турбіни;
- нижнє лабірінтове ущільнення робочого колеса насос-турбіни;
- верхнє лабірінтове ущільнення робочого колеса насос-турбіни;
- ущільнення валу насос-турбіни.

Система ТВП прийнята поагрегатною.

Сумарна витрата технічної води на один агрегат складає близько 1000 м<sup>3</sup>/год.

В системі встановлюється наступне обладнання:

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат	Арк
					Допоміжне обладнання

- два водозабори з нижнього б'єфу пропускною спроможністю близько 1100 м<sup>3</sup>/год. кожен;
- два відцентрових насоси продуктивністю 1100 м<sup>3</sup>/год., напором 52,5 м кожен (один- робочий, один - резервний);
- два автоматичних фільтри (один - робочий, один - резервний) продуктивністю 1000 м<sup>3</sup>/год., кожен, тиском 1,0 МПа, ступінь очищення фільтру 2000 мкм;
  - трубопровідна арматура;
  - контрольно-вимірювальна апаратура;
  - з'єднувальні трубопроводи.

Підвід технічної води до системи виконується від двох водозaborів з нижнього б'єфу. Водозaborи обладнані сміттезатримуючими решітками, які призначені для очищення річної води від крупного сміття.

Для очищення води від механічних домішок в системі на напірному трубопроводі кожного гідроагрегату встановлюються два автоматичних самоочисних фільтра.

Злив охолоджуючої води від споживачів гідроагрегату здійснюється в нижній б'єф.

Вода в систему охолодження подається автоматично з включенням насосів при пуску гідроагрегату, припинення подачі води - при зупинці гідроагрегату.

Автоматичний контроль в системі здійснюється за витратою води в охолоджувальних пристроях гідроагрегату, витратою води в зливному трубопроводі, тиском води на ущільнення валу насос-турбіни, перепадом тиску на фільтрах.

Візуально контролюються тиск в напірному трубопроводі, температура охолоджуючої води для споживачів генератора-двигуна, перепад тиску на фільтрах.

Обладнання системи технічного водопостачання, яке включає насоси, фільтри, трубопроводи і трубопровідну арматуру, прилади контролю і автоматики,

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат

Допоміжне обладнання

Арк

розташоване в блоці кожного гідроагрегату в окремому приміщенні в будівлі ГАЕС з боку нижнього б'єфу.

Для вводу в експлуатацію гідроагрегатів обладнання системи технічного водопостачання монтується в межах вказаних гідроагрегатів.

Для обслуговування обладнання системи технічного водопостачання в період проведення монтажу і ремонтних робіт у кожному приміщенні насосної ТВП передбачається встановлення крана мостового підвісного електричного вантажопідйомностю 3,2 т.

### ***Система тонкого очищення води для змазки ущільнення валу насос-турбіни***

Система тонкого очищення води призначена для:

- змазки ущільнення валу насос-турбіни;
- змазки підшипників насосів системи осушення проточної частини гідроагрегатів;
- змазки підшипників насосів системи дренажу будівлі ГАЕС.

Згідно з вимогами заводу-виробника насос-турбіни ступінь очищення води для змащення ущільнення валу не повинна перевищувати 50 мкм. До системи тонкого очищення води для вуглографітового ущільнення вала насос-турбіни підведення води виконується від фільтрів системи ТВП, які мають ступінь очищення 2000 мкм. Очищення води в системі проводиться поступово: з 2000 мкм до 300 мкм автоматичним фільтром гідроциклонного типу, і далі, автоматичним фільтром зі ступенем очищення води на виході 50 мкм.

В системі для очищення води, що йде на змазку вуглографітового ущільнення валу насос-турбіни, встановлюється наступне обладнання:

- два автоматичних самоочисних фільтри гідроциклонного типу (один - робочий, один - резервний) продуктивністю 11 м<sup>3</sup>/год., кожен, тиском 1,0 МПа, ступінь очищення фільтру 300 мкм;
- два автоматичних самоочисних фільтри (один - робочий, один - резервний) продуктивністю 11 м<sup>3</sup>/год., кожен, тиском 1,0 МПа, ступінь очищення

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат

Допоміжне обладнання

Арк

фільтру

50 мкм;

- трубопровідна арматура;
- контрольно-вимірювальна апаратура;
- з'єднувальні трубопроводи.

Кількість фільтрів (по два фільтри для кожного ступеня очищення) визначена з огляду необхідності високої експлуатаційної надійності цієї системи.

Обладнання системи тонкого очищення води для змазки ущільнення валу насос-турбіни розташовується в блоці кожного гідроагрегату в приміщенні насосної ТВП будівлі ГАЕС з боку нижнього б'єфу.

Для вводу в експлуатацію гідроагрегатів №№1-7 обладнання системи технічного водопостачання монтується в межах вказаних гідроагрегатів.

Для змазки підшипників насосів осушення проточної частини гідроагрегатів і насосів дренажу будівлі ГАЕС відбір води здійснюється від системи охолодження компресорів, а очищення води забезпечується гідроциклонами: одним робочим і одним резервним.

Системи осушення проточної частини гідроагрегатів та дренажу будівлі ГАЕС є загальностанційними системами і введені в експлуатацію.

### ***Система охолодження компресорів режиму СК і компресорів загальностанційної системи пневмогосподарства***

Для вводу в експлуатацію гідроагрегатів №№1-7 в системах пневмогосподарства тиском 0,8 МПа, 6,3 МПа та режиму СК встановлюються додаткові компресори з водяною системою охолодження.

Система охолодження компресорів – насосна. Забір води виконується від системи ТВП гідроагрегатів.

Система охолодження додаткових компресорів приймається двоконтурною з установкою водо-водяних теплообмінників, в яких відбувається процес охолодження води другого контуру проточною річковою водою первого контуру.

Перший контур - розімкнений. До первого контуру вода надходить від водозaborів системи ТВП гідроагрегатів.

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат	Допоміжне обладнання	Арк

Другий контур - замкнutyй, циркуляція води в системі охолодження компресорів забезпечується відцентровими насосами продуктивністю  $42 \text{ м}^3/\text{год.}$

В системі охолодження першого контуру встановлено наступне обладнання:

- два консольних насоси продуктивністю  $100 \text{ м}^3/\text{год.}$ , напором 50 м кожен (один - робочий, один - резервний);
- два автоматичних фільтри (один - робочий, один - резервний) продуктивністю  $100 \text{ м}^3/\text{год.}$ , кожен, тиском 1,0 МПа, ступінь очищення фільтру 2000 мкм;
- два автоматичних фільтри (один - робочий, один - резервний) продуктивністю  $100 \text{ м}^3/\text{год.}$ , кожен, тиском 1,0 МПа, ступінь очищення фільтру 500 мкм;
- трубопровідна арматура;
- контрольно-вимірювальна апаратура;
- з'єднувальні трубопроводи.

Для подальшого очищення води від механічних домішок в системі поступово встановлюються чотири автоматичних самоочисних фільтра (два - робочих, два - резервних) пропускною спроможністю по  $100 \text{ м}^3/\text{год.}$  кожен.

Вода в систему охолодження першого контуру подається автоматично з включенням насоса при включені будь-якого додаткового компресору, відключення насосів – при відключені усіх компресорів.

Злив охолоджуючої води з першого контуру виконується до нижнього б'єфу.

В системі охолодження другого контуру встановлено наступне обладнання:

- три відцентрових насоса (по одному на кожен компресор) продуктивністю  $40 \text{ м}^3/\text{год.}$  кожен, напором 40 м;
- три пластинчатих теплообмінника (по одному на кожен компресор);
- три розширювальних баки;
- трубопровідна арматура;
- контрольно-вимірювальна апаратура;
- трубопроводи.

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат

Допоміжне обладнання

Арк

Система охолодження кожного компресора – замкнута. Заповнення системи здійснюється очищеною водою відповідної якості.

Насоси призначені для циркуляційного перекачування води системи охолодження кожного компресора.

Для підпитки і компенсації зміни обсягу води для кожного компресора передбачається розширювальний бак з запасом чистої води об'ємом 12 л.

Автоматичний контроль в системі здійснюється за перепадом тиску на фільтрах.

Візуально контролюються тиск в напірному трубопроводі, перепад тиску на фільтрах і температура води в системі.

Основне обладнання системи охолодження компресорів, що включає насоси першого контуру, фільтри встановлюються в приміщеннях насосної ТВП гідроагрегатів.

Обслуговування обладнання системи охолодження компресорів в період проведення монтажу і ремонтних робіт виконується встановленим у приміщенні насосної ТВП підвісним краном.

### ***Система дренажу***

Система дренажу призначена для відкачування води, що фільтрується через бетон будівлі ГАЕС.

Для видалення фільтраційної води виконується самопливна дренажна мережа у вигляді канавок, приямків, закладних труб і т. і.

Дренажна вода з приміщень будівлі ГАЕС відводиться в дренажний колодязь.

### ***Система відкачування води з камери випуску водо-повітряної суміші***

Передбачене також відкачування води з камери випуску водо-повітряної суміші, в яку виконується випуск водо-повітряної суміші з кришки насос-турбіни при переводі гідроагрегатів в насосний режим і злив води з системи охолодження компресорів.

Система відкачування води з камери випуску водо-повітряної суміші є загальностанційною.

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат	Допоміжне обладнання	Арк

## 4.2 Пневматичне господарство

**Споживачами стисненого повітря** на ГЕУ є механізми і пристрої, що працюють при тиску від 0,4 до 6,4 МПа. При робочому тиску від 0,4 до 0,9 МПа працюють пневматичні інструменти, піскоструменеві і фарбуючі пристрої, система гальмування ротора гідроагрегата, пневмогіdraulічні прилади, система створення ополонки. У деяких випадках стиснене повітря з тиском 0,9 МПа застосовується для пневматичних ущільнень турбіни, системи відтиснення води із камери робочого колеса турбіни при переведенні гідроагрегата у режим синхронного компенсатора. З робочим тиском від 2,1 до 4,1 МПа працюють вимикачі і роз'єднувачі високої напруги. При робочому тиску від 4,1 до 6,4 МПа працюють гідроакумулятори маслонапоїрних установок системи регулювання гідроагрегатів і, у деяких випадках, системи відтиснення води із камери робочого колеса при переведенні гідроагрегата у компенсаторний режим або пуску агрегата ГАЕС у насосний режим, а також пневматичні ущільнення затворів.

**Гальмівні пристрої** призначені для скорочення тривалості циклу зупинки гідроагрегата і часу його обертання з малою частотою при недостатньому змащенні підп'ятника і підшипників. Вони передбачаються у конструкції генератора (двигуна-генератора), і складаються із гальмового диска, укріпленого під ротором, поршневих гальм, що спираються на фундамент, шафи із апаратурою гальмування і проміжних вузлів.

Витрата повітря на один цикл гальмування залежить від кількості установлених гальм. Орієнтовна витрата повітря при кількості гальм до 24 рівна 500 л, а понад 32 гальм - 700 л [10].

**Пневматичні інструменти** застосовуються при виконанні ремонтних робіт на агрегатах і гідротехнічних спорудах. Стиснене повітря також застосовується для піскоструменевого очищення металоконструкцій і кам'яного лицювання будівель, барботажного очищення підвідних споруд, цементації, фарбувальних робіт і т.п.

Орієнтовно витрата повітря, необхідна для роботи пневматичних інструментів, приймається у залежності від кількості агрегатів:  $z=5\div8$  –  $Q_n=10 \text{ м}^3/\text{хв}$ . Уточнена витрата визначається проектом.

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат	Допоміжне обладнання	Арк

**Система створення ополонки** є захистом від передачі тиску льоду на затвори водоскидів гідроенергетичних і гідротехнічних споруд. Температура води на глибині декількох метрів завжди вища 0°C. Тому, перемішуючи її із поверхневим шаром, можна забезпечити танення криги, що утворилася, або запобігти її творенню.

**Пневмогідравлічна апаратура** працює за принципом вимірювання тиску стисненого повітря у імпульсній трубці, зануреній у воду. Трубка опускається у воду на глибину не менше 1 м із урахуванням максимального коливань рівня.

**Відтиснення води із камери робочого колеса** агрегатів ГАЕС необхідне у тих випадках, коли гідроагрегат переводиться у компенсаторний режим, а також при пуску агрегата ГАЕС у насосний режим [1, 2]. Впуск стисненого повітря здійснюється через кришку турбіни, або через конус відсмоктувальної труби. Він починається після закриття направляючого апарату і припиняється після відтиснення води до мінімального рівня. Після відтиснення води до мінімального рівня впуск повітря припиняється.

**Гідроакумулятори маслонапірних установок** використовують у системі управління і регулювання гідромашин ГАЕС, а також для маневрування передтурбінними затворами. Тиск у гідроакумуляторах рівний 4,1 МПа (ГОСТ 8339—84).

**Вимикачі і роз'єднувачі високої напруги** використовують стиснене повітря для гасіння дуги, що виникає між контактними поверхнями у момент розриву електричного ланцюга (повітряні вимикачі), і для пневматичного приводу контактів розподільників при включені і відключені. Масляні вимикачі і роз'єднувачі із пневматичним приводом працюють при тиску 2,1 МПа.

**Схеми пневматичного господарства.** На ГЕУ у складі пневматичного господарства можуть створюватися незалежні системи: низького тиску – до 0,9 МПа, середнього тиску 4,2÷6,4 МПа та високого тиску – до 23,1 МПа.

**Оперативними споживачами**, що не допускають навіть короткочасної перерви у повітряпостачанні, є: система гальмування гідроагрегата, а також електричні повітряні і масляні вимикачі високої напруги. При виборі

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі.	Дат

компресорного обладнання враховується можливість тривалого виходу із ладу або відключення для ремонту одного із компресорів кожного типу. Однотипних компресорів на об'єкті повинно бути не менше двох. Постачання повітрям кожного із видів споживачів, як правило, повинне здійснюватися від самостійних повітрязбірників.

**Система управління компресорними установками** для підтримання заданого рівня тиску у повітрязбірниках проектується повністю автоматизованою. При виборі компресорних агрегатів перевага надається машинам із повітряним охолодженням, автоматизувати які простіше. При водяному охолодженні вода не повинна містити рослинних і механічних домішок більше 40 мг/л, а загальна жорсткість води не допускається більше 7 моль/л.

На нагнітальному повітряпроводі кожного компресора, з метою відключення його від мережі при ремонті, установлюються зворотній і запірний клапани. На кожній ланці стиснення у компресорі повинен установлюватися запобіжний клапан.

**Повітрязбірники** оснащуються запобіжними клапанами, манометрами і пристроями для періодичної продувки конденсату. При відключені одного або групи повітрязбірників, безперебійне постачання повітрям споживачів повинне забезпечуватися обхідною лінією. Кожен компресорний агрегат оснащується контрольно-вимірювальними приладами. Компресорна установка низького тиску виконується спільною для усіх споживачів або складається із двох установок — однієї у будівлі ГЕУ, а іншої - у приміщені на гребені греблі.

**Компресорні установки** високого тиску застосовуються на ГЕС і ГАЕС для обслуговування електричних вимикачів високої напруги з робочим тиском 2,7 МПа і вище [10]. У випадках, коли термодинамічне осушення стисненого повітря недостатнє, для забезпечення надійної роботи повітряних вимикачів допускається застосування фізико-хімічних вологопоглиначів.

У комплекті із вимикачами постачаються блоки осушення із наступними параметрами [10]: пропускна здатність  $400 \text{ м}^3/\text{год}$ ; тиск повітря, що осушується – до 20 МПа; точка роси повітря, що осушується  $-65^\circ\text{C}$ . Пропускні клапани із

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат	Допоміжне обладнання	Арк

електромагнітними приводами відкриваються при пониженні тиску у буферних повітрязбірниках і закриваються після відновлення тиску до номінального.

**Компресорні агрегати.** У пневматичному господарстві ГЕУ використовуються поршневі, гвинтові і ротаційні компресорні агрегати загального призначення.

*Компресори* автоматично вмикаються при пониженні тиску у балонах, і відключаються після відновлення номінального тиску. Повітря подається через клапани постійного тиску. Робочий і резервний компресори можуть вмикатися одночасно (режим неявного резерву) або за ступенями тиску.

**Повітрязбірники** загального призначення для робочого (надлишкового) тиску 0,8 МПа виготовляються за ГОСТ 26-01—87.

**Трубопровідна арматура** приймається у залежності від робочого тиску і температури у повітряпроводах.

*Запірні клапани* установлюються, як правило, фланцеві: для тиску до 2,5 МПа — із ковкого чавуну, для тиску 4,1 і 6,4 МПа — сталеві прямоточні. Для більш високого тиску (до 32 МПа) при діаметрі умовного проходу 10÷15 мм застосовуються сталеві кутові запірні клапани. При діаметрі більш 50 мм рекомендується застосовувати засувки [10].

На ГЕУ застосовуються зворотні клапани підйомного типу, що установлюються на горизонтальних ділянках трубопроводів.

### ***Система загальностанційного пневматичного господарства низького тиску Р=0,8 МПа***

Загальностанційне пневматичне господарство низького тиску Р=0,8 МПа забезпечує стислим повітрям гальмування гідроагрегатів, контрольно-вимірювальну апаратуру режиму водотоку, технічні потреби та підкачування повітря в камеру робочого колеса при роботі гідроагрегатів в режимі синхронного компенсатора.

Для пуску гідроагрегатів в системі встановлене все необхідне обладнання, що забезпечує усіх споживачів стислим повітрям відповідного тиску. До цього обладнання належать компресори, повітrozбірники, бачки-глушникі,

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат	Допоміжне обладнання	Арк

трубопровідна арматура, контрольно-вимірювальна апаратура, з'єднувальні трубопроводи.

Система охолодження компресорів – водяне. Підведення охолоджувальної воді здійснюється від існуючої системи охолодження компресорів.

Компресори встановлюються в системі для підкачування повітря в камеру робочого колеса при роботі гідроагрегатів в режимі синхронного компенсатора.

Додаткові компресори розташовуються в приміщенні компресорної загальностанційних потреб в будівлі ГАЕС з боку нижнього б'єфу.

### ***Загальностанційне пневматичне господарство високого тиску Р=6,3 МПа***

Загальностанційна система пневматичного господарства високого тиску Р=6,3 МПа призначена для зарядки котлів маслонапірної установки (МНУ), управління пнемоприводами кульових кранів насос-турбін та забезпечення стислим повітрям щитів повітряного живлення гідроагрегатів.

Для пуску гідроагрегатів в системі встановлено все необхідне обладнання, що забезпечує усіх споживачів стислим повітрям відповідного тиску. До цього обладнання належать компресори, повітrozбірники, баки для зливу масловодяного конденсату, бачки-глушники, трубопровідна арматура, контрольно-вимірювальна апаратура, з'єднувальні трубопроводи.

### ***Пневматичне господарство режиму синхронного компенсатора та насосного режиму***

Для роботи ГАЕС Штеховіце в енергосистемі за програмою системи автоматичного регулювання частоти і потужності, передбачено режим синхронного компенсатора (СК), з віджиманням води з камери робочих коліс.

В пневматичному господарстві режиму СК та для пуску гідроагрегатів в насосний режим використовується стисле повітря тиском 4,0 МПа.

Система виконана блочною, з встановленням повітrozбірників (четири повітrozбірника на один гідроагрегат) та централізованою компресорною.

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат	Допоміжне обладнання	Арк

## **Розділ 5**

### **Огорожувальна дамба**

					ГЕ 61 67 0005 ПЗ		
					Магістерська робота на тему: "Гідроакумулююча електростанція Штеховіце у Чехії. Напівпідземна будівля (Комплексна магістерська робота спільно із студентом Яремчук М.В.)"		
Зм.	Арк.	№ Докум.	Підпис	Дата	Літера		
Розробив	Гавrilovich A.B.						
Перевірив	Шинкарук Л.А						
Консульт.	Шинкарук Л.А						
Керівник	Яковleva-Gavriluk O.M.						
Рецензент	Рябенко О.А.				НУВГП, кафедра ГЕ, ТЕ та ГМ, ГЕ-61м		

## 5.1. Проектування поперечного профілю дамби

Тип огорожувальної дамби визначаємо з урахуванням топографічних особливостей рельєфу у визначеному конкретному створі, інженерно-геологічних умов в основі і берегах, сейсмічності району будівництва. При цьому орієнтуємося на використання місцевих ґрунтових будівельних матеріалів.

Орієнтуючись на місцеві ґрунтові будівельні матеріали (магістерська робота Яремчук М.В., розділ 1, п.1.4) приймаємо тип дамби - кам'яно-земляна з ядром із суглинку. Широке розповсюдження цей тип здобув при будівництві в гірських районах [11], в складних інженерно-геологічних, топографічних, кліматичних і сейсмічних умовах.

При проектуванні дамби необхідно визначити її висоту, ширину і конструкцію гребеня, закладання і тип кріплення укосів, розміри протифільтраційних пристроїв.

Попередньо приймаємо такі значення закладання укосів: верховий укос  $m = 2,0$ , низовий  $m = 2,0$  [12, ст.189].

Ширину гребеня дамби з урахуванням виконання робіт і експлуатаційних вимог приймаємо 10,0 м.

Відмітку гребеня дамби визначаємо з урахуванням піднесення його над розрахунковим рівнем води [13].

Піднесення гребеня дамби визначаємо за двома розрахунковими випадками рівнів води у верхньому б'єфі (рис.5.1):

при нормальному підпертому рівні ( $\downarrow НПР = 419,00$  м);

при форсованому підпертому рівні ( $\downarrow ФПР = 414,40$  м).

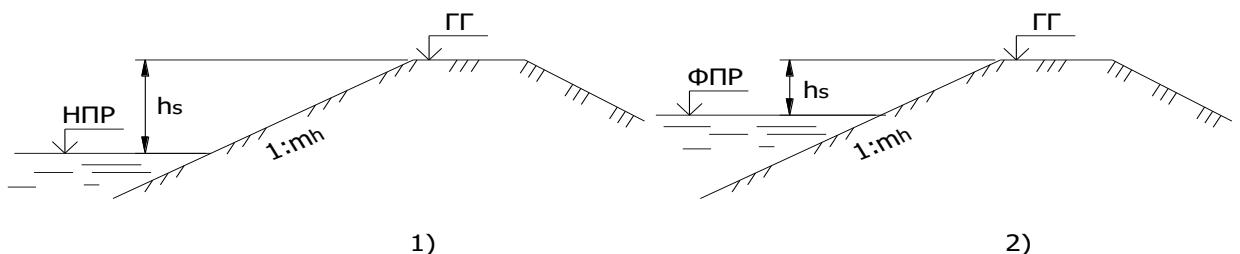


Рис. 5.1. Розрахункові схеми для визначення відмітки гребеня дамби

Перевищення гребеня дамби  $h_s$  в обох випадках визначається по залежності:

$$h_s = h_{run\%} + \Delta h_{set} + a ; \quad (5.1)$$

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат	Огорожувальна дамба	Арк
						2

де  $h_{run1\%}$  - висота накату вітрових хвиль забезпеченістю 1%;

$\Delta h_{set}$  – вітровий нагін води у верхньому б'єфі, м;

$a$  – запас підвищення гребеня дамби, м.

*Вихідні дані для визначення відмітки гребеня дамби:*

- нормальний підпертий рівень  $\downarrow HPR = 419,00$ м;
- форсований підпертий рівень  $\downarrow \Phi PR = 414,50$ м;
- відмітка дна  $\downarrow dna = 409,00$ м;
- глибина води перед греблею при  $HPR d_{HPR} = 10,0$  м;
- глибина води перед греблею при  $\Phi PR d_{\Phi PR} = 11,0$  м;
- максимальна розрахункова швидкість вітру  $V_{w1} = 24$ м/с;
- середня розрахункова швидкість вітру  $V_{w2} = 13$ м/с;
- довжина розгону вітрової хвилі при  $HPR L_{HPR} = 2100$ м (максимальна довжина водосховища при  $HPR$ );
- довжина розгону вітрової хвилі при  $\Phi PR L_{\Phi PR} = 2550$ м (максимальна довжина водосховища при  $\Phi PR$ ) ;
- безперервна тривалість дії вітру  $t = 21600$ с (оскільки відсутні дані про тривалість дії вітру, то приймається це значення).

*Перший розрахунковий випадок*

Визначаємо безрозмірні коефіцієнти:

$$\frac{gL_{HPR}}{V_{w1}^2} = \frac{9,81 \cdot 2100}{24^2} = 37,8 ;$$

$$\frac{gt}{V_{w1}} = \frac{9,81 \cdot 21600}{24} = 8829 .$$

За графіком 1.5 [13] для визначення елементів вітрових хвиль визначаємо величини:

$$- \text{при } \frac{gL_{HPR}}{V_{w1}^2} = 37,8 \rightarrow \frac{g\bar{h}_d}{V_{w1}^2} = 0,012 ; \frac{g\bar{T}}{V_{w1}} = 1,3$$

$$- \text{при } \frac{gt}{V_{w1}} = 8829 \rightarrow \frac{g\bar{h}_d}{V_{w1}^2} = 0,076 ; \frac{g\bar{T}}{V_{w1}} = 3,8 .$$

По меншим з цих значень приймаємо середню висоту  $h_d$  і період  $T$ :

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат	Огорожувальна дамба	Арк
						3

$$\bar{h}_d = \frac{0,012 \cdot 24^2}{9,81} = 0,705 \text{м};$$

$$\bar{T} = \frac{1,3 \cdot 24}{9,81} = 3,18 \text{c}$$

Визначаємо середню довжину хвилі  $\lambda_d$  за формулою 1.6 [13]:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{9,81 \cdot 2,94^2}{2 \cdot 3,14} = 13,5 \text{м}.$$

Визначаємо висоту хвилі 1% забезпеченості наступним чином: при значенні

$\frac{gL_{HPP}}{V_{w1}^2} = 37,8$  по графіку рис.1.6 [13] знаходимо коефіцієнт  $k_{1\%} = 2,04$  і потім за

формулою (5.1) визначаємо висоту хвилі:

$$h_{1\%} = 2,04 \cdot 0,705 = 1,44 \text{м}.$$

Визначаємо висоту накату хвиль 1% забезпеченості за формулою:

$$h_{run1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{run} \cdot h_{1\%}, \quad (5.2)$$

$$h_{run1\%} = 0,8 \cdot 0,7 \cdot 1,5 \cdot 1,46 \cdot 1,44 = 1,77 \text{м}.$$

Знаходимо значення коефіцієнтів  $k_r$  і  $k_p$  по таблиці 1.4 [13]. Оскільки, в нашому випадку кріплення верхового укосу кам'яне, то відповідно  $k_r = 0,8$  і  $k_p = 0,7$ .

Для швидкості вітру  $V_{w1} = 24 \text{м/c}$  по таблиці 1.5 [13] при  $c t g \varphi = 2,0$  отримуємо  $k_{sp} = 1,5$ .

По графіку рис. 1.7 [13] визначаємо значення  $k_{run} = 1,46$ .

Висоту вітрового нагону води знаходимо за формулою:

$$\Delta h_{set} = K_w \frac{V^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha, \quad (5.3)$$

$$\Delta h_{set} = 2,5 \cdot 10^{-6} \frac{24^2 \cdot 2100}{9,81 \cdot 10} = 0,3 \text{м}.$$

де  $K_w$  - коефіцієнт, який приймаємо згідно таблиці [13, с.26].

Запас по висоті греблі:

$$a = 0,1 \cdot h_{1\%} = 0,1 \cdot 1,23 = 0,123 \text{ м} \quad (5.4)$$

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат

Огорожувальна дамба

Арк  
4

Оскільки,  $a < a_{min} = 0,5$ , то приймаємо  $a = 0,5$ .

Перевищення гребеня дамби  $h_{s1}$  визначаємо за формулою:

$$h_{s1} = h_{run1\%} + \Delta h_{set} + a, \quad (5.5)$$

$$h_{s1} = 1,77 + 0,3 + 0,5 = 2,51m$$

Відмітку гребеня дамби по першому розрахунковому випадку визначаємо за залежністю:

$$\downarrow \Gamma \mathcal{D}_1 = \downarrow HPP + h_{s1}, \quad (5.6)$$

$$\downarrow \Gamma \mathcal{D}_1 = 419,00 + 2,51 = 421,51m.$$

*Другий розрахунковий випадок*

Визначаємо безрозмірні коефіцієнти

$$\frac{gL_{\phi PP}}{V_{w2}^2} = \frac{9,81 \cdot 2550}{13^2} = 148;$$

$$\frac{gt}{V_{w2}} = \frac{9,81 \cdot 21600}{13} = 16300.$$

За графіком рис. 1.5 [13] для визначення елементів вітрових хвиль визначаємо величини:

$$\text{- при } \frac{gL_{\phi PP}}{V_{w2}^2} = 148 \rightarrow \frac{g \bar{h}_d}{V_{w2}^2} = 0,021; \frac{g \bar{T}}{V_{w2}} = 1,7$$

$$\text{- при } \frac{gt}{V_{w2}} = 16300 \rightarrow \frac{g \bar{h}_d}{V_{w2}^2} = 0,082; \frac{g \bar{T}}{V_{w2}} = 4,1$$

По меншим з цих значень приймаємо середню висоту  $h_d$  і період  $T$

$$\bar{h}_d = \frac{0,021 \cdot 13^2}{9,81} = 0,362m \quad \bar{T} = \frac{1,7 \cdot 13}{9,81} = 2,25c$$

Визначаємо середню довжину хвилі  $\lambda_d$ :

$$\bar{\lambda}_d = \frac{9,81 \cdot 2,25^2}{2 \cdot 3,14} = 7,9m.$$

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат

Огорожувальна дамба

Арк  
5

Визначаємо висоту хвилі 1% забезпеченості: при значенні  $\frac{gL_{\phi IP}}{V_{w2}^2} = 148$  по графіку рис.1.6 [13] знаходимо коефіцієнт  $k_{1\%} = 2,06$  і потім за формулою 5.1 визначаємо висоту хвилі:

$$h_{1\%} = 2,06 \cdot 0,362 = 0,75m$$

Знаходимо значення коефіцієнтів  $k_r$  і  $k_p$  по таблиці 1.4 [13], як і в першому випадку відповідно  $k_r = 0,8$  і  $k_p = 0,7$ .

Для швидкості вітру  $V_{w2} = 13m/c$  по таблиці 1.5 [13] при  $c t g \varphi = 2,0$  приймаємо  $k_{sp} = 1,3$ .

По графіку рис. 1.7 [13] визначаємо значення  $k_{run} = 1,35$ .

За формулою 5.2 визначаємо висоту накату хвиль 1% забезпеченості:

$$h_{run1\%} = 0,8 \cdot 0,7 \cdot 1,3 \cdot 1,35 \cdot 0,75 = 0,55m.$$

Висоту вітрового нагону води знаходимо за формулою 5.3:

$$\Delta h_{set} = 2,5 \cdot 10^{-6} \frac{13^2 \cdot 2550}{9,81 \cdot 11} = 0,1m.$$

Перевищення гребеня дамби  $h_{s2}$  визначаємо за формулою 5.5:

$$h_{s2} = 0,75 + 0,1 + 0,5 = 1,35m.$$

Відмітку гребеня дамби по другому розрахунковому випадку визначаємо за залежністю:

$$\downarrow \Gamma D_2 = \downarrow \Phi PR + h_{s2}, \quad (5.7)$$

$$\downarrow \Gamma D_2 = 420,00 + 1,35 = 421,35m.$$

Із двох одержаних результатів розрахунку вибираємо більш високу відмітку гребеня -  $\downarrow \Gamma D = 421,51 m$ .

Відмітку гребеня дамби проектуємо з урахуванням будівельного підняття  $\Delta h_{byd}$ , що додається до перевищення  $h_s$ .

Значення можливої експлуатаційної осадки визначаємо за формулою:

$$\Delta h_{byd} = 0,001 h_{ep}^{3/2}, \quad (5.8)$$

$$\Delta h_{byd} = 0,001 \cdot 12,51^{3/2} = 0,04m,$$

де  $h_{ep}$  – висота греблі, яка визначається за формулою:

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат	Огорожувальна дамба	Арк
						6

$$h_{ep} = \downarrow \Gamma\Delta - \downarrow \text{ДНА}, \quad (5.9)$$

$$h_{ep} = 421,51 - 409,00 = 12,51 \text{ м.}$$

Відмітку гребеня дамби з урахуванням експлуатаційної осадки визначаємо за формулою:

$$\downarrow \Gamma\Delta_e = \downarrow \Gamma\Delta + \Delta h_{\delta y\delta}, \quad (5.10)$$

$$\downarrow \Gamma\Delta_e = 12,51 + 0,04 = 12,55 \text{ м.}$$

Приймаємо  $\downarrow \Gamma\Delta_e = 421,55 \text{ м.}$

Повна будівельна висота дамби становить:

$$H_{ep}^{\delta y\delta} = \downarrow \Gamma\Delta_e - \downarrow \text{ДНА}, \quad (5.11)$$

$$H_{ep}^{\delta y\delta} = 421,55 - 409,00 = 12,55 \text{ м.}$$

Для захисту верхового укосу при інтенсивному підйомі рівня води та наступному інтенсивному пониженні приймаємо кріплення накидним каменем - несортироване каміння. При цьому камені 20-40 см повинні складати не більше 50% загального об'єму кріплення.

## 5.2. Протифільтраційні обладнання в тілі дамби

В якості протифільтраційного обладнання в тілі дамби передбачено ядро із суглинку. Суглинок видобуватимуть з місцевих кар'єрів, який має низьку водопроникність і добру укатаність. Ширину ядра по верху приймаємо 2,0 м. Закладання укосів приймаємо 1:1,1. При цьому максимальна ширина ядра по низу буде рівна 7,2 м.

На контакті ядра з матеріалом накидки влаштовуватимуться переходні зони з гравійно-піщаної суміші. Товщину переходної зони приймаємо 2,0 м. Враховуючи велике значення переходних зон як фільтрів, роботи по їх відсипці потрібно проводити під постійним наглядом, і, при цьому не допускати забруднення. Сполучення ядра греблі з її основою здійснюватиметься шляхом врізування їх в основу до залягання міцних порід.

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат

Огорожувальна дамба

Арк  
7

### 5.3. Фільтраційний розрахунок дамби

При фільтраційних розрахунках необхідно визначити параметри фільтраційного потоку ( положення кривої депресії, фільтраційну витрату, напори або градієнти, які необхідні для обґрунтування розмірів і конструкції дамби, визначення коефіцієнтів стійкості укосів, фільтраційної міцності).

Для фільтраційних розрахунків неоднорідної дамби (з ядром) необхідно скористатися "віртуальним методом" М.М. Павловського, сутність якого полягає в тому, що неоднорідна гребля відповідним розрахунком приводиться до однорідної.

Грунт, який необхідно вибрати для влаштування ядра, повинен мати коефіцієнт фільтрації  $k_s$ , що визначається за залежністю:

$$k_{e,o}/k_s = 50 \dots 80 \rightarrow k_s = k_{e,o}/50 = 10/50 = 0,2 \text{ м/добу} \quad (5.13)$$

Визначивши розміри ядра у верхній  $b_1 = 2,0$  м і в нижній  $b_2 = 6,8$  м частинах визначається його середня товщина  $b_{cp} = 4,6$  м. По способу віртуальних довжин дамба з ядром приводиться до однорідної, при цьому

$$\Delta L_{\Phi} = \frac{k_{\Phi}}{k_{\Phi}} b_{cp} = \frac{10}{0,15} 3,4 = 230 \text{ м} \quad (5.14)$$

Подальші розрахунки фільтрації проводяться як для однорідної земляної греблі на водонепроникній основі, вода в нижньому б'єфі відсутня.

$$\frac{q_p}{k_m} = \frac{H_1^2}{L_P + \sqrt{L_P^2 - m_{t2}^2 H_1^2}} = \frac{10^2}{276 + \sqrt{276^2 - 2,2^2 \cdot 10^2}} = 0,18 \text{ м}^2/\text{добу} \quad (5.15)$$

$$L_p = L + \Delta L_B = 272 + 4 = 276 \text{ м} \quad (5.16)$$

$$\Delta L_B = \beta_e \cdot H_1 = 0,4 \cdot 10 = 4 \text{ м} \quad (5.17)$$

$$\beta_m = \frac{m_1}{2 \cdot m_1 + 1} = \frac{2}{2 \cdot 2 + 1} = 0,4 \quad (5.18)$$

Висота виклинювання кривої депресії на низовому укосі складає:

$$H_0 = f(m_{t2}) \frac{q_p}{k_m} = (0,5 + 2,2) \cdot 0,18 = 0,49 \text{ м} \quad (5.19)$$

де  $f(m_{t2}) = 0,5 + m_{t2} = 0,5 + 2,2 = 2,7$

$m_{t2}$  - коефіцієнт закладання низового укосу на ділянці виходу кривої депресії.

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат

Огорожувальна дамба

Арк  
8

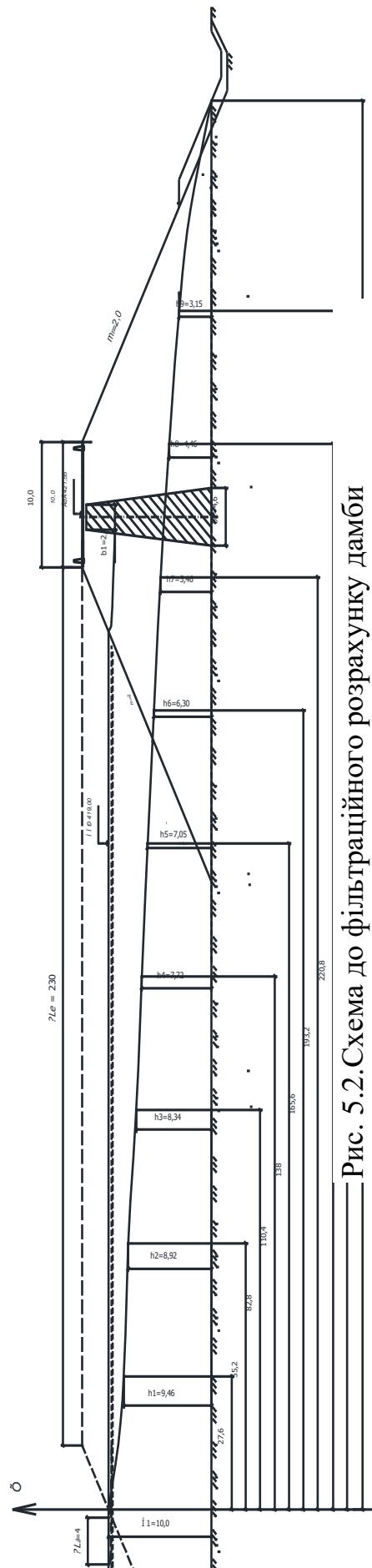


Рис. 5.2. Схема до фільтраційного розрахунку дамби

Ординати кривої депресії визначаються за формуллою:

Зм	Арк	№ Докум.	Підпн	Дат

Огорожувальна дамба

Арк  
9

$$h_x = \sqrt{2 \frac{q_p}{k_m} \cdot (L - x - m_{t2} H_0) + H_0^2}, \quad (5.20)$$

де  $q_p$  - загальна питома витрата,  $\text{м}^2/\text{добу}$ ;

$k_m k_{oc}$  - коефіцієнти фільтрації відповідно тіла дамби та основи,  $\text{м}/\text{добу}$ ;

$H_1$  і  $H_2$  - глибини води в б'єфах, м;

$L$  - віддаль від початку координат до точки перетину внутрішнього укосу;

$m_{t2}$  - коефіцієнт закладання низового укосу на ділянці виходу кривої депресії;

Задаючи значення  $x$ , одержуємо значення  $h_x$ . Кількість ординат кривої депресії повинна бути не менше 8. Крива депресії виправляється візуально в зоні:

$$h_n \geq H_1 - \frac{q_p}{k_m} = 10 - 0,18 = 9,82 \text{ м} \quad (5.21)$$

Значення координат кривої депресії зводимо в таблицю 5.1.

Таблиця 5.1

#### Координати кривої депресії

$x, \text{ м}$	27,6	55,2	82,8	110,4	138	165,6	193,2	220,8	248,4	276
$h, \text{ м}$	9,46	8,92	8,34	7,72	7,05	6,30	5,46	4,46	3,15	0,00

Питома фільтраційна витрата становить:

$$q_p = \frac{H_1^2}{L_P + \sqrt{L_P^2 - m_{t2}^2 H_1^2}} k_m = \frac{10^2}{276 + \sqrt{276^2 - 2,2^2 \cdot 10^2}} 10 = 1,81 \text{ м}^2/\text{добу}$$

#### 5.4. Розрахунок фільтрації міцності ядра

Фільтраційними розрахунками кам'яно-земляної дамби повинно встановлюватися:

- основні параметри фільтраційного потоку в тілі та основі (градієнт напору, направлення лінії токів);
- положення кривої депресії;
- значення фільтраційної витрати.

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат

Огорожувальна дамба

Арк  
10

В нашому випадку детально зупинимося на визначенні фільтраційної міцності ядра, тобто визначенні градієнтів напору і порівнямо їх максимальне значення з допустимим значенням за формулою:

$$I_k \leq \frac{1}{k_h} I_{kp}, \quad (5.22)$$

де  $I_k$  – максимальне значення градієнта напору фільтраційного потоку;

$k_h$  – коефіцієнт надійності, який за для III класу наслідків складає  $k_h = 1,15$ ;

$I_{kp}$  – критичне значення градієнта напору, для ядра із суглинку  $I_{kp} = 4\dots1,5$

При визначені градієнтів напору, повинна виконуватись умова:

$$\frac{L}{H_1} = \frac{4,8}{10} = 0,48 \leq 0,5 \quad (5.23)$$

де  $L$  – ширина ядра по низу  $L = 4,8\text{м}$ ;

$H_1$  – напір перед греблею  $H_1 = 10,0 \text{ м}$ .

Далі визначаємо градієнти фільтраційного потоку за формулою:

$$I = \frac{\sin \alpha}{\cos \beta}, \quad (5.24)$$

де  $\alpha$  – кут між укосом ядра та дном (рис. 5.2);

$\beta$  – кут, який отримують із гідродинамічної сітки, яка побудована графічним методом (рис.5.2).

По знайдених значеннях будуємо епюру градієнтів (рис. 5.2).

Перевіряємо виконання умови 5.22:

$$2,45 \leq \frac{1}{1,1} 4 = 3,63$$

Умова виконується, отже фільтраційна міцність греблі забезпечена.

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат

Огорожувальна дамба

Арк  
11

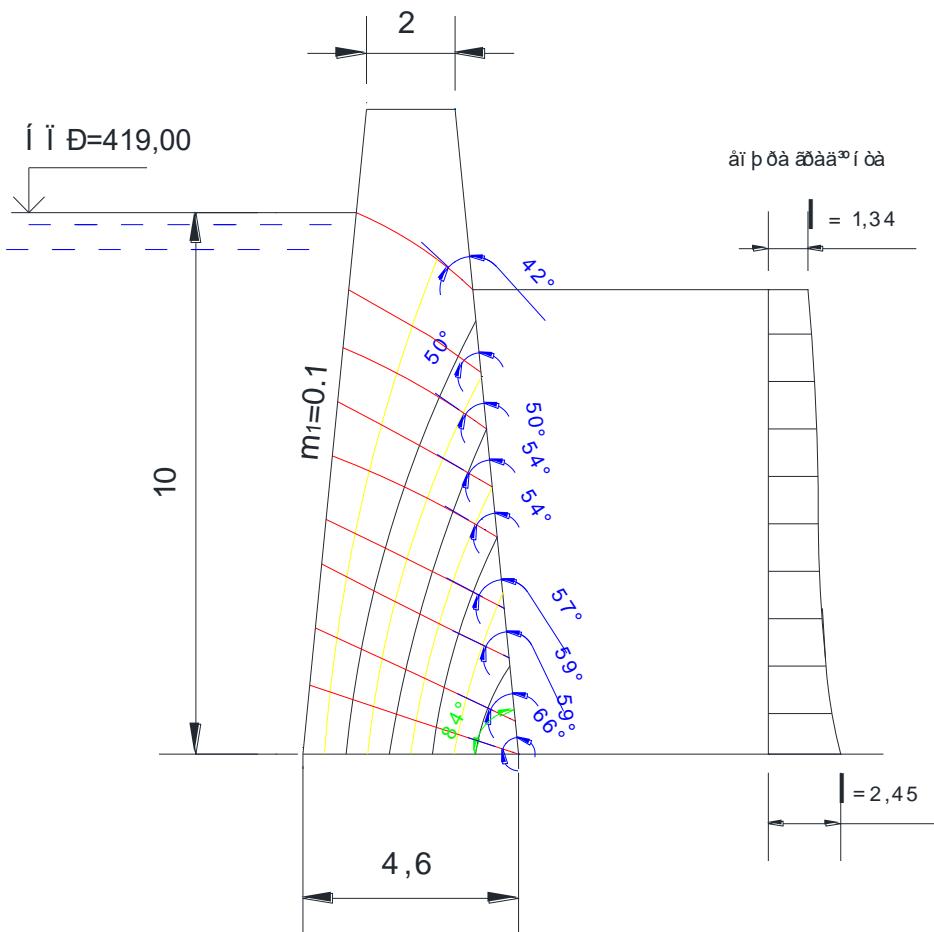


Рис. 5.3. Схема для визначення градієнтів фільтраційного потоку ядра

### 5.5. Розрахунок на стійкість огорожувальної дамби

Мета розрахунку – знаходження із можливих поверхонь зсуву найбільш небезпечної, яка характеризується мінімальним відношенням узагальнених граничних реактивних сил опору  $R$  (або їх моментів  $M_R$  відносно осі поверхні зсуву) до активних зсуваючих сил  $F$  (або їх моментів  $M_F$  відносно осі поверхні зсуву).

Критерієм стійкості є збереження для найбільш небезпечної призми обвалення нерівномірності:

$$\gamma_{fc} F \leq \frac{\gamma_c R}{\gamma_n}, \quad (5.25)$$

де  $\gamma_n$ ,  $\gamma_{fc}$ ,  $\gamma_c$  – коефіцієнти відповідно надійності споруди, поєднання навантажень і умов роботи.

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат

Огорожувальна дамба

Арк  
12

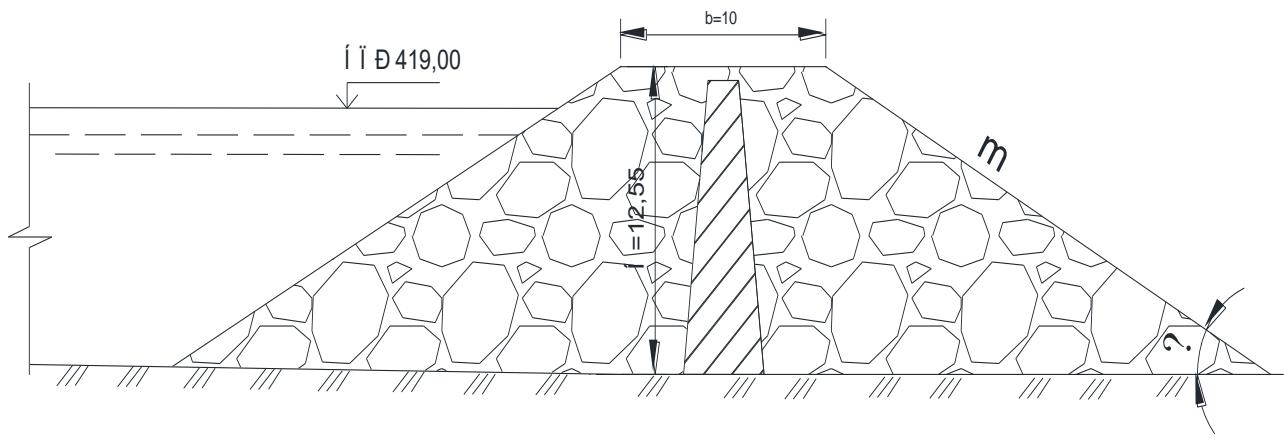


Рис. 5.4. Схема до розрахунку стійкості огорожувальної дамби

В нашому випадку при визначені небезпечної поверхні зсуву використовуємо наступну залежність для визначення мінімального коефіцієнта стійкості  $k_s$ :

$$k_s = \frac{R}{F} \geq \frac{\gamma_n \gamma_{fc}}{\gamma_c}, \quad (5.26)$$

Одержаній в результаті розрахунку мінімальний коефіцієнт стійкості  $k_s$  не повинен перевищувати значень для споруд класу наслідків (відповідальності) СС2  $k_s = 1,1$  [14]

Для кам'яно-земляної дамби з ядром (або діафрагмою) найбільш небезпечним є зсув по основі дамби. Стійкість огорожувальної дамби визначаємо згідно [12, ст. 231] по формулі:

$$k_o = \frac{I \gamma_1 (bH_1 + 0,5H^2 ctg\alpha)}{0,5 \gamma_w H^2}, \quad (5.27)$$

$$k_o = \frac{0,25 \cdot 22,5 \cdot (10 \cdot 10 + 0,5 \cdot 12,55^2 \cdot 2,1)}{0,5 \cdot 9,81 \cdot 12,55^2} = 1,93$$

де  $I$  – коефіцієнт тертя кам'яної накиді по основі, при попередніх розрахунках приймається  $I = 0,25$ ;

$\gamma_1$  – питома вага каменю;

$b$  – ширина дамби по гребеню;

$H$  – висота дамби;

$ctg\alpha = m$  – коефіцієнт закладання низового укосу;

$\gamma_w$  – питома вага води.

Перевіряємо умову стійкості огорожувальної дамби:

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат	Огорожувальна дамба	Арк
						13

$$k_s = 1,1 \triangleleft k_\partial = 1,93$$

Умова стійкості дамби виконується.

## 5.6. Розрахунок стійкості верхового укосу дамби

Вихідні дані для розрахунку стійкості верхового укосу:

висота греблі  $H_{cp} = 12,55 \text{ м}$ ;

грунт тіла греблі – щебінь, гравій та кам'яна накидка;

грунт основи – андезито-базальти, товщиною  $T_e = 10 \text{ м}$ ;

грунт ядра – суглинок важкий.

Розглянемо наступний випадок стійкості:

- при невстановленій фільтрації – при зниженні рівня верхнього б'єфу:

*верховий укос* в ядрі в межах спрацювання рівня води  $H_{cp}$  знаходиться в насиченому водою стані, в частині накидки – в сухому; в нижче встановленого рівня  $PMO$  укос повністю знаходиться у зваженому у воді стані.

Враховуючи те, що верхова призма греблі складається із кам'яної накидки і при зниженні б'єфа рівень води в ній буде знижуватись майже з тією швидкістю, раніше зважена частина накидки майже повністю буде в «сухому» стані (без води в порах). В ядрі греблі лінія депресії буде знижуватися значно повільніше, ніж рівень б'єфа, і раніше зважена частина ґрунту знаходитиметься в насиченому водою стані, поки не відбудеться повне падіння напору в порах і вирівнювання лінії депресії з рівнем б'єфа.

Як результат вага ґрунту ядра в межах насиченої частини збільшується на величину ваги водяного стовпчика на висоті від рівня РМО до лінії депресії, як результат, виникає зсувна сила і її момент. Утримуюча сила залишиться без змін, так як вода не може викликати сили тертя.

Розрахунок стійкості верхового укосу греблі починаємо із побудови розрахункової схеми укосу (рис. 5.5), використавши для цього переріз греблі.

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат

Огорожувальна дамба

Арк  
14

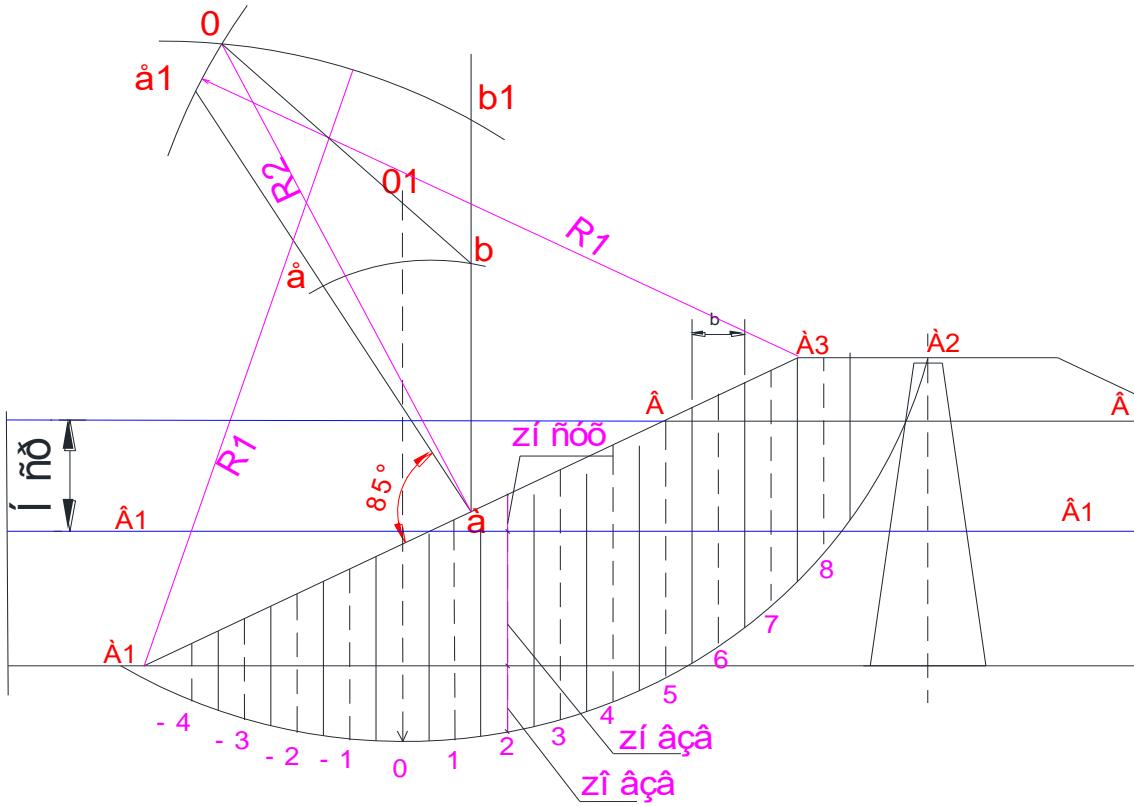


Рис. 5.5. Розрахунок стійкості верхового укосу

Проводимо середню лінію укосу і визначаємо середній коефіцієнт закладання його  $m_{t\ cp} = 2,1$ , для чого бровку укосу та підошву (точки  $A_1$  і  $A_3$ ) з'єднуємо прямою. Через середину осередненого укосу (т.  $a$ ) проводимо вертикаль  $ac$ , а потім із цієї точки  $a$  під кутом  $85^\circ$  до осередненого укоса проводимо лінію  $ad$ . Із точки  $B$  і  $C$ , як із центрів проводимо криві радіусом  $R_1$ , і методом засічок знаходимо положення точки  $O$ . Значення радіусів  $R_1$  знаходимо по залежності:

$$R_1 = \frac{R_h + R_e}{2}; \quad (5.28)$$

де  $R_h$  і  $R_e$  – нижнє і верхнє значення радіусів поверхні ковзання, що знаходяться по залежностях:

$$R_h = k_1 H_{ep}; \quad (5.29)$$

$$R_e = k_2 H_{ep}; \quad (5.30)$$

де  $H_{ep}$  – висота гребл, і  $H_{ep} = 12,55$ ;

$k_1$  і  $k_2$  – коефіцієнти, значення яких згідно [13, с.67] становить  $k_1 = 1,4$ ;  $k_2 = 2,5$ .

$$R_h = 1,4 \cdot 12,55 = 17,6m; \quad R_e = 2,5 \cdot 12,55 = 31,4m;$$

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат

Огорожувальна дамба

Арк  
15

$$R_1 = \frac{17,6 + 31,4}{2} = 24,5 \text{ м.}$$

Із точки  $a$ , як із центру проводимо дугу  $be$ , радіусом  $R_2 = aO/2 = 22/2 = 11 \text{ м.}$  Многокутник  $bb_1Oe_1e$  є зоною пробних центрів кривої ковзання. На лінії  $bO$  задаємо координати центрів кривих ковзання і задаємо криві та знаходимо відповідні радіуси дуг зсуву (7).

Подальший розрахунок проводимо в табличній формі (табл. 5.3).

Введемо позначення:

$Z^h_{\text{сух}}$ ,  $Z^{\alpha}_{\text{сух}}$  – середня висота елементарної полоси, яка розташована в сухій частині відсіку в межах накидки чи насипу і в межах ядра;

$Z^h_{\text{взг}}$ ,  $Z^o_{\text{взг}}$  – середня висота елементарної полоси у зваженій частині відсіку в межах накидки, основи;

$Z^h_{\text{нас}}$ ,  $Z^{\alpha}_{\text{нас}}$ ,  $Z^o_{\text{взг}}$  – теж саме в насиченому водою частині відсіку;

$\gamma^h_{\text{сух}}$ ,  $\gamma^{\alpha}_{\text{сух}}$  – об'ємна вага накидки в «сухому» стані;

$\gamma^h_{\text{взг}}$ ,  $\gamma^{\alpha}_{\text{взг}}$ ,  $\gamma^o_{\text{взг}}$  – об'ємна вага накидки, ядра і ґрунту основи у зваженому стані;

$\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3$  – кути між вертикальлю і радіусами, які проведені в точку перетину середніх висот елементарних полос з кривою зрушення (в точках 1, 2, 3....);

$f_1, f_2, f_3$  – коефіцієнти внутрішнього тертя відповідно накидки, ядра і основи.

При визначенні об'ємної ваги ґрунта чи накидки з врахуванням його зваженості і насиченості використовують співвідношення:

$$\gamma_{\text{взг}} = \gamma_{\text{сух}} - (1 - n) \gamma_{\text{в}}, \quad (5.31)$$

$$\gamma_{\text{нас}} = \gamma_{\text{сух}} + n \gamma_{\text{в}}, \quad (5.32)$$

де  $\gamma_{\text{в}}$  – об'ємна вага води;

$n$  – пористість ґрунту чи накиді.

$$\Delta^h_{\text{сух}} = \gamma^h_{\text{сух}} / \gamma_{\text{в}}, \quad (5.33)$$

$$\Delta^{\alpha}_{\text{сух}} = \gamma^{\alpha}_{\text{сух}} / \gamma_{\text{в}} \quad (5.34)$$

$$\Delta^h_{\text{взг}} = \gamma^h_{\text{взг}} / \gamma_{\text{в}} \quad (5.35)$$

$$\Delta^{\alpha}_{\text{нас}} = \gamma^{\alpha}_{\text{нас}} / \gamma_{\text{в}} \quad (5.36)$$

$$\Delta^o_{\text{взг}} = \gamma^o_{\text{взг}} / \gamma_{\text{в}} \quad (5.37)$$

Коефіцієнт запасу знаходимо по табл. 5.3 за формулою:

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат	Огорожувальна дамба	Арк
						16

$$K = \frac{\sum H_1 \cos \alpha \cdot f}{\sum H_2 \sin \alpha} + \frac{\sum c \cdot l}{b \cdot \gamma_n \sum H_2 \sin \alpha} \quad (5.38)$$

$$K = \frac{68,304}{40,09} + \frac{39}{2,2 \cdot 9,81 \cdot 40,09} = 1,75$$

Стійкість укосів забезпечується, якщо виконується умова:

$$K_{3an} > \gamma_n \quad (5.39)$$

де  $\gamma_n$  – коефіцієнт надійності, для споруд класу наслідків (відповідальності) СС2  $k_s = 1,1$  [14].

$k_{3an}$  – коефіцієнт стійкості укосу.

Перевіряємо виконання умови:

$$1,75 > 1,1.$$

Отже, умова виконується – стійкість верхового укосу забезпечена.

Таблиця 5.3

Розрахунок стійкості верхового укосу греблі

№	b	$Z_{cyx}$	$Z''_{cyx}$	$Z''_{636}$	$Z''_{636}$	$Z_{cyx}$	$Z''_{cyx}$	$Z''_{nac}$	$\gamma''_{cyx}$	$\gamma''_{636}$	$\gamma_o$	$\gamma''_{cyx}$	$\gamma''_{nac}$
-4	2,2			0,9	1,8					13,04	26,29	-	-
-3	2,2			1,9	2,2					13,04	26,29	-	-
-2	2,2			2,8	2,7					13,04	26,29	-	-
-1	2,2			3,9	3					13,04	26,29	-	-
0	2,2			5	3,1					13,04	26,29	-	-
1	2,2		0,45	5,5	3				16	13,04	26,29	-	-
2	2,2		1,9	5,5	2,7				16	13,04	26,29	-	-
3	2,2		2,5	5,5	2,4				16	13,04	26,29	-	-
4	2,2		3,5	5,5	2				16	13,04	26,29	-	-
5	2,2		4,5	5,5	1,6				16	13,04	26,29	-	-
6	2,2	1,1	4,5	4,6					16	13,04	-	-	-
7	2,2	2,1	4,5	2,8					16	13,04	-	-	-
8	2,2	2,7	4,5	0,9		2,7	4,5	5,5	16	13,04	-	15,1	12,62

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат

Огорожувальна дамба

Арк  
17

Продовження таблиці 5.3

Продовження таблиці 5.3

<i>Nº</i>		$z''_{cyx} \cdot \Delta''_{cyx}$	$z''_{cyx} \cdot \Delta''_{cyx}$	$z''_{\theta 36} \cdot \Delta''_{\theta 36}$	$z''_{nac} \cdot \Delta''_{nac}$	$z''_{\theta 36} \cdot \Delta''_{\theta 36}$
-1				1,196		4,824
-2				2,526		5,896
-3				3,722		7,236
-4				5,184		8,040
0				6,646		8,308
1		0,734		7,311		8,040
2		3,099		7,311		7,236
3		4,077		7,311		6,432
4		5,708		7,311		5,360
5		7,339		7,311		4,288
6	2,803	7,339		6,115		
7	5,352	7,339		3,722		
8	6,881	7,339	4,156	1,196	7,075	

<i>Nº</i>	<i>HI</i>	<i>cos</i>	<i>cos·HI</i>	$\varphi$	$\varphi cos \cdot HI$	<i>sin</i>	<i>HI·sin</i>	<i>a</i>
-1	2,7	0,9954	2,688	0,7	1,881	-0,100	-0,270	4
-2	4,1	0,9781	4,010	0,7	2,807	-0,200	-0,820	6,5
-3	5,5	0,951	5,231	0,7	3,661	-0,300	-1,651	9
-4	6,9	0,9135	6,303	0,7	4,412	-0,400	-2,761	11,5
0	8,1	1	8,100	0,7	5,670	0,000	0,000	14
1	8,95	0,9954	8,909	0,7	6,236	0,100	0,895	16,5
2	10,1	0,9781	9,879	0,7	6,915	0,200	2,021	19
3	10,4	0,951	9,890	0,7	6,923	0,300	3,121	21,5
4	11	0,9135	10,049	0,7	7,034	0,400	4,402	24
5	11,6	0,866	10,046	0,7	7,032	0,500	5,802	26,5
6	10,2	0,809	8,252	0,7	5,776	0,600	6,122	29
7	9,4	0,7431	6,985	0,7	4,890	0,700	6,582	31,5
8	20,8	0,6691	13,917	0,364	5,066	0,800	16,646	39
					68,304		40,089	

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат

Огорожувальна дамба

Арк  
18

## **Розділ 6**

### **АВТОМАТИЗОВАНА СИСТЕМА УПРАВЛІННЯ**

					ГЕ 61 11 0005 ПЗ		
					Магістерська робота на тему: "Гідроакумулююча електростанція Штеховіце у Чехії. Напівпідземна будівля (Комплексна магістерська робота спільно із студентом Яремчук М.В.)"		
Зм.	Арк.	№ Докум.	Підпис	Дата	Автоматизована система управління		
Розробив	Гаврилович А.В.				Літера		
Перевірив	Стець С.Є.				Аркуш		
Консульт.	Стець С.Є.				Аркушів		
Керівник	Яковлева-Гаврилюк О.М.				а		
Рецензент	Рябенко О.А.				НУВГП, кафедра ГЕ, ТЕ та ГМ, ГЕ-61м		

У проекті приймаємо дворівневу структуру системи керування.

- станційний (верхній) рівень управління в приміщенні ГЩС;
- агрегатний рівень управління.

На підставі ухвалених рішень у даному розділі для обраного варіанта уточнюються проектні рішення по складу, характеристикам і компонуванню основного устаткування проектованої системи керування.

### **6.1. Устаткування станційного рівня.**

У будівлі монтажної площаадки на виділяються два приміщення Центрального пункту керування (ЦПУ ГЕС), у яких установлюється устаткування, необхідне для контролю й керування станцією та розпристроєм високої напруги вцілому.

Одне приміщення використається для розміщення Головного щита сигналізації ГЕС і диспетчерського стола, у другому приміщенні встановлюються панелі керування й захисту ВРП-220 кВ.

Робоча станція оператора.

На станційному рівні встановлюється робоча станція оператора із центральним процесором, двома широкоформатними моніторами, клавіатурою й принтером.

Як мікропроцесор станційного комп'ютера використається не менш чим 32 розрядний процесор, здатний виконувати всі операції людино-машинного інтерфейсу, а також обміну інформації з іншими системами.

Процесор повинен мати таймер і календар для реєстрації подій й аварійних сигналів.

На моніторах відображатися по виклику вся основна й інформація, що розшифровує, по агрегатних і загально станційних системах та розпристрою 220 кВ.

Монітори повинні бути кольорові, не менш чим 22 дюймові, повинні мати крок 0.28 крапки, частоту не менш 72 Гц із максимальною роздільною здатністю 1280x1024 крапок з матрицею PVA (MVA) або S-IPS з широкими кутами огляду.

Із клавіатури робочої станції буде здійснюватися керування гідроагрегатами, вимикачами й роз'єднувачами розпристрою високої напруги.

Зм	Арк	№ Докум.	Підпи	Дат	Автоматизована система управління	Арк

Для реєстрації всіх подій, у тому числі дій персоналу, сигналів несправностей й аварій, друку добової відомості й інших документів на папір, до складу робочої станції повинен включатися принтер.

Передбачено наступні види реєстрації параметрів на друкувальному пристрої:

- друк параметрів по виклику;
- друк параметрів, що відхилилися, від уставок;
- друк параметрів у передаварійний період та у процесі розвитку аварії.

Головний щит сигналізації.

Головний щит сигналізації (ГШС) буде складатися з п'яти панелей загальною довжиною не більше 5 метрів, висотою не більше 2,4м.

ГШС виконується з обліком сучасних ергономічних вимог. На ньому повинна розміщатися мнемосхема головних електричних з'єднань станції й ВРП-220 кВ. с відображенням положення основного обору дования й виміру основних електрических параметрів, рівнів б'єфів (напору).

При наявності робочої станції оператора, із клавіатури якої здійснюється керування основним устаткуванням (гідроагрегатами й устаткуванням ВРП-220 кВ.), дублювання функцій керування устаткуванням ГАЕС і розпристрою 220 кВ з головного щита не потрібно. Однак, при рішенні Замовника замість Головного щита сигналізації можлива установка Головного щита керування з розміщенням на мнемосхемі комутаційних апаратів для керування агрегатами вимикачами й роз'єднувачами ВРП-220 кВ. У цьому випадку функції керування основним устаткуванням із клавіатури робочої станції повинні бути скорочені. Остаточний варіант визначається Замовником.

Контролер ГШС.

Контролер ГШС призначений для керування мнемосимволами ГШС і виведення показів основних електрических і гідротехніческих параметрів на вимірювальні прилади. Він повинен здійснювати обмін інформацією через станційну комп'ютерну мережу з контролерами агрегатного рівня й загально станційних систем (у тому числі ВРП-220 кВ). Контролер ГШС повинен мати наступний обсяг вхідної й вихідної інформації:

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат	Автоматизована система управління	Арк

- вхідних дискретних сигналів (DI) - не менш 100 (для варіанта з головним щитом керування);
- вихідних дискретних команд (DO) (для керування символами мнемосхеми ГЩС) - не менш 200;
- вихідних аналогових сигналів (для вимірювальних приладів на ГЩС) (AT) - не менш 50.

Контролер зовнішнього зв'язку.

Для здійснення двостороннього обміну інформацією із Центральним диспетчерським пунктом енергосистеми передбачається контролер зовнішнього зв'язку й модеми передачі інформації з каналів зв'язку.

На Центральний диспетчерський пункт енергосистеми (ЦДП) передбачається передача наступного обсягу інформації:

- рівні нижнього й верхнього б'єфів;
- напруга й частота на шинах 2200 кВ;
- активна й реактивна потужність кожного гідроагрегата;
- сумарна потужність ГАЕС (активна й реактивна);
- режим роботи гідроагрегатів (генераторний, режим СК);
- струми ліній, що відходять, 220 кВ.

Контролер зовнішнього зв'язку складається із вхідних блоків, інтерфейсів і програмного забезпечення.

Вхідний модем повинен мати програму взаємодії із зовнішніми засобами телекомуникації.

Диспетчерський стіл.

Диспетчерський стіл призначається для організації робочого місця чергового інженера станції й повинен бути виконаний з обліком найкращих ергономічних вимог.

На диспетчерському столі розміщаються робоча станція операторів з відеомоніторами, клавіатурою, принтером, і іншими пристроями станційного рівня, які потрібні операторові. Будуть передбачені місця для розміщення телефонних апаратів, документації, дискет й інших канцелярських принадлежностей.

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат	Автоматизована система управління	Арк

Розміри стола не повинні перевищувати 2000x1000x800мм. (ширина, глибина, висота).

## 6.2. Устаткування агрегатного рівня

Устаткування одного агрегатного рівня розміщається в 4-х шафах агрегатного щита керування, установлюваного в машзалі.

Передбачається наступний склад шаф агрегатного щита:

- панель керування;
- шафа агрегатного контролера;
- шафа електричних захистів;
- шафа вводно-виводних клемників і пристрійв електроживлення;
- шафа електронної частини регулятора частоти обертання турбіни, що поставляє комплектно з турбіною.

Розміщення окремого устаткування в шафах агрегатного щита керування визначається фірмою постачальником у робочому проекті.

Агрегатні щити керування машинного залу будуть являти собою інтегровану систему, що працює в режимі реального часу, з усім необхідним технічним і програмним забезпеченням для надійної роботи гідроагрегата й блоку (генератор-трансформатор).

### Панель керування

Першою шафою агрегатного щита керування є шафа з панеллю керування, на якій розміщається електрична мнемосхема блоку, вимірювальні прилади й ключі керування, а також монітор для висновку всієї інформації, що розшифровує. Із цієї панелі здійснюється керування гідроагрегатом, контроль всіх параметрів, як у процесі налагодження, ремонтів, так і при нормальному експлуатаційному режимі.

### Агрегатний контролер

У систему керування агрегатного рівня включений центральний контролер, що здійснює функції керування від одного командного імпульсу процесом пуску, синхронізації, перекладу в режим синхронного компенсатора (СК), зупинки, технологічних захистів, а також функції повного подання й реєстрації подій на агрегатному рівні.

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат	Автоматизована система управління	Арк

Приймається наступний обсяг вхідної й вихідної інформації для агрегатного контролера:

- дискретні вхідні сигнали (DI) - 320;
- дискретні вихідні сигнали (DO) - 64;
- аналогові вхідні сигнали (AI) - 32.

### **Термоконтролер**

У складі агрегатного рівня системи керування передбачається окремий контролер, що здійснює повний температурний контроль генератора й турбіни.

Максимальне число датчиків температур, що підключають - не менш 60, з можливістю нарощування до 100 датчиків, дозвіл 13 біт, оптронне.

Термоконтролер повинен по програмі опитувати температурні датчики генератора й турбіни (термоопору будь-який градуовання) з періодичністю не більше 10 с. Сумарна погрішність виміру й висновкуожної точки не повинна бути більше 0.5%.

Всі температурні точки і їхні параметри представляються в табличній формі на дисплеї агрегатного й станційного рівня по виклику оператора.

Передбачається можливість роздруківки в будь-який момент часу на принтері копій значень всіх температурних точок і їхні параметри.

Температурний контролер передбачає видачу попереджувальних й аварійних дискретних сигналів на агрегатний контролер, що діють у систему захистів на останов агрегату при досягненні заданих аварійних температурних установок.

### **Відеотермінал.**

Відеотермінальний пристрій агрегатного рівня повинне забезпечувати:  
індикацію відхилень всіх технологічних параметрів при одночасній індикації установок;

індикацію по виклику оператора таблиць, фрагментів мнемосхеми гідрогенератора і його систем забезпечення з динамічною цифровою інформацією про безпосередньо обмірювані параметри.

Сигналізація відхилення параметрів повинна вироблятися, миготінням зображення значення параметра, що відхилився, на екрані й супроводжуватися подачею звукового сигналу.

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат	Автоматизована система управління	Арк

Кількість таблиць і фрагментів технологічних схем, виведених на відеотермінал агрегатного рівня, приймається не менш 50.

### **Електроживлення.**

Агрегатний контролер та всі його складові компоненти живляться від пристрою безперебійного живлення з власною акумуляторною батареєю.

Електроживлення «польових» пристройів від системи управління повинно бути гальванічно розв'язане від електроживлення контролерів та плат введення/виводу, що входять до складу систем управління.

При повному знятті напруги з системи всі робочі програми та алгоритми зберігаються в пам'яті контролерів протягом всього терміну служби системи.

### **6.3. Керування ВРП 220кВ. і загальностанційними системами.**

Для контролю й керування вимикачами й роз'єднувачами ВРП-220кВ., пристроями загальностанційних технологічних і допоміжних систем станції, а також системами власних потреб змінний і постійний токи передбачається окремий загальностанційний контролер. За допомогою даного контролера передбачається збір і видача в комп'ютерну мережу всієї загальностанційної інформації про стан систем, а також керування вимикачами й роз'єднувачами ВРП-0кВ., вступними й секційними автоматами власних потреб.

Приймається наступний обсяг вхідної й вихідної інформації для загальстанційного контролера:

вхідних дискретних сигналів (DI)	- 250;
вхідних аналогових сигналів (AI)	- 32;
дискретних вихідних сигналів (DO)	- 50.

У якості вхідних і вихідних дискретних сигналів використаються сигнали типу “сухий контакт”, у якості вхідних аналогових сигналів використаються стандартні сигнали 4-20 ма від уніфікованих датчиків або перетворювачів.

Для місцевого керування допоміжними механізмами (двигунами, засувками, електромагнітами) загальностанційних систем передбачаються місцеві шафи керування з пусковою й релейно-контактною апаратурою, установлювані поблизу приводів.

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат	Автоматизована система управління	Арк

## **6.4. Електричні захисти**

Загальні вимоги до устаткування електричних захистів.

Концепція побудови електричних захистів генератора-двигуна та блочного трансформатора ГАЕС Штеховіце заснована на принципі повного дублювання електричних захистів, так щоб при короткому замиканні в зоні захисту жодна відмова одного захисного пристрою (наприклад I-й комплект) не призводила до відмови чи недопустимому зростанню часу вимкнення короткого замикання іншим захисним пристроям (наприклад II-комплект).

В захисному пристрою I-го та II-го комплекту генератора-двигуна повинна бути реалізована можливість уведення чергування фаз, режим генератора або режим двигуна.

Для резервування електричних захистів генератора-двигуна та блочного трансформатора, у випадку пошкодження кабелів або втрати живлення оперативним струмом шаф захистів в АЩК, передбачається резервний захист блока, що підключається до трансформаторів струму 330 кВ і встановлюється в будівлі ЗПУ.

Пристрою електричних захистів електростанції, включаючи систему електрозахистів генератора-двигуна, силового трансформатора й блоку в цілому, а також підстанції високої напруги належать до пристройів багатофункціонального інтегрального цифрового типу із самоконтролем.

Багатофункціональна система захисту має інтегровані пристройі реєстрації аналогових величин струму й напруги із запам'ятовуванням до шести циклів попередні аварії, моменту аварії й до десяти циклів після аварії. Пристрою мають можливість видачі на станційний рівень сигналів спрацьовування захистів і несправностей системи.

На пристройі встановлені інтерфейси для дистанційного керування із застосуванням стандартних сполучних портів, що дозволяють приєднувати сумісний із РС комп'ютер, що служить для установки режимів і доступу до всіх записаних даних з використанням програмного забезпечення, що поставляє.

Захист забезпечений за допомогою пароля, щоб виключити несанкціонований доступ з метою зміни уставок і режимів роботи.

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат	Автоматизована система управління	Арк

В основному всі пристрой електричних захистів виконуються в трифазному виконанні з урахуванням можливості висновку кожного захисту з роботи при збереженні цілісності струмових ланцюгів.

Усі функції захисних пристрой, що є важливими для запобігання руйнування електрообладнання та забезпечення стійкості та надійності роботи блоку, будуть виконуватись децентралізованими, тобто для однієї монтажної одиниці (генератор-двигун, блочний трансформатор, трансформатор пускового пристрою).

Кожен комплект електричних захистів буде розміщуватися в окремій шафі та мати окремі автоматичні вимикачі живлення оперативним струмом (220VDC) від двох незалежних джерел живлення, вихідні реле, випробувальні блоки та підключатись до різних трансформаторів струму та трансформаторів напруги .

Система електричного захисту має дві незалежні функціональні групи (захисту - А и захисту - В) з окремими процесорними модулями для кожної групи, роздільним харчуванням постійним струмом, роздільними вихідними блоками.

Всі електричні захисти ВРП-220 кВ, а також пристрою керування вимикачами 220 кВ і приводами роз'єднувачів розміщаються в окремих панелях (шрафах) габаритом не більше 2200x800x550мм. (висота, ширина, глибина), у приміщені апаратної ВРП-220 кВ.

#### **6.4.1 Вибір обсягів і структури електричних захистів**

Передбачається наступний обсяг електричних захистів:

Захисту двигун-генератора:

- поздовжній диференціальний захист;
- захист від замикань на землю в обмотці статора;
- інтегральний захист від струмів симетричного перевантаження;
- захист від струмів зворотної послідовності;
- захист від ушкоджень ізоляції підшипників;
- захист від підвищення напруги статора;
- захист від втрати збудження;
- захист від зворотної потужності;
- захисту системи збудження (входять у систему збудження).

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат	Автоматизована система управління	Арк

Крім того, передбачається блокування помилкової дії захистів двигуна-генератора й блоку при обриві ланцюгів напруги (контроль цілісності ланцюгів напруги).

Захисту блокового трансформатора:

- поздовжній диференціальний захист;
- газовий захист
- захист від перевантаження
- контроль ізоляції ланцюгів генераторної напруги.

Захисту блоку генератор - трансформатор:

- поздовжній диференціальний захист блоку.

Захисту трансформатора власних потреб блоку:

- струмове відсічення;
- максимальний струмовий захист.

Захисту ошиновок 220 кВ:

- два диференціальні захисти по кількості секцій 220 кВ.

Захисту ВЛ 220 0кВ:

- дифференційно-фазний захист;
- багатоступінчастий резервний захист - дистанційна й нульова послідовності.

Для резервування відключення КЗ на ошиновці 220 кВ. ідалекого резервування ВЛ 220 кВ. передбачаються:

- дистанційний захист на стороні лінійних висновків агрегату;
- захист далекого резервування від однофазних замикань на стороні 220 кВ. у нейтрали трансформатора блоку.

Передбачаються пристрої резервування відмови вимикачів (ПРВВ), що діють при відмові генераторних і високовольтних вимикачів при дії захистів.

Всі використовувані для підключення захистів вторинні обмотки трансформаторів струму мають клас Р, що забезпечує відсутність насиження при КЗ поза зоною захисту.

Захист двигуна-генератора й трансформатора власних потреб блоку.

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат	Автоматизована система управління	Арк

Захист двигуна-генератора, ошиновок генераторної напруги, трансформатора власних потреб блоку й дистанційний захист далекого резервування підключені до трансформаторів струму й напруги з боку генераторної напруги.

Дифзахист двигуна-генератора (87G) підключена до трансформаторів струму лінійних і нульових виводів;

Захисту від замикань на землю в обмотці статора генератора 100% (64S2) і 95% (64S1) підключені до трансформатора напруги в нейтралі генератора;

Інтегральний захист двигуна-генератора від струмів симетричних перевантажень (51G) і захист від струмів зворотної послідовності (46), захист від втрати збудження (40), захист від зворотної потужності (32), дистанційний захист (21) підключені до трансформаторів струму на лінійних висновках генератора;

Захисту 40, 32, 21 і захист від підвищення напруги статора (59) підключені до трансформаторів напруги з боку лінійних висновків двигуна-генератора до двигун-генераторного вимикача й при обриві ланцюгів напруги блокуються пристроєм блокування (60) - контроль цілісності ланцюгів напруги.

Контроль ізоляції кіл генераторної напруги (59N) підключений до обмотки “розімкнутого трикутника” трансформатора напруги за генераторним вимикачем;

Струмові захисти трансформатора власних потреб блоку (відсічення й максимальний захист 50/51) підключаються до трансформаторів струму відпайки до трансформатора СН;

Захист двигун-генератора від збудження ізоляції підшипника (64G) підключається до спеціального датчика струму, установленому на валу двигуна-генератора.

Для захисту кіл збудження двигуна-генератора використаються струмові захисти з високої сторони трансформатора збудження (відсічення й максимальне струмова, 50/51) і струмове відсічення (50) на лінії живлення систем збудження двигунів-генераторів при налагодженні.

Захисту трансформатора блоку.

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат

Автоматизована система управління

Арк

Поздовжня дифзахиста трансформатора (87Т) підключається до трансформаторів струму з боку лінійних висновків генератора й з боку вищої напруги трансформатора.

Газовий захист (63) установлюється в розширнику трансформатора й поставляється комплектно з ним.

Захист від перевантажень (51Т) підключена до трансформаторів струму на стороні 220 кВ трансформатора блоку.

Захисту блоку.

Поздовжній диференціальний захист блоку (87GT) охоплює всю первинну схему блоку й підключається до трансформаторів струму з боку нульових висновків двуигун-генератора й з боку вищої напруги трансформатора блоку.

Захисти ошиновок 220 кВ.

Диференціальний захист ошиновки 220 кВ (87У) охоплює ошиновку 220 кВ, не включену в зони захисту блоку й захистів ліній 220 кВ, тобто підключена до наступних трансформаторів струму:

- на стороні 220 кВ трансформатора блоку,
- у колі секційного вимикача 220 кВ,
- у колах вимикачів 220 кВ ліній, що відходять від даної секції.

Резервними захистами ошиновки 220 кВ є дистанційний захист (21) і захист далекого резервування від однофазних КЗ на землю в нейтрали трансформатора (51N).

Захист лінії 220 кВ

Основна дифференциально - фазний захист лінії і резервні багатоступінчасті дистанційні захисти підключаються до трансформаторів струму, які встановлюються на лінії й до трансформатора напруги (дистанційний захист), установленому на даній секції ошиновки.

Далеке резервування захистів ліній 220 кВ при не відключені захистами 21 й 51N.

ПРВВ.

Чутливі струмові реле (50BF) пристрою резервування відмови вимикачів 220 кВ (ПРВВ) підключенні до трансформаторів струму в кілі вимикачів 220 кВ.

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат	Автоматизована система управління	Арк

Завдяки дії ПРВВ забезпечується відключення мінімальної кількості приєднань при відмові вимикача, на який впливав захист ушкодженого елемента схеми.

#### **6.4.2. Опис функцій.**

У проекті передбачаються електричні захисти, що відповідають стандартам західноєвропейських країн, засновані на цифровій мікропроцесорній техніці.

Всі електричні захисти двигуна-генератора й трансформатора блоку розділені на групи А і В по функціональному призначенню. До групи А ставляться захисти від всіх видів КЗ. До групи В ставляться захисти від порушень нормальних режимів і резервні захисти. Захисту груп А і В мають роздільне електророзривлення, індивідуальні вихідні реле й конструктивно розділені.

Межі уставок захистів визначаються на робочій стадії проекту при замовленні конкретного устаткування.

##### **Захист двигуна-генератора**

Поздовжня дифзахист (87G) призначена для відключення межуфазних ушкоджень обмоток статора й ошиновки генераторної напруги. Ставиться до групи А. Має трифазний вимір. Захист характеризується високою чутливістю й швидкодією при ушкодженнях у зоні.

Захист двигуна-генератора від замикань на землю в обмотці статора – 95%(64S1) і 100% (64S2) – призначена для відключення замикань на землю в будь-якій крапці обмотки статора, включаючи нейтраль, і дубльованого відключення замикань на землю на 95% обмотки. Захист реагує також на появу замикань на землю на ошиновках генераторної напруги. Ставиться до групи А. Захист характеризується стійкістю при замиканнях на землю в мережі 220 кВ. Дія захисту на відключення передбачається з можливістю установки витримки часу 0.5-1 із для відбудування від короткочасних замикань.

Захист від струмів зворотної послідовності (46) призначена для відключення незбалансованих трифазних струмів у колі двигуна-генератора, які індуцирують у роторі вихровий струм подвоєної частоти, що викликає перегрів ротора. Ставиться

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат	Автоматизована система управління	Арк

до групи В. Має трифазний вимір. Захист характеризується інтегральною характеристикою спрацьовування з дією на відключення.

Захист від симетричних перевантажень двигуна-генератора (51G) призначена для відключення струмів симетричного перевантаження в ланцюзі генератора. Ставиться до групи В. Має однофазний вимір. Захист характеризується інтегральною характеристикою спрацьовування з дією на відключення.

Захист від втрати збудження (40) призначена для відключення двигуна-генератора з метою запобігання асинхронного режиму. Ставиться до групи В.

Захист від зворотної потужності (32) призначена для відключення агрегату, що працює в режимі синхронного компенсатора, з появою зворотного потоку потужності понад припустимий. Ставиться до групи В. Захист являє собою 3-х фазне реле потужності зворотного напрямку.

Захист від підвищення напруги статора (59) призначена для відключення при підвищенні генераторної напруги в робітнику (симетричному режимі). Ставиться до групи В. Має вимір межфазного напруги з боку лінійних висновків генератора.

Дистанційний захист (21) призначена для резервування відключення багатофазних КЗ у мережі 330 кВ (ошиновка й лінії). Даний захист умовно віднесений до групи В. Вплив захисту забезпечує збереження в роботі приєднань 220 кВ ГЕС (блоку, лінії) відділенням ушкодженої ділянки мережі 220 кВ від неушкодженого. Має трифазний вимір і зону спрацьовування, що охоплює лінію, що відходить.

Контроль цілісності ланцюгів напруги (60) призначена для блокування від помилкового спрацьовування захистів при обриві ланцюгів напруги, заведених у захисти (32, 59, 21). Ставиться до групи В захистів генератора.

Захисти блокового трансформатора.

Поздовжня дифзахист трансформатора (87T) призначена для відключення трансформатора при міжфазних ушкодженнях у його обмотках і на його ошиновках вищої й нижчої напруг, а також при однофазних замиканнях на землю на вищій напрузі. Ставиться до групи А. Має трифазний вимір. Захист характеризується високою чутливістю й швидкодією при ушкодженнях у зоні. Захист має уставку за часом.

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат	Автоматизована система управління	Арк

Газовий захист трансформатора (63) призначена для відключення трансформатора при внутрішніх ушкодженнях, що супроводжуються інтенсивним газоутворенням. Ставиться до групи А.

Захист від перевантажень трансформатора (51Т) призначена для сигналізації перевантаження трансформатора в робітнику (симетричному) режимі. Ставиться до групи В. Захист діє на сигнал з незалежною витримкою часу.

Контроль ізоляції кіл двигун-генераторної напруги (59Н) призначений для сигналізації зниження рівня ізоляції на стороні нижчої напруги трансформатора блоку. Ставиться до групи В. Захист характеризується стійкістю неспрацьовування при замиканнях на землю в мережі 220 кВ.

Захистдалекогорезервуваннявідоднофазнихзамиканьназемлювмережівищої напруги (51Н) призначена для відключення однофазних КЗ на землю в мережі 330 кВ (ошиновка й лінії). Умовно віднесена до групи В. Має однофазний вимір і зону спрацьовування, що охоплює лінію, що відходить.

#### Захист блоку.

Поздовжній диференціальний захист блоку (87GT) призначена для швидкодіючого резервування захистів генератора й трансформатора при междуфазних ушкодженнях у зоні дії, а також при однофазних замикань на землю на стороні вищої напруги блоку. Захист ставиться до групи В, має трифазний вимір й уставку за часом.

#### Захисту трансформатора власних потреб агрегату.

Струмове відсічення трансформатора СН (50) призначена для швидкодіючого відключення міжфазних ушкоджень в обмотках трансформатора СН і на його ошиновці вищої напруги. Ставиться до групи А. Має трифазний вимір.

Максимальний струмовий захист трансформатора (51) призначена для відключення міжфазних ушкоджень у будь-якій точці обмоток трансформатора СН і на його ошиновці нижчої напруги, а також для резервування відсічення трансформатора СН і захистів приєднань власних потреб на нижчій напрузі. Ставиться до групи В. Має трифазний вимір.

#### Захисти ВРП 220 кВ

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат	Автоматизована система управління	Арк

Дифзахист ошиновки 220 кВ (87У) призначена для відключення всіх видів КЗ на ошиновці 220 кВ. Має трифазний вимір. Захист характеризується високою чутливістю й швидкодією при ушкодженнях у зоні.

Оскільки ошиновка 220 кВ повинна залишатися в роботі при висновку в ремонт одного із блоків, дифзахист ошиновки повинна мати незалежні вихідні реле, що впливають на відключення вимикачів.

### Захисти лінії 220 кВ.

З міркувань максимальної надійності передбачається резервування основного швидкодіючого захисту резервними захистами при всіх видах КЗ. При цьому основний і резервний захисти підключаються до різних обмоток трансформаторів струму, мають різне електророживлення, різні вихідні ланцюги й роздільне конструктивне розташування.

Дифференційно-фазний захист призначений для відключення всіх видів КЗ у межах захисту лінії, що, є основним захистом лінії. Має трифазний вимір. Захист характеризується високою чутливістю при ушкодженні, у зоні та швидкодією. Напівкомплекти захисту повинні передбачатися для обох кінців лінії.

Багатоступінчасті спрямовані захисти (дистанційна й нульова послідовності) призначені для відключення всіх видів КЗ на захищає лінії, що, і суміжних ділянках мережі, є резервними захистами лінії, мають відповідно трифазний вимір (дистанційний захист) і однофазний вимір суми струмів трьох фаз (захист нульової послідовності), узгоджуються за часом із захистами суміжних ділянок мережі.

Пристрій резервування при відмові високовольтного вимикача (ПРВВ-50ВF) призначена для відключення будь-якого КЗ при відмові вимикача ВРП-220 кВ, на який впливали захисту, з відключенням мінімально необхідних джерел під живлення КЗ. Дія ланцюгів ПРВВ передбачено з витримкою часу для попередження спрацьовування резервних захистів приєднань і для прискорення ліквідації КЗ. Відмова вимикача фіксується з високим ступенем чутливості й надійності чутливими струмовими реле 50BF, що мають трифазний вимір.

ПРВВ 220 кВ має наступні напрямки дії:

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат	Автоматизована система управління	Арк

- при відмові на відключення вимикача лінії від захистів даної лінії ПРВВ діє на вихідні реле дифзахисту даної ошиновки. При цьому відключається секційний вимикач і відбувається зупинка блоку, що працює на дану ошиновку;
- при відмові відключення вимикача лінії від дії захистів блоку (групи А и В) або дифзахисту ошиновки, ПРВВ діє на вихідні реле захисти лінії, що роблять відключення лінії із протилежного кінця;
- при відмові відключення секційного вимикача при дії захистів блоку (групи А и В) або дифзахисту ошиновки, ПРВВ діє на вихідні реле дифзахисту ошиновки другого блоку. При цьому відключаються лінії (лінія), підключені до ошиновки другого блоку й відбувається зупинка другого блоку.

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат

Автоматизована система управління

Арк

## Розділ 7

# Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях.

					ГЕ 61 67 0005 ПЗ		
					Магістерська робота на тему: "Гідроакумулююча електростанція Штеховіце у Чехії. Напівпідземна будівля (Комплексна магістерська робота спільно із студентом Яремчук М.В.)"		
Зм.	Арк.	№ Докум.	Підпис	Дата	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях.		
Розробив	Гаврилович А.В.				Lітера	Аркуш	Аркушів
Перевірив	Кухнюк О.М.				a		30
Консульт.	Кухнюк О.М.				НУВГП, кафедра ГЕ, ТЕ та ГМ, ГЕ-61м		
Керівник	Яковлева-Гаврилюк О.М.						
Рецензент	Рябенко О.А.						

## **7.1 Організація та управління охороною праці на підприємстві**

### **7.1.1 Організація охорони праці на підприємстві**

В організації охорони праці на підприємстві беруть участь роботодавці, їх заступники, головні спеціалісти, керівники виробничих дільниць, окремих структурних під-розділів та служб, профспілки та інші органи, що певним чином впливають на організацію охорони праці.

Основним завданням з питань організації охорони праці є створення здорових і безпечних умов праці. Цього можна досягти:

- навчанням всіх працюючих на підприємстві, перевіркою їх знань та пропагандою охорони праці;
- розробкою і виконанням комплексних (перспектив-них), річних та оперативних планових заходів з охорони праці;
- аналізом показників і причин виробничого травматизму та захворювань;
- оперативним контролем стану охорони праці на підприємстві і негайним усуненням шкідливостей та небезпек, виявлених на робочих місцях;
- проведенням паспортизації санітарно-технічного стану виробничих приміщень, технологічного обладнання та окремих робочих місць;
- впровадженням заходів морального і матеріального заохочення за зразковий стан охорони праці на робочому місці, дільниці, структурному підрозділі;
- проведенням спеціальних заходів з охорони праці жінок та молоді, виховної роботи з питань охорони праці та трудової дисципліни, а також притягненням до відповідальності осіб, які порушили існуючі норми і правила охорони праці;
- забезпеченням усіх працюючих необхідними захисними засобами згідно з існуючими нормами.

Виконання цих заходів необхідно здійснювати на основі новітніх досягнень науки та передового досвіду, включаючи технічні засоби інформатики, спеціальні засоби сигналізації, блокування та ін.

Державне управління охороною праці здійснюють:

1. Кабінет Міністрів;

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат	Арк
					Охорона праці та безрека в надзвичайних ситуаціях.

2. Спеціально уповноважений центральний орган виконавчої влади з нагляду за охороною праці;
3. Міністерства та інші центральні органи виконавчої влади;
4. Місцеві державні адміністрації та органи місцевого самоврядування.

Головною метою органів державного управління є комплексне розв'язування завдань на основі Загальнодержавної національної програми поліпшення стану безпеки, гігієни праці та виробничого середовища, що сприятиме вирішенню питань правового, організаційного, матеріально-технічного, наукового та економічного забезпечення робіт у сфері охорони праці.

Органи управління охороною праці спрямовують свою діяльність на формування безпечних і нешкідливих умов праці, розробляють відповідні заходи та рішення щодо реалізації реальних можливостей і термінів виконання загальнодержавної національної програми.

В міністерствах та органах центральної виконавчої влади створені структурні підрозділи з охорони праці, які мають такі функції:

- здійснюють, реалізують управління охороною праці на державному рівні;
- контролюють виконання управлінських рішень;
- здійснюють нормативну діяльність, розробляють та затверджують нормативно-правові акти та зміни до них і т. ін.

Місцеві державні адміністрації в межах відповідних територій формують фонд соціального страхування від нещасних випадків і забезпечують виконання цільових регіональних програм поліпшення стану безпеки, гігієни праці та виробничого середовища.

В складі місцевих державних організацій є підрозділи з охорони праці, які здійснюють контроль за дотриманням суб'єктами підприємницької діяльності нормативно-правових актів про охорону праці, забезпечують соціальний захист працівників, зайнятих на роботах зі шкідливими та небезпечними умовами праці та ін.

Органи місцевого самоврядування в межах міських, селищних і сільських територій для виконання своїх функцій сфері охорони праці також створюють

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат	Арк
					Охорона праці та безрека в надзвичайних ситуаціях.

відповідні підрозділи або призначають спеціалістів з охорони праці. У межах своєї компетенції вони забезпечують належне утримання й безпечну експлуатацію об'єктів житлово-комунального господарства та дотримання вимог охорони праці працівниками цих об'єктів.

Регіональні програми поліпшення стану безпеки, умов праці та виробничого середовища, а також заходи з охорони праці у складі програм соціально-економічного з культурного розвитку регіонів забезпечуються державним фінансуванням.

Організація безпечної виконання виробничої діяльності здійснюється на підприємстві спеціально створеними службами охорони праці, кількісний склад яких визначається ст.15 Закону «Про охорону праці» та Типовим положенням (№73 від 3.08.1993р.). Служба охорони праці підпорядковується безпосередньо керівнику підприємства, маючи відповідні обов'язки та права.

### **7.1.2 Функції служби охорони праці**

Управління охороною праці має забезпечувати виконання таких основних функцій:

- організація планування та координація робіт у галузі охорони праці;
- контроль за станом охорони праці та функціонуванням системи;
- аналіз, оцінка, облік показників стану охорони праці;
- стимулювання діяльності в галузі охорони праці. Організація робіт з охорони праці передбачає формування органів управління, визначення обов'язків й порядок взаємодії осіб, які беруть участь в управлінні, а також реалізацію управлінських рішень (наказів, розпоряджень та ін.).

Планування має вирішальну функцію в управлінні охороною праці, бо визначає завдання структурним службам підприємства в поточних, оперативних і перспективних планах.

Контроль за станом охорони праці, передбачає перевірку стану умов праці з метою виявлення можливих відхилень від нормативних вимог та чинного законодавства.

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат	Арк
					Охорона праці та безрека в надзвичайних ситуаціях.

Облік, аналіз та оцінка показників стану охорони праці спрямовані на розробку й прийняття відповідних рішень на підставі даних про нещасні випадки й професійні захворювання, паспортів про санітарно-технічний стан умов праці та розпоряджень державних органів нагляду.

Стимулювання охорони праці може передбачати будь які види морального та матеріального заохочення за активну працю та ініціативу в здійсненні заходів щодо підвищення рівня безпеки та поліпшення умов праці.

Управління охороною праці на підприємстві – це сукупність дій службових осіб, що здійснюються на підставі постійного аналізу інформації про стан охорони праці в структурних підрозділах.

Управління охороною праці має на меті надати цій сфері діяльності комплексного й планового характеру щодо поліпшення умов праці, запобігання травматизму, профзахворюванням, пожежам, аваріям, ДТП та іншим негативним наслідкам.

Управління охороною праці повинно мати такі основні елементи:

- орган управління; виконавчий орган; об'єкт, яким управляють;
- вхідну та вихідну інформацію, прямий та зворотний зв'язок (рис.7.1)



Рис. 7.1 Управління охороною праці

Оперативне управління охороною праці можливе лише за наявності відповідної інформації про стан охорони праці

в структурних підрозділах у вигляді кількісних та якісних показників щодо рівня травматизму, його частоти, тяжкості або виявлених виробничих небезпек та шкідливих чинників.

На підставі такої інформації виконавчий орган розробляє оперативні заходи запобігання негативним явищам.

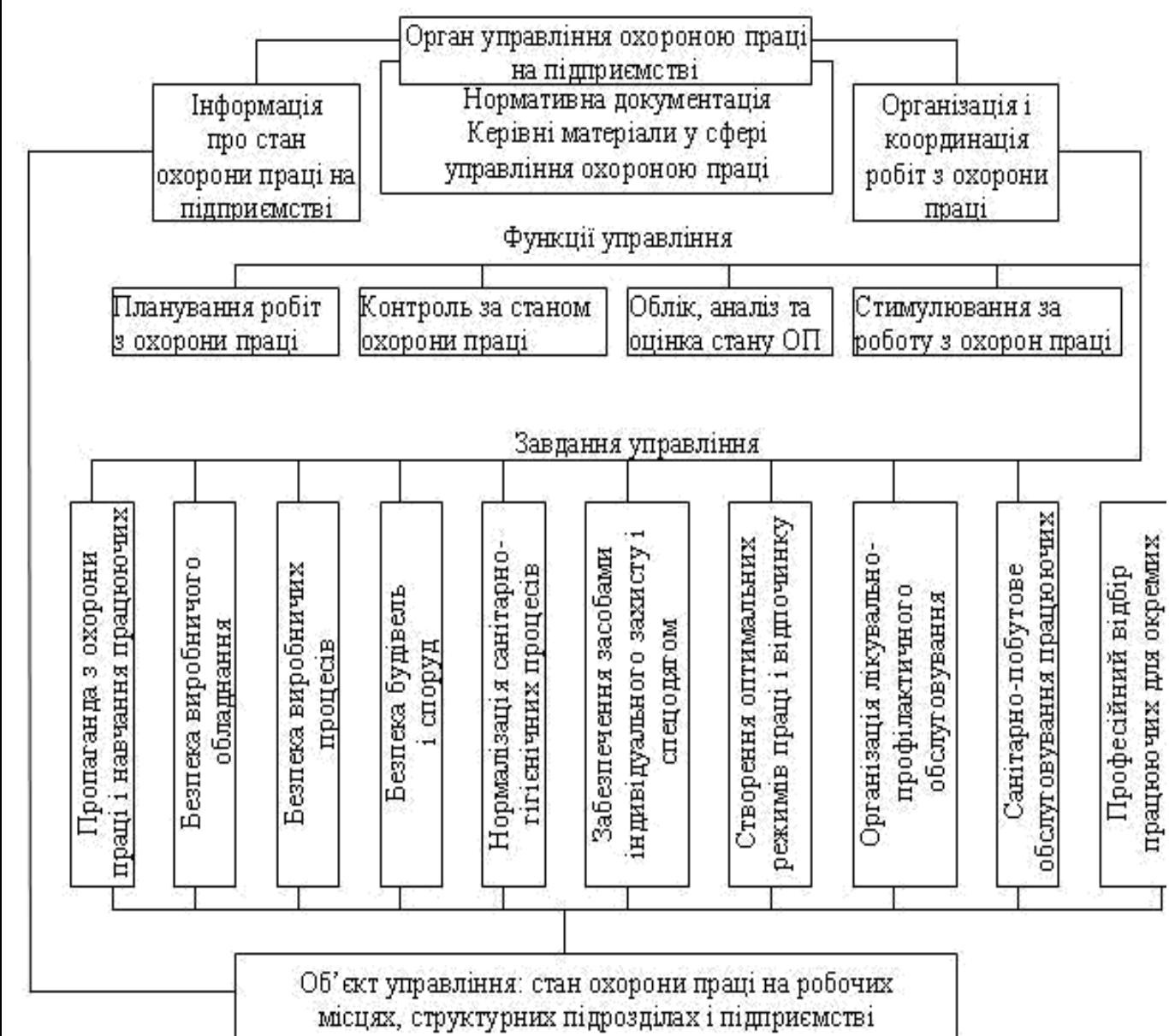
До вхідної інформації належать законодавчі і підзаконні акти, а також уся нормативна й нормативно-технічна документація з охорони праці, а до вихідної – дійсний стан у цій сфері на конкретному керованому об'єкті.

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат	Арк
					Охорона праці та безрека в надзвичайних ситуаціях.

Процес управлінських функцій у сфері охорони праці умовно можна розділити на три етапи:

1. По лінії прямого зв'язку керівник підприємства надсилає інформацію до служби охорони праці, яка її обробляє і розподіляє між виконавцями;
2. По лінії зворотного зв'язку служба охорони праці вимагає негайного усунення недоліків від конкретних виконавців;
3. Якщо через визначений час з'ясується, що вказані недоліки не були ліквідовані, служба охорони праці надсилає інформацію керівнику підприємства для вжиття відповідних заходів.

Загальну схему управління охороною праці в межах одного підприємства з функціональними завданнями у справі охорони праці наведено на рис.2.2.



Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат

Охорона праці та безрека в надзвичайних ситуаціях.

Арк

## Рис. 7.2 Схема управління охороною праці на підприємстві

До керівних органів підприємства можна віднести керівника підприємства й службу охорони праці як основного координатора всієї роботи у цій сфері.

Виконавчим органом є головні спеціалісти, керівники структурних підрозділів та окремі виконавці (робітники).

До обов'язків служби охорони праці належить:

- Організація управління охороною праці відповідно до прийнятої на підприємстві схеми, оформлення наказом відповідальних осіб на окремих виробничих дільницях;
- Складання планів роботи з охорони праці та контроль за їх виконанням;
- Проведення паспортизації умов праці і санітарно-технічного стану виробничих підрозділів;
- Проведення навчання працюючих, розслідування причин виробничого травматизму, їх аналіз та облік, а також розробка заходів з метою їх недопущення.

Спеціалісти служби охорони праці у разі виявленіх порушень мають право:

- Видавати керівникам структурних підрозділів обов'язкові для виконання приписи щодо усунення наявних недоліків, вимагати від них необхідні пояснення з питань охорони праці;
- Надсилати роботодавцю подання про відсторонення від роботи осіб, що порушують нормативно-правові акти з охорони праці або не пройшли медогляд, навчання чи не мають допуску до відповідної роботи;
- Призупиняти роботу машин, механізмів або інших засобів, які створюють загрозу життю чи здоров'ю працюючих.

До функцій служби охорони праці входить розробка й здійснення заходів, які забезпечують безпеку праці, вдосконалення засобів захисту працюючих, а також контроль за дотриманням законодавчих та нормативно-правових актів.

Згідно з чинним законодавством ліквідація служби охорони праці допускається тільки у разі ліквідації підприємства.

Зм	Арк	№ Докум.	Підпи	Дат	Арк
					Охорона праці та безрека в надзвичайних ситуаціях.

### **7.1.3 Права та обов'язки керівника та працівника щодо охорони праці**

#### ***Обов'язки з охорони праці, що покладаються на керівників підприємств***

Керівники (роботодавці) підприємств зобов'язані забезпечувати:

- здорові і безпечні умови праці на робочих місцях, дотримання вимог діючих стандартів, правил і норм з охорони праці та пожежної безпеки;
- призначати відповідальних за організацію і стан охорони праці в кожному структурному підрозділі;
- створювати службу охорони праці і забезпечувати безпосереднє керівництво цією службою;
- регулярно перевіряти стан охорони праці та пожежної безпеки на підприємстві, та аналізувати його на виробничих нарадах і зборах колективів;
- забезпечувати проведення паспортизації санітарно-технічного стану підприємства, розробку і виконання комплексних планів з охорони праці;
- затверджувати в установленому порядку інструкції з охорони праці;
- забезпечувати об'єктивне та своєчасне розслідування та облік нещасних випадків на виробництві відповідно до існуючого положення.

#### ***Обов'язки з охорони праці головних спеціалістів***

Головні спеціалісти підприємств свою роботу з охорони праці виконують відповідно до існуючого законодавства, наказів, розпоряджень вищих органів і керівників, відповідають за стан охорони праці у галузях, які їм підпорядковані.

Головні спеціалісти зобов'язані постійно забезпечувати здорові і безпечні умови праці відповідно до вимог, правил

і норм з охорони праці, спрямувати роботу підпорядкованих їм керівників структурних підрозділів на запобігання аваріям, пожежам, травмам та професійним захворюванням на виробництві.

Вони зобов'язані:

- розробляти та виконувати комплексні плани заходів з охорони праці;
- впроваджувати новітні технології, засоби механізації та автоматизації, досягнення науки в сфері охорони праці;

Зм	Арк	№ Докум.	Підпи	Дат	Арк
					Охорона праці та безрека в надзвичайних ситуаціях.

- забороняти виконання робіт при виникненні явної загрози для життя або здоров'я людей, не допускати до експлуатації несправні машини та обладнання;
- організовувати своєчасне випробування і технічний огляд машин і механізмів та інших технічних засобів, які підлягають періодичному випробуванню та огляду;
- контролювати проведення і реєстрацію всіх інструктажів;
- розробляти інструкції з охорони праці в підпорядкованій галузі, брати безпосередньо участь у розслідуванні нещасних випадків та ін.

Крім перелічених обов'язків головний інженер, наприклад, очолює комісії з перевірки технічного стану технологічного обладнання, його технічне випробування, пожежну технічну комісію, а також контролює наявність на робочих місцях інструкцій з техніки безпеки, виконує інші специфічні для своєї галузі обов'язки з охорони праці.

На підставі загальних посадових обов'язків з охорони праці на кожному підприємстві мають бути чітко визначені обов'язки всіх головних спеціалістів у цій сфері залежно від їх фаху та посади.

### ***Обов'язки керівників структурних підрозділів***

Керівники структурних підрозділів (дільниць) всю роботу з охорони праці виконують відповідно до існуючого законодавства та вимог нормативних документів, а також відповідно до наказів та розпоряджень керівника підприємства та головних спеціалістів.

Вони несуть повну відповідальність за стан охорони праці на підпорядкованих їм дільницях і зобов'язані:

- спрямовувати свою роботу на забезпечення здорових і безпечних умов праці та дотримання вимог пожежної безпеки;
- брати участь у розробці заходів поліпшення умов праці та запобіганням аваріям, пожежам та виробничим травмам;
- виконувати розпорядження державних органів нагляду, керівника підприємства та головних спеціалістів;

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат	Арк
					Охорона праці та безрека в надзвичайних ситуаціях.

- брати участь в паспортизації санітарно-технічного стану робочих місць, стежити за своєчасним випробуванням та технічним оглядом машин та іншого технологічного обладнання;
- підтримувати необхідні санітарно-гігієнічні умови на робочих місцях, контролювати проходження працівниками медоглядів;
- проводити та реєструвати інструктажі на робочих місцях, оформляти допуски до роботи, вимагати від працюючих чіткого дотримання існуючих на робочих місцях правил охорони праці, забезпечувати робочі місця інформативними документами, інструкціями, стандартами і т.ін.
- брати участь у розслідуванні нещасних випадків і діяти при цьому відповідно до чинного “Положення”!

У методологічному відношенні управління охороною праці здійснюється за допомогою двох взаємопов’язаних і послідовно виконуваних етапів роботи – а)аналізу умов праці; б) розробки згідно з результатами аналізу засобів захисту працюючих від можливих наявних чи потенційних небезпек.

Організаційно-методичну роботу з управління охороною праці, підготовку управлінських рішень і контроль за їх реалізацією здійснює служба охорони праці, яка безпосередньо підпорядковується керівнику підприємства.

Кожен працюючий – від вищого керівника і до рядового працівника – має чітко знати і виконувати свої посадові обов’язки у справі охорони праці.

#### **7.1.4 Види інструктажів**

Відповіальність за організацію навчання з питань охорони праці покладається на роботодавця, а в структур-них підрозділах – на керівників цих підрозділів. Контроль за своєчасним проведенням навчання здійснює служба охорони праці.

Навчання і перевірка знань з питань охорони праці проводиться для всіх працівників, які наймаються на робо-ту і періодично в процесі трудової діяльності.

Формою перевірки знань працівників з питань безпеки є іспит за екзаменаційними білетами.

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат	Арк
					Охорона праці та безрека в надзвичайних ситуаціях.

Відповідно до типових правил внутрішнього трудового розпорядку робітники, що наймаються на роботу зобов'язані ознайомитися з порядком виконання трудових обов'язків, правилами трудової і технологічної дисципліни, техніки безпеки, виробничої санітарії та пожежної безпеки. З цією метою на підприємствах проводяться різні види інструктажів.

За характером і часом їх проведення вони поділяються на вступний, первинний, повторний, позаплановий та цільовий.

**Вступний** інструктаж працівники або службовці проходять до початку трудової діяльності при прийнятті їх на роботу.

Вступний інструктаж проводить спеціаліст служби охорони праці або особа, на яку за наказом покладено ці обов'язки.

Програму та тривалість інструктажу затверджує роботодавець.

Під час інструктажу робітникам пояснюють особливості і характер виробничої діяльності, основні вимоги безпечної організації робочих місць, порядок користування санітарно-побутовими приміщеннями й надання першої допомоги в разі нещасних випадків, а також види відповідальності за невиконання вимог охорони праці, правил загальної та особистої гігієни та інше.

Запис про проведення вступного інструктажу здійснюють у спеціальному журналі, а також документі про прийняття працівника на роботу.

**Первинний** інструктаж на робочому місці проводить виконавець робіт або майстер не тільки з тими, хто вперше наймається на роботу, але і кожного разу якщо працівник переводиться з одного виду робіт на інший.

Під час цього виду інструктажу виконавець робіт знайомить працівника з технікою даного виду трудової діяльності, інструкцією для даної професії, безпечними методами роботи, правилами експлуатації інструментів, захисними засобами та іншим, що стосується його майбутньої роботи.

Залежно від характеру роботи, після проходження першого інструктажу на робочому місці, працівник протягом 2 – 15 змін має пройти стажування під керівництвом спеціаліста, який призначається наказом по підприємству.

Проведення інструктажу реєструється виконавцем робіт у журналі первинного інструктажу на робочому місці.

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат	Арк
					Охорона праці та безрека в надзвичайних ситуаціях.

**Повторний** інструктаж періодично на робочому місці проводиться у строки відповідно до затвердженого головним інженером графіка, але проміжок між ними не може перевищувати трьох місяців для працівників на роботах з підвищеною небезпекою та шести місяців для інших працівників.

Цей вид інструктажу має на меті закріplення знань з техніки безпеки, бо з часом набуті знання забиваються, що

властивістю людської пам'яті, крім цього постійно змінюються та вдосконалюються нормативно-правові акти з охорони праці.

**Позаплановий** інструктаж на робочому місці проводиться з працівниками за таких обставин:

- при зміні технологічного процесу або введені у дію нових нормативних актів, чи їх порушення працюючими;
- при перерві у роботі понад 30 календарних днів – для робіт підвищеної небезпеки, а для решти робіт понад 60 днів;
- при виявленні органами державного нагляду незнання працюючими безпечних методів праці чи нормативних актів з охорони праці.

Позаплановий інструктаж завершується перевіркою знань та набутих навичок щодо безпечних методів праці.

Цільовий інструктаж проводить курівник робіт у таких випадках:

- при виконанні разових робіт, що не пов'язані з фаховими обов'язками;
- при ліквідації аварій, стихійних лих або інших негативних наслідків;
- при проведенні робіт, на які оформляються наряди-допуски, дозвіл або інші документи.

**Цільовий** інструктаж включає відомості про призначення і характер завдання, виробничі обставини, можливі небезпеки, нестандартні ситуації при виконанні трудових операцій і фіксується в наряді-допуску, що дозволяє проведення даного виду робіт.

Рівень знань отриманих працівниками в процесі навчання з питань охорони праці є одним з основних принципів державної політики у сфері охорони праці. Від

Зм	Арк	№ Докум.	Підпи	Дат	Арк
					Охорона праці та безрека в надзвичайних ситуаціях.

ефективності навчання великою мірою залежить рівень травматизму та профзахворювань в умовах виробництва.

### **7.1.5 Відповіальність роботодавця та працівника щодо порушення вимог з охорони праці**

Сфера охорони праці як правовий інститут включає нормативні акти, що регламентують персональну відповіальність посадових осіб за порушення законодавства про працю та нормативних актів про охорону праці.

Вищий нагляд за точним виконанням законів та законодавчих актів з охорони праці державними установами, громадськими організаціями, органами місцевих рад та іншими підприємствами, службовими особами й окремими громадянами покладається на генерального прокурора і підлеглих йому прокурорів.

Службові особи, які порушили законодавство про працю, правила та нормативно – правові акти про охорону праці, допустили невиконання зобов’язань за колективними договорами і угодами з соціальних питань та охорони праці чи створювали перешкоду для діяльності посадових осіб органів державного нагляду за охороною праці, згідно з існуючим законодавством можуть притягатися до дисциплінарної, адміністративної, матеріальної або кримінальної відповіальності.

Відповіальність щодо охорони праці несуть службові та інші особи на яких покладені обов’язки виконувати вимоги охорони праці, техніки безпеки та виробничої санітарії, передбачені КЗпП (ст. 139–159), законом «Про охорону праці» (гл.VIII, ст. 43, 44), правилами внутрішнього трудового розпорядку, що діють на підприємствах та іншими законодавчо - нормативними актами.

Вище вказані види відповіальності законодавчо застосовуються до порушників правил охорони праці залежно від характеру порушення та важкості наслідків.

#### ***Дисциплінарна відповіальність***

Підставою для притягнення робітників і службовців до дисциплінарної відповіальності є порушення законодавчих та інших нормативно-правових актів про охорону праці та дії спрямовані на створення перешкод для виконання посадовими особами органів державного нагляду своїх повноважень.

Зм	Арк	№ Докум.	Підпи	Дат	Арк
					Охорона праці та безрека в надзвичайних ситуаціях.

Дисциплінарна відповідальність – це догана або звільнення з роботи, якщо вичерпані усі засоби дисциплінарних і громадських дій (КЗпП, ст.147).

Право накладати на винних осіб дисциплінарні стягнення має орган, який користується правом приймати працівників на роботу, або вищий за рангом орган.

Дисциплінарне стягнення також може накладатися з ініціативи органів державного нагляду за охороною праці, якщо їм створювалися перешкоди для виконання їхніх повноважень. Посадові особи цих органів мають право надсилати роботодавцям подання про невідповідність окремих службових осіб заліманій посаді для вжиття до них відповідних заходів.

У формі подання питання про притягнення до дисциплінарної відповідальності, винних осіб у порушенні законодавства про охорону праці можуть також надсилати органи прокуратури.

Окрім цього, спеціалісти служби охорони праці також мають право вимагати від посадових осіб підприємства відсторонення від роботи або накладання дисциплінарного стягнення на працівників, які:

- 1) не пройшли медичний огляд;
- 2) навчання, та перевірку знань з охорони праці;
- 3) не мають допуску до відповідних робіт, або порушують нормативно законодавчі акти про охорону праці.

Для застосування дисциплінарного стягнення роботодавець має отримати від порушника письмове пояснення, а

разі його відмови скласти акт за підписом особи і працівника підприємства, які були свідками цієї відмови. Відмова особи дати пояснення не може бути причиною не притягнення її до дисциплінарної відповідальності.

Дисциплінарна відповідальність застосовується не пізніше, ніж через один місяць з дня виявлення правопорушення і шести місяців з дня його допущення (КЗпП, ст. 148).

За кожне правопорушення трудової або технологічної дисципліни може застосовуватися лише одне дисциплінарне стягнення, яке оголошується в наказі й повідомляється працівникові під розпис.

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат	Арк
					Охорона праці та безрека в надзвичайних ситуаціях.

Якщо протягом року працівник не порушував законодавчих актів, то він вважається таким, що немає дисциплінарного стягнення.

### ***Адміністративна відповіальність***

Законодавство про адміністративну відповіальність регламентується кодексом про адміністративні правопорушення (КАП), законом «Про охорону праці», постановами Кабміну і іншими законодавчими актами.

Відповідно до чинного законодавства адміністративна відповіальність встановлюється за порушення правил:

- охорони праці в будівництві;
- санітарно – гігієнічних умов праці;
- пожежної безпеки;
- охорони навколишнього середовища;
- безпечної експлуатації транспортних засобів і т. ін.

Адміністративна відповіальність настає тоді, коли порушення за своїм характером не тягнуть за собою відповідно до чинного законодавства кримінальної відповіальності.

За вчинення адміністративних правопорушень можуть застосовуватися, відповідно до КАП, такі стягнення (ст.34):

- попередження (у письмовій формі) або штраф;
- оплатне вилучення предмета, що став знаряддям правопорушення або конфіскація того, що було наслідком правопорушення;
- позбавлення спеціального права (напр. керування транспортом);
- виправні роботи або адміністративний арешт.

Максимальний розмір штрафу не може перевищувати п'яти відсотків місячного фонду заробітної плати юридичної чи фізичної особи, яка відповідно до законодавства використовує найману працю. Несплата штрафу тягне за собою нарахування на суму штрафу пені у розмірі двох відсотків за кожен день прострочення. Рішення про стягнення штрафу може бути оскаржене протягом місяця у судовому порядку.

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат	Арк
					Охорона праці та безрека в надзвичайних ситуаціях.

Позбавлення спеціального права застосовується на строк до трьох років за грубе або систематичне порушення порядку користування цим правом.

Виправні роботи згідно з КАП застосовуються на строк до двох місяців за місцем постійної роботи особи, яка вчинила адміністративне правопорушення, з відрахування 20 її заробітку в дохід держави. Виправні роботи призначаються у судовому порядку.

Народним судом також призначається адміністративний арешт на строк до п'ятнадцяти діб.

Якщо одна особа вчинила кілька адміністративних правопорушень стягнення накладається окремо за кожне правопорушення не пізніше як через два місяці з дня його вчинення, а в разі триваючого правопорушення – два місяці з дня його виявлення (КАП ст.38).

Справи про адміністративні правопорушення розглядають:

- адміністративні комісії при райдержадміністраціях;
- органи державних інспекцій та державного нагляду за охороною праці;
- органи пожежного і санітарного нагляду.

При скоенні адміністративного правопорушення скла-дається протокол, за винятком коли штраф береться на місці правопорушення або сума штрафу не перевищує трьох неоподаткованих мінімумів доходів громадян, або особа не хоче оскаржувати його стягнення (КАП ст.258).

Протокол направляється органу, уповноваженому розглядати справу про адміністративне правопорушення (КАП, ст.257).

По справі після її розгляду може виноситися одна з постанов:

- накладання адміністративного стягнення;
- закриття справи;
- прийняття відповідних заходів впливу.

Постанова може бути оскаржена протягом десяти днів з дня її винесення у судовому порядку. Рішення суду є остаточним і оскарженю не підлягає, а підлягає виконанню моменту його винесення. Якщо з дня винесення постанови про

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат	Арк
					Охорона праці та безрека в надзвичайних ситуаціях.

адміністративне стягнення минуло три місяці і вона не була виконана то вже не підлягає до виконання за давністю строку.

Штраф має бути сплачений не пізніше п'ятнадцяти днів з дня врученнЯ постанови, а у разі відмови постанова надсилається для утримання суми штрафу у примусовому порядку. При стягнені штрафу на місці скочення адміністративного правопорушення порушників видавається квитанція, що є фінансовим документом.

Державні адміністрації всіх рівнів на своїх територіях координують роботу всіх державних і громадських органів по запобіганню адміністративним правопорушенням, керують діяльністю органів внутрішніх справ, адміністративних комісій та інших органів, покликаних вести боротьбу з адміністративними правопорушеннями.

### ***Матеріальна відповідальність***

Матеріальну відповідальність роботодавців і працівників регламентує КЗпП гл. IX ст.130 – 138 та інші нормативні акти.

Матеріальна відповідальність – це відшкодування збитків. Вона може накладатися на роботодавця за шкоду заподіяну здоров'ю працівників, трудове каліцтво або втрату ними здоров'я під час виконання службових обов'язків, а на працівників і службовців – за шкоду, заподіяну підприєству під час виконання ними службових обов'язків.

Матеріальна відповідальність може бути обмеженою і повною.

Обмежену відповідальність за шкоду, заподіяну підприєству або роботодавцю несуть робітники і службовці у розмірі прямої дійсної шкоди, але не більше середньомісячної заробітної плати.

Стягнення відповідних грошових сум з винних працівників здійснюється із заробітної плати відповідно до наказу і письмової згоди працівника, але не пізніше двох тижнів з дня виявлення шкоди. При відсутності письмової згоди стягнення може здійснюватися лише після вирішення справи районним народним судом.

Повну матеріальну відповідальність може нести працівник, який завдав збитків роботодавцю в результаті порушення правил охорони праці, у таких випадках:

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат	Арк
					Охорона праці та безрека в надзвичайних ситуаціях.

- при наявності у діях винного ознак кримінального злочину;
- якщо на працівника спеціальними законами накладена повна матеріальна відповідальність;
- якщо між працівником і роботодавцем існує спеціальний договір про те, що працівник бере на себе повну матеріальну відповідальність;
- якщо збиток був нанесений працівником поза виконанням ним трудових обов'язків.

Повну матеріальну відповідальність закон передбачає також у тих випадках, коли працівник заподіяв шкоду в нетверезому стані або умисному знищенні, псуванні матеріалів, інструментів, що були йому надані у користування. Про повну матеріальну відповідальність у законі йдеся тоді, коли службова особа незаконно звільнила або перевила працівника на іншу роботу.

Розмір заподіяної шкоди визначається за фактичними витратами або з балансової вартості матеріальних цінностей.

Повне матеріальне відшкодування збитків може стягуватись з службової особи, якщо її провина встановлена судово – слідчими органами: якщо особа, винна у заподіянні шкоди, передана на поруки або її справа передана на розгляд комісію з трудових спорів.

Для притягнення винних осіб до повної матеріальної відповідальності роботодавець має пред'явити через суд регресний позов.

### ***Кримінальна відповідальність***

Чинним законодавством крім дисциплінарної, адміністративної та матеріальної відповідальності за порушення правил і нормативних актів охорони праці встановлена також і кримінальна відповідальність відповідно до кримінального кодексу України (КК). Цим законодавчим актом надається особливого значення створенню у сфері виробничої діяльності здорових й безпечних умов праці.

Кримінальна відповідальність може бути застосована до службових осіб, які допустили злісні порушення норм і правил охорони праці, невиконання умов колективного договору (угоди), наказів роботодавця або розпоряджень органів

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат	Арк
					Охорона праці та безрека в надзвичайних ситуаціях.

нагляду за станом охорони праці, внаслідок чого трапилися нещасні випадки, виникли професійні захворювання або інші важкі наслідки.

Відповідно до Кримінального кодексу до винних осіб можуть застосовуватися такі основні покарання :

- позбавлення волі на строк від трьох місяців до десяти років, а в особливо тяжких випадках до п'ятнадцяти років
- (КК, ст.25);
- виправні роботи без позбавлення волі на строк від двох місяців до двох років;
- позбавлення права займати певні посади або займати-ся певною діяльністю на термін від два до п'ять років;
- штраф залежно від тяжкості наслідки у межах від десяти до однієї тисячі мінімальних неоподаткованих розмірів заробітної плати і навіть більш високі;
- громадська догана, яка полягає у публічному висловленні судом догани від імені держави (КК, ст.33).

До кримінальної відповідальності можуть притягатися безпосередні керівники робіт, при виконанні якими службових обов'язків були допущені порушення вимог охорони праці (бригадири, майстри, виконроби, головні спеціалісти підприємства і ін.).

До цієї відповідальності можуть притягатися також роботодавці якщо вони:

- були безпосередніми керівниками робіт, при виконанні яких трапився нещасний випадок;
- допустили до керівництва роботами не компетентних осіб, і це привело до порушень правил охорони праці з важкими наслідками;
- не створили у структурних підрозділах здорових і безпечних умов праці;
- не вжили певних заходів щодо усунення відомих їм порушень охорони праці з боку службових осіб;
- не вжили певних заходів для виконання колективних договорів (угод), а також розпоряджень органів нагляду і якщо така бездіяльність привела до нещасних випадків з працюючими або інших важких наслідків.

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат	Арк
					Охорона праці та безрека в надзвичайних ситуаціях.

Позбавлення волі – це вид основного покарання, що полягає у примусовій ізоляції винної особи на визначений строк у спеціально призначених для цього установах від трьох місяців до десяти років, а за особливо тяжкі злочини не більше п'ятнадцяти років (КК, ст.35).

Виправні роботи призначаються на строк від двох місяців до двох років і відбуваються за місцем роботи або в інших місцях, що призначаються відповідними органами. Із заробітку покараної особи при цьому, проводяться відрахування в дохід держави в розмірі, що не може перевищувати 20%.

Позбавлення права займати певні посади або займатися певною діяльністю може призначатися на термін від двох до п'яти років. Це покарання полягає у звільненні від по-сади й позбавленні права винної особи займати аналогічні посади на інших підприємствах, установах чи організаціях.

Кримінальним кодексом передбачено міру покарання, яка полягає у грошовому стягненні (штрафів), а також громадську догану.

Розмір грошового стягнення встановлюється залежно від тяжкості наслідків у межах від десяти до однієї тисячі мінімальних неоподаткованих розмірів заробітної плати, а в деяких випадках і більш високі розміри штрафу.

Штраф як міра кримінального покарання за своєю правовою природою і наслідками відрізняється від штрафу як міри адміністративного стягнення та громадського впливу.

Штраф, призначений судом, тягне судимість. Така судимість буде погашена лише тоді, коли оштрафована особа протягом року з дня відbutтя покарання не вчинила нового злочину.

Громадська догана полягає в публічному висловленні судом догани від імені держави з доведенням про це до відома громадськості через пресу або іншим шляхом.

Кримінальний кодекс передбачає відповідальність за порушення законодавства про працю зокрема:

- незаконне звільнення людини з роботи;
- невиконання рішення суду про поновлення на роботі та ін.

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат	Арк
					Охорона праці та безрека в надзвичайних ситуаціях.

Незаконне звільнення з роботи працівників або невиконання рішення суду про поновлення на роботі, а також інше грубе порушення законодавства про працю, допущене службовою особою карається виправними роботами на строк до одного року або позбавленням права займати відповідні посади на строк до трьох років (КК, ст. 133).

До інших порушень законодавства про працю відносяться випадки самовільного встановлення понадурочних робіт; запровадження подовженого робочого дня; залучення до важких робіт і робіт зі шкідливими або небезпечними чинниками осіб віком до 18 років, а також вагітних жінок чи матерів, які мають грудних дітей (КК, ст.133).

За відмову прийняти на роботу вагітну жінку за мотивами вагітності або відмова прийняти на роботу матір, що годує немовля, а також зниження заробітної плати або звільнення жінки з роботи з тих же причин карається виправними роботами на строк до шести місяців або позбавлення права займати відповідні посади на строк до двох років.

Згідно з чинним законодавством кримінальна відповідальність передбачається за порушення нормативних актів, у яких містяться санітарно-гігієнічні та санітарно-протиепідемічні правила. До цих правил належать «Основи законодавства України про охорону здоров'я », закон «Про забезпечення санітарного і епідемічного благополуччя населення», декрети Кабміну та інші підзаконні акти, накази, інструкції МОЗ і т. ін..

Умови праці на робочих місцях, безпека технологічних процесів, стан машин, механізмів, а також санітарно – побутові умови повинні відповідати вимогам нормативних актів про охорону праці. У даному випадку кримінальний кодекс передбачає відповідальність за порушення Закону «Про охорону праці», а також нормативних актів прийнятих з метою охорони працюючих від виробничого травматизму та професійних захворювань в процесі трудової діяльності.

Способи порушення вимог законодавчих та інших нормативних актів про охорону праці різноманітні. Сюди можна віднести не проведення відповідного виду інструктажу, відсутність або несправність спеціальних пристройів для

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат	Арк
					Охорона праці та безрека в надзвичайних ситуаціях.

безпечної роботи технологічного обладнання, відсутність належного нагляду та контролю або засобів індивідуального захисту і т. ін.

Порушення службовою особою правил техніки безпеки або інших правил охорони праці, якщо це створило небезпеку для життя або здоров'я працюючих, карається ви-правними роботами на строк до одного року або штрафом до п'ятнадцяти неоподаткованих мінімальних розмірів за-робітної плати.

За ті самі діяння але якщо вони спричинили нещасні випадки з людьми, посадова особа позбавляється волі на строк до чотирьох років.

При виконанні будівельних робіт порушення нормативних і правових актів, а також правил експлуатації будівельних механізмів, якщо це завдало шкоди здоров'ю людей або могло спричинити людські жертви та інші тяжкі наслідки карається позбавленням волі на строк до одного року або виправними роботами на той самий термін, або грошовим стягненням до 20 мінімальних неоподаткованих розмірів заробітної плати.

Такі самі дії, якщо вони привели до загибелі людей або інших важків наслідків караються позбавленням волі на строк до п'яти років, або виправними роботами на строк до двох років.

До кримінальної відповідальності за такі види діяння найчастіше притягаються виконуни, бригадири, інженери, майстри та інші посадові особи, які відповідають за якісне, безпечне проведення будівельно – монтажних робіт, а також рядові будівельники (КК, ст.119).

Кримінальну відповідальність шляхом позбавлення волі на строк до одного року несуть особи, які допустили по-рушення правил зберігання, використання, обліку й перевезення вибухових та радіоактивних речовин або виправ-ними роботами на строк до двох років. Якщо порушення спричинили тяжкі наслідки або людські жертви, то кримінальний кодекс передбачає позбавлення волі на строк від трьох до дванадцяти років (КК, ст.221).

За порушення правил, яке спричинило пожежі винні особи караються позбавленням волі на строк до трьох років або виправними роботами на строк до двох років. Якщо при пожежі мали місце людські жертви або інші тяжкі наслідки порушники позбавляються волі на строк до восьми років (КК, ст.220).

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат	Арк
					Охорона праці та безрека в надзвичайних ситуаціях.

Кримінальну відповідальність шляхом позбавлення во-лі несуть особи, які допустили забруднення рік, озер та інших водойм і водних джерел неочищеними і не знешкодженими стічними водами (КК, ст.228) і т. ін.

Кримінальна відповідальність за допущення незаконних діянь ґрунтуються на принципі, що незнання закону не звільняє людину від відповідальності.

### **7.1.6 Соціальне страхування працівників**

Важливим чинником правового захисту робітників є обов'язкове соціальне страхування від нещасних випадків і професійних захворювань.

Сьогодні майже всі країни світу соціальне страхування від нещасних випадків визнають першочерговим завданням, розробляють спеціальне законодавство й створюють відповідні виконавчі органи.

У 1999 р. був прийнятий Закон «Про загальнообов'язкове соціальне страхування від нещасних випадків на виробництві та професійного захворювання, які спричинили втрату працездатності». Закон набув чинності з 1.01.2001 р..

Закон являє собою систему прав і гарантій, спрямованих на матеріальну підтримку працюючих у разі повної, часткової або тимчасової втрати ними працездатності.

Допомога у зв'язку з тимчасовою непрацездатністю видається у разі хвороби, каліцтва, при догляді за хворим членом сім'ї – у розмірі повного заробітку.

Відповідно до Закону, страхування від нещасних випадків здійснює Фонд соціального страхування від нещасних випадків (ФСНВ), що є надійною підставою для поступового розв'язування цієї проблеми, яка нині ще існує в державі.

Складовою частиною цієї проблеми є всілякі порушення та свідоме ігнорування роботодавцями й працівниками правил безпечної ведення робіт та закону «Про охорону праці», що призводить до високого рівня травматизму. Якщо з приводу цієї проблеми в інших країнах світу на 680 загальних нещасних випадків приходиться один смертельний наслідок, то в Україні цей показник на таку ж кількість є у 34 разивищим.

Координує роботу Фонду Кабінет Міністрів, а держав-ний нагляд за його діяльністю здійснюють спеціально уповноважені центральні органи виконавчої влади.

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат	Арк
					Охорона праці та безрека в надзвичайних ситуаціях.

Фонд розпочав свою діяльність і, щоб піднятися до загальноєвропейського рівня, він має використовувати у своїй роботі міжнародний досвід і тісно співпрацювати з подібними структурами в інших країнах світу.

Світовий сторічний досвід такої роботи свідчить про те, що саме така система надійно захищає працівників, надає їм широкий спектр послуг у лікуванні, оздоровленні та реабілітації потерпілих, а також найбільш ефективно вливає на підприємців стосовно поліпшення ними умов праці та рівня безпеки.

### **7.1.7 Організація охорони праці при будівництві дамби**

Питання охорони праці при виконанні будівельно-монтажних робіт вирішуються у проекті організації будівництва (ПОБ).

Заходи охорони праці на стадії проекту організації будівництва розроблені в проекті у вигляді проектних рішень у складових його частинах – в календарному плані робіт, при визначенні обсягів робіт, у будівельному генеральному плані, транспортних схемах основних вантажопотоків, схемах організації основних видів робіт і планах локалізації та ліквідації аварійних ситуацій.

Заходи охорони праці органічно входять в комплекс питань організації будівництва й технології виконання робіт.

Заходи охорони праці, що розробляються в технічній документації ПОБ, поділяються на дві основні групи:

Загальномайданчикові заходи.

Заходи щодо організації основних видів робіт (земельно скельних, залізобетонних, монтажних та інших).

Загальномайданчикові заходи включають:

організацію санітарно-гігієнічного, побутового і медичного обслуговування працівників;

перелік типових постійних і тимчасових (пересувних чи збірно-розбірних) будівель: гардеробних, душових, умивальень, туалетів, приміщень для зберігання, сушіння, знесилювання і ремонту спецодягу та спецвзуття, прання спецодягу – з прив'язкою їх на будгенплані та з зазначенням термінів введення в експлуатацію;

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат	Арк
					Охорона праці та безрека в надзвичайних ситуаціях.

розробка схеми автомобільних доріг і залізниць для підїзду і доставки будівельних матеріалів, обладнання та конструкцій на територію будівельного майданчика, а також внутрішньо-майданчикових доріг з зазначенням переїздів, що охороняються, засобів їх охорони, проходів для людей, шляхових знаків;

вибір системи загального освітлення будівельного майданчика і розробка схеми освітлення транспортних вузлів, доріг, проходів і проїздів, а також окремих об'єктів будівництва на всіх етапах спорудження;

розробка порядку забезпечення робітників питною водою із зазначенням джерел і місць водозабору, пунктів розподілу, способів доставки та обробки;

розробка єдиної для всього будівельного майданчика системи зв'язку, сигналізації і оповіщення;

розробка схеми енергопостачання та електричного (робочого та аварійного) освітлення території складів, проходів, проїздів, тимчасових будівель та робочих зон;

розробка порядку доставки робітників до місця роботи з визначенням виду транспортних засобів та їх кількості, а також будівництво пішохідних доріг;

розробка заходів запобігання стихійним лихам, що спричиняються землетрусами, ураганами, повенями, обвалами.

Вирішення питань безпеки будівельно-монтажних робіт є складовою та невід'ємною частиною усієї проектно-технічної документації, що передбачено ДБНА 3.1-5-96 “Організація будівельного виробництва”, включаючи, окрім проекту організації будівництва, проекти виробництва робіт, технологічні карти, карти трудових процесів та інші види проектних документів.

Власник (адміністрація будівельно-монтажної організації) зобов'язаний створити в кожному структурному підрозділі і на робочому місці умови праці відповідно до вимог нормативних актів, а також забезпечити дотримання прав працівників, гарантованих законодавством про охорону праці, розроблених у цьому проекті. Обов'язки та відповідальність адміністративно-технічного персоналу будівництва за стан техніки безпеки та виробничої санітарії визначені також у додатках 1 та 2 ДБН А.3.2-2-2009 Система стандартів безпеки праці. Промислова безпека у будівництві “Положенням про функціональні обов'язки з

Зм	Арк	№ Докум.	Підпи	Дат	Арк
					Охорона праці та безрека в надзвичайних ситуаціях.

питань охорони праці інженерно-технічного персоналу”, що розроблені відповідними міністерствами і відомствами.

Внутрішні дороги прокладаються по замкненому кільцу з радіусами закруглень, що відповідають габаритам вантажів, але не менше 10 м.

Покриття доріг повинно забезпечувати безаварійний проїзд автомобілів у будь-яку пору року та будь-яку погоду. Ширина проїзджої частини при одній смузі руху приймається рівною ширині автомобіля плюс 1 м.

При в'їзді на будівельний майданчик гідропузла встановлюється схема руху транспортних засобів, а на узбіччях доріг та проїздів – дорожні знаки.

Швидкість руху автотранспорту поблизу місць виробництва робіт: на прямих ділянках – 10 км/год; на поворотах – 5 км/год.

Проходи для робітників проектуємо так, щоб вони мали мінімальну кількість перехрещень з під’їздними шляхами. Ширина проходу для людей, які йдуть без вантажу не менше 1м, для людей які йдуть з вантажем – 2 м.

Проходи з нахилами більше 20° обладнуємо трапами, над трубопроводами великого діаметра та іншими перешкодами за вимогою СніП III-4-80\*, необхідно обладнати містки (шириною не менше 0,8 м) з двосторонніми перилами висотою 1,0 м.

Кожна будівельна ділянка забезпечується санітарно-побутовими приміщеннями для прийому харчів, гардеробними, душовими, кімнатами для обігріву робітників, для питного водозабезпечення, а також приміщеннями для медпунктів. Ці приміщення споруджуються згідно “Вказівок по проектуванню побутових споруд і приміщень пунктів харчування і медпунктів будівельно-монтажних організацій”.

Санітарно-побутові приміщення розміщують з врахуванням можливості скорочення переходів робітників від цих приміщень до місць роботи.

В районі розміщення санітарно-побутових приміщень передбачаємо, по можливості доріжки, газони і озеленіння.

В системі організації заходів по охороні праці велика роль різних засобів пропаганди безпечних методів праці. Інструкції і плакати з техніки безпеки повинні закликати робітників до чистоти проходів, проїздів, до правильного користування

Зм	Арк	№ Докум.	Підпи	Дат	Арк
					Охорона праці та безрека в надзвичайних ситуаціях.

спецодягом і засобами індивідуального захисту, до додержання вимог інструкцій і плакатів по безпечному обслуговуванню машин і механізмів.

Важливе місце в профілактиці виробничого травматизму займає також правильне ведення оперативної документації по техніці безпеки.

## 7.2 Санітарно-гігієнічні вимоги до умов праці

### *Загальні положення про санітарно-гігієнічні умови праці*

Важливу роль у забезпеченні здоров'я населення відіграє гігієна як профілактична наука та санітарія як її практичне втілення.

Гігієна – наука, що вивчає вплив оточуючого середовища на організм людини й суспільне здоров'я з метою обґрунтування гігієнічних нормативів, санітарних правил та заходів, що мають забезпечувати здорові санітарні умови та запобігати захворюванням.

Складовою частиною загальної гігієни є гігієна праці, що вивчає вплив на організм чинників виробничого середовища з метою усунення їх несприятливої дії на здоров'я людини.

Практичне втілення гігієнічних нормативів у виробничу, побутову та інші сфери існування людини є завданням санітарії.

Можливий вплив на працівників шкідливих виробничих чинників і розвиток професійних захворювань вивчає виробнича санітарія, яка розробляє систему організаційних заходів і технічних засобів, що запобігають дії шкідливих виробничих чинників на організм людини.

Організаційні заходи передбачають правильну організацію робочого місця, дотримання відповідних режимів праці, навчання з питань охорони праці, а також постійний контроль та нагляд за виконанням робіт.

**Технічні заходи** – це розробка та застосування спеціальних колективних та індивідуальних засобів захисту від небезпечних та шкідливих виробничих чинників.

Санітарно-гігієнічні умови праці визначають наявність фізичних, хімічних, біологічних та психофізіологічних чинників.

На людину як істоту соціальну впливає психогенний (інформаційний) чинник – через засоби масової інформації.

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат	Арк
					Охорона праці та безрека в надзвичайних ситуаціях.

Характер впливу цих чинників на організм людини, у реальному житті, залежить від санітарно-гігієнічних умов праці, побуту, гігієнічної культури і виховання та всього того з чого складається життя.

Оптимізація цих чинників на виробництві забезпечується гігієнічними нормативами та санітарними рекомендаціями.

**Гігієнічний норматив** – це визначений діапазон виробничого середовища, який є безпечним з точки зору збереження нормальної життєдіяльності та здоров'я людини.

Об'єктами гігієнічного нормування є чинники антропогенного походження (шум, пил, вібрація і ін.) і чинники природного середовища (мікроклімат, ультрафіолетове опромінення і ін.).

Границо-допустимим нормативом (ГДК, ГДР, ГДД) шкідливих виробничих чинників вважається такий, який при щоденній роботі протягом 8 годин, впродовж усього робочого стажу не може викликати змін у стані здоров'я працівника або його нащадків.

Гігієнічні нормативи узагальнюються у спеціальних документах, що називаються санітарними нормами.

Санітарні норми використовуються при проектуванні та організації виробництва, при контролюванні стану охорони праці на робочих місцях, проведенні паспортизації, впровадженні стандартів, а також при розробці конкретних заходів щодо нормалізації умов праці.

### ***Державне санітарне законодавство***

Суспільні відносини, що виникають у сфері забезпечення санітарного та епідеміологічного благополуччя населення регулює Закон “Про забезпечення санітарного та епідемічного благополуччя населення” (1994).

Відповідно до цього Закону підприємства мають розробляти санітарні та проти епідемічні заходи та здійснювати контроль за виконанням вимог санітарного законодавства.

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат	Арк
					Oхорона праці та безрека в надзвичайних ситуаціях.

Використання небезпечних чинників у виробничій або побутовій сфері допускається лише за наявності сертифікату, що засвідчує його державну реєстрацію.

Санітарне благополуччя населення досягається також впровадженням державної експертизи. Об'єктами експертизи є проекти національних, регіональних, місцевих і галузевих програм соціально-економічного розвитку, документація на проекти будівництва, нова техніка, нові технології і все те, що може завдати шкоди здоров'ю людини.

Складовою частиною санітарного законодавства є санітарні норми, правила, методичні вказівки, рекомендації, положення та інструкції.

### **7.3 Розрахунок прожекторного освітлення будівельного майданчика**

Застосування прожекторного освітлення для будівельних площацок має ряд переваг в порівнянні з освітленням світильниками: економічністю, сприятливе для об'ємного бачення відношення вертикальної і горизонтальної освітленості, менша завантаженість території стовпами і повітропроводами, а також зручність обслуговування освітлювальної установки. В той же час прожекторне освітлення потребує прийняття заходів по зниженню осліплюванню вальної дії і виключення тіней. Доцільно комбінувати прожекторне освітлення з світильниками для ділянок з малою шириною.

Світлотехнічний розрахунок прожекторного освітлення визначає тип прожектора, необхідну їх кількість, висоту і місце їх встановлення, кути нахилу оптичної вісі прожекторів в вертикальній і горизонтальній площиніах. Розрахунок прожекторного освітлення проводимо наближеним методом.

Розрахунок кількості прожекторів проводимо виходячи із нормувальної освітленості і потужності ламп. Наблизена кількість прожекторів  $N$  рівна:

$$N = m \cdot E_H \cdot k \cdot \frac{A}{P_L}, \quad (7.1)$$

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат	Арк
					Oхорона праці та безрека в надзвичайних ситуаціях.

де  $m$  – коефіцієнт, що враховує світлову віддачу джерела вітру, ККД прожекторів і коефіцієнт використання світлового потоку, для ЛН рівний 0,2...0,25, ДРЛ і ГЛ – 0,12...0,16;

$E_H$  – нормуємо освітленість горизонтальної поверхні, ЛК;

$k$  – коефіцієнт запасу;

$A$  – освітлювальна площа,  $m^2$ ;

$P_L$  – потужність лампи, Вт.

У відповідності з СН 81-80  $E_H=2$  ЛК,  $k = 1,5$  [3, табл.XIII.6]. Розміри кар'єру з врахуванням матч:  $a=491\text{ м}$ ,  $b=218\text{ м}$ .

По [13.табл.XIII.10] підбираємо потрібний тип прожектора ПЗС = 45 з ЛН Г220-1000, тоді

$$N = 0,2 \cdot 2 \cdot 1,5 \cdot \frac{106556}{1000} \approx 64 \text{ штуки.}$$

Мінімальна висота установки прожекторів над освітлювальною поверхнею.

$$h_{\min} = \sqrt{\frac{i_{\min}}{300}}; \quad (7.2)$$

де  $i_{\min}$  – максимальна сила світла [18,табл.XIII,10]

$$h_{\min} = \sqrt{\frac{130000}{300}} = 21 \text{ м.}$$

Для загального рівномірного освітлення можна використати прожектори типу ПЗС-45 з ЛН 500 Вт,  $h = 21$  м, віддалі між мачтами з 64 прожекторами 245 м, кут нахилу прожекторів  $\theta = 17^\circ$  і кут між оптичними осями  $\tau = 20^\circ$ . При цьому коефіцієнт нерівномірності  $z = E_{\min}/E_{cp} = 0,8$ , а питома потужність  $0,61 \text{ Вт}/\text{м}^2$ .

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат	Арк
					Охорона праці та безрека в надзвичайних ситуаціях.

Зм	Арк	№ Докум.	Підпн	Дат

Охорона праці та безрека в надзвичайних ситуаціях.

Арк

# Розділ 8

## Охорона довкілля

					ГЕ 61 67 0005 ПЗ
					Магістерська робота на тему: "Гідроакумулююча електростанція Штеховіце у Чехії. Напівпідземна будівля (Комплексна магістерська робота спільно із студентом Яремчук М.В.)"
Зм.	Арк.	№ Докум.	Підпис	Дата	
Розробив	Гаврилович А.В.				Літера
Перевірив	Яковлева-Гаврилюк О.М,				Аркуш
Консульт.	Яковлева-Гаврилюк О.М,				Аркушів
Керівник	Яковлева-Гаврилюк О.М,				a
Рецензент	Рябенко О.М.				
<b>Охорона ДОВКІЛЛЯ</b>					НУВГП, кафедра ГЕ, ТЕ та ГМ, ГЕ-61м

## **8.1 Питання екології будівництва та експлуатації**

Фактом є те, що в даний час значна частина екологів, природознавців та інших експертів у суміжних областях (і під їх впливом також значна частина громадськості) негативно ставиться до водогосподарського будівництва і особливо до будівництва ГЕС.

Будівництво водосховищ з пріоритетним використанням гідроенергетики стає предметом надзвичайної уваги та часто жорсткої критики. Ця критика мотивована страхом загрози, знецінення або і ліквідація цінних природних комплексів в уражених районах, особливо так звані річкові явища з багатьма видами тварин і рослин.

Виникає ситуація, яка в контексті екологічних проблем розвитку енергетики, промисловості та транспорту не до кінця вирішена в нашій країні. Більшість водних менеджерів історично вважали турботу та охорону природи та навколошнього середовища своєю основною місією. Однак пам'ятаймо, що протягом дуже довгого часу суспільство - не тільки в нашій країні, а й в інших промислово розвинених країнах - практично не цікавило проблемами, які ми зараз включаємо під поняттям екологічне. Єдиним визнаним критерієм була економічна ефективність, і будь-які спроби застосувати екологічні міркування ігнорувались.

Сьогодні екологи - професіонали та трансформатори з інших областей - взяли на себе ініціативу в цих зусиллях. Таким чином, менеджери з водних ресурсів отримали потенційних союзників, але водночас вони були здивовані. Мало екологів замість союзу проти знищення життя глобальне середовище звернуло свою увагу на управління водними ресурсами та водо- та гідроенергетику. Залишається лише терпляче прояснити різні підходи до вирішення екологічних проблем, які, ймовірно, випливають із оригіналу різну професійну спрямованість, об'єктивно протистояти їм, шукати компроміси та знаходити оптимальне рішення. Цілком природним правилом є те, що при кожному проектуванні та здійсненні водогосподарських та гідроенергетичних робіт завжди потрібно звертати увагу не тільки на оптимальне технічне рішення, але й на його чутливу інтеграцію в навколошнє природне або міське середовище.

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат	Охорона довкілля	Арк

Правильно спроектований водогін не може привести до постійного спустошення або навіть руйнування природного середовища, але до його відповідної трансформації (на відміну від багатьох інших концентрованих або лінійних інженерних споруд, таких як житлові масиви, заводи, автомагістралі тощо). Було б помилкою відхиляти водогосподарське будівництво, оскільки раніше помилки мали місце в деяких випадках і з будь-яких причин, переважно у сфері впровадження. З іншого боку, необхідно у співпраці з відповідними експертами вирішити всі пов'язані екологічні проблеми заздалегідь, щоб результуючі наслідки були загалом позитивними, а вплив на природне середовище мінімальним.

### **8.1.1 Екологічні аспекти використання**

Екологічні проблеми можна розділити на дві групи: проблеми людини та природи, особливо її фауни та флори. Управління водними ресурсами повністю відповідає рішучості екологів захищати та зберігати відібрані природні комплекси з цінними річковими явищами та екосистемами, проте з усіх видів фауни на першому місці виживання людини та людини.

Питання охорони навколошнього природного середовища не є перешкодою для використання водних ресурсів, однак слід враховувати як екологічні, так і соціально-економічні аспекти. І те, і інше зазвичай самостійно призводить до суперечливих висновків. Тому необхідно вибирати компромісне рішення. Проекти мають залучити представників усіх зацікавлених сторін.

Потреба та споживання води зростає у всіх розвинених країнах і в нашій країні. Через наше географічне розташування, дуже нерівномірні опади та дуже обмежені ресурси підземних вод, штучне утримання води у водоймах було і є абсолютно життєва необхідність. Як тільки нагальна потреба у воді перевищує максимальний вихід водних ресурсів, будівництво додаткових водойм стає неминучим, незважаючи на деякі несприятливі наслідки для навколошнього середовища (підтоплення, коливання поверхні, стирання берегів, зміна температурного режиму тощо). Тому резервуари незамінні для водопостачання. Однак завданням пропозиції є пошук найменш екологічно чутливого населеного пункту та усунення або принаймні мінімізація несприятливих наслідків.

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат

Охорона довкілля

Арк

Якщо ми розуміємо термін екологічні аспекти як сукупність факторів, що впливають на природне середовище та середовище людини, їх можна поділити на місцеві та глобальні.

Місцеві аспекти, такі як вплив потоку або водосховища на фауну і флору в певному населеному пункті, що впливають на режим підземних вод, якість поверхневих вод тощо, безумовно, незабутні. Однак ми вважаємо домінуючими глобальні аспекти, які у випадку гідроенергетичних робіт є результатом переваг використання гідроенергетики порівняно з іншими технічно досяжними джерелами енергії, якими є теплові та атомні електростанції в нашій країні. Перелічимо хоча б деякі з них.

ГАЕС - це чисте джерело енергії, оскільки:

- не забруднююте повітря димом, оксидами сірки та азоту, важкими металами тощо,
- не спустошувати і не забруднювати ландшафт (вугілля, видобуток урану, транспорт),
- не забруднювати поверхневі або підземні води (видобуток урану, вугілля),
- безвідходні (зола, радіоактивні відходи),
- не залежать від імпорту сировини з-за кордону (нафти, газу, вугілля, збагаченого урану),
- високо безпечно для широких територій,
- не руйнує остаточно природне середовище (постійне землекористування), вони лише перетворюють його (створюючи водні об'єкти),
- підвищити ефективність електроенергетичної системи, гнучко покриваючи споживання та можливості накопичення енергії,
- з високим ступенем автоматизації вони сприяють компенсації змін потоків і, певною мірою, також допомагають дренажу великих вод,
- створити нові можливості для пожвавлення ураженого середовища - шляхом оксигенації водотоку.

Можна сказати, що гідроелектростанції, якщо вони належним чином експлуатується відповідно до відповідних директив, не може завдати шкоди, навпаки, вона сприяє навколошньому середовищу не лише виробляючи чисту

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат

Охорона довкілля

Арк

енергію, але також очищаючи та провітрюючи воду та часто допомагаючи пожвавити ділянку.

Основним позитивним, екологічним аспектом гідроенергетики може бути той факт, що кожен кіловат-годину, вироблений на цій електростанції, економить приблизно 1 кг вугілля на тепловій електростанції. У цьому сенсі гідроелектростанції замінюють близько 3 мільйонів тонн на рік бурого вугілля, який може бути майже вдвічі більшим, якщо гідроенергетичний потенціал буде повністю використаний.

Однак навіть у цих випадках відповідні екологічні аспекти та критерії повинні дотримуватися при розробці, впровадженні та особливо в експлуатації, щоб усунути або мінімізувати негативні наслідки для деяких видів рослин і тварин у певній місцевості (наприклад, обмеження коливань рівня ставків тощо). У будь-якому випадку необхідно заздалегідь проконсультуватися з пропозицією MVE із відповідними експертами, вже на етапі вибору місця та проектування основних параметрів.

## 8.2 Охорона довкілля

Спорудження гіdroузлів часто пов'язані зі значними змінами в природній середі району будівництва, тому при їх проектуванні потребується виконання глибокого і всестороннього аналізу і наукового прогнозу майбутнього екологічного стану цього району. Необхідно враховувати, що водосховищ здатні створювати мікроклімат з підвищеною вологістю повітря, зміною рози вітрів, температурного і льодового режиму водотоку, а також підйомом рівня ґрутових вод в прибережній зоні. До негативних наслідків також треба віднести можливі порушення середовища мешкання диких тварин, погіршення рибоводства, погіршення якості води і т.п.

З метою запобігання чи зменшення негативних наслідків будівництва даного гіdroузла передбачається ряд природоохоронних заходів, до числа яких входять:

санітарна підготовка району будівництва;

встановлення водоохоронної зони і прибережних смуг;

заходи по забезпеченню якості води;

санітарно-екологічні пропуски з водосховища;

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат	Охорона довкілля	Арк

забезпечення рекреаційного використання водосховищ.

### **8.3. Санітарна підготовка**

Санітарна підготовка проводиться по всій площі затоплення ложа водосховища, в зонах сильного підтоплення, а також на прибережних територіях в зонах рекреаційного користування.

Комплекс заходів по санітарній підготовці включає:

санітарне очищення територій населених пунктів, підприємств, будівель і споруд, які підлягають виносу, місць масового забруднення;

лісоочищення;

заходи в місцях захоронення людей, могильників тварин;

наведення порядку на прибережних ділянках біля населених пунктів;

організація зон санітарної охорони для водозaborів.

### **8.4. Водоохоронна зона і прибережні смуги**

Для створення сприятливого режиму для запобігання забруднення в зоні впливу водосховищ встановлюються водоохоронні зони і прибережні смуги.

Водоохоронна зона водосховища – це прибережна територія, на якій здійснюється комплекс заходів направлених на підтримку належного стану водосховища. Зовнішні граници водоохоронних зон визначаються за спеціально розробленими проектами.

Тут забороняється будувати підприємства, що збільшують забруднення водосховища, розміщувати склади з мінеральними добривами, вирубати ліс, влаштовувати кладовища, скотомогильники, звалища і т.п.

Контроль за створенням водоохоронних зон і прибережних захисних смуг, а також за додержанням режиму використання їх територій здійснюється державними органами охорони навколошнього природного середовища.

З метою охорони поверхневих водних об'єктів від забруднення і засмічення та збереження їх водності навколо водосховища в межах водоохоронних зон виділяються земельні ділянки під прибережні захисні смуги.

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат	Охорона довкілля	Арк

Прибережні захисні смуги встановлюються навколо водойм уздовж урізу води шириною 100 метрів.

У межах існуючих населених пунктів прибережна захисна смуга встановлюється з урахуванням поширеніх умов, що склалися.

На території прибережних смуг виконуються водоохоронні заходи – протиерозійні, лісомеліоративні і гідротехнічні (створення захисних лісових насаджень, що виконують водорегулюючу і протиерозійну роль; встановлення простих гідротехнічних споруд типу водозатримуючих і водовідвідних валів, загат, засипка і закріплення ярів та ін.).

## **8.5. Вплив водосховищ на навколишнє середовище**

Створення водосховищ і регулювання ними стоку значно змінюють природний гідрологічний режим річки, що тягне за собою зміни і багатьох інших природних процесів і умов, причому ці зміни по-різному проявляються в верхніх і нижніх б'єфах гіdroузлів, на різній відстані від урізу води і т.д.

Водосховища впливають практично на всі складові літосфери, гідросфери, атмосфери і біосфери, що створюють природне середовище прилеглих територій - на геодинамічні умови і рельєф, режим підземних вод, клімат, ґрунти, рослинний, тваринний світ і ландшафт в цілому.

Створення водосховищ, з одного боку, порушує умови відтворення і нагулу прохідних та напівпрохідних риб, а з іншого - створює сприятливі можливості для збільшення ресурсів місцевих риб за рахунок значного збільшення дзеркала водосховища в порівнянні з річкою.

Якість води річок і водосховищ в гідрохімічному, гідробіологічному та санітарно-гігієнічному аспектах формується під впливом процесів, що проходять на водозбирній площині, в береговій зоні та в самих водних об'єктах. Необхідно з усією визначеністю підкреслити, що вплив водосховищ на якість води неоднозначний і не може кваліфікуватись тільки як позитивний або тільки як негативний: багато що визначається не тільки складом стічних вод, що поступають в водосховище, але і тими процесами, що проходять в самому водосховищі, які, в свою чергу, залежать від режиму наповнення і спрацювання водосховища, його

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат

Охорона довкілля

Арк

протічності, природного поясу та зони і т.д. Крім того, різні показники, що характеризують якість води, при створенні водосховищ змінюються по-різному: вміст розчиненого в воді кисню, як правило, зменшується, що є негативним наслідком, а кількість бактерій кишкової палички також різко зменшується, що може розглядатись як дуже позитивне явище і т.д.

До позитивних наслідків створення водосховищ необхідновіднести те, що водосховища здешевлюють та покращують умови забору води; зменшують мутність, колірність, запах, бактеріальну забрудненість води, що спрощує її очистку, знижує витрати коагулянту та хлору для доведення води до стандарту; вирівнюють сезонні коливання якості і температури річної води, завдяки чому станції водопостачання працюють більш рівномірно протягом року.

Одна із проблем, що виникають при експлуатації ГАЕС - їх вплив на нижній басейн. Забір протягом доби десятків мільйонів кубометрів води в верхній басейн і скидання її знову в нижній призводять до істотного впливу на режим рівнів, течії, отже, на всі гідрологічні процеси в водоймі. Значна щодобова амплітуда коливання рівнів води активізує процеси переформування берегів, впливає на умови нересту та нагулу риби, на водну рослинність, якість води, на стан і умови використання пляжів і т.д. Необхідно підкреслити, що значні або помітні зміни в навколошньому середовищі викликають здебільшого великі та деякі середні водосховища. Вплив невеликих і малих водосховищ на природу і господарство території звичайно незначний, причому досить часто і позитивний.

Приймаючи до уваги викладене вище, зона впливу водосховища на навколошнє середовище - це простір, що піддається впливу водосховища із зміною закономірностей енергетичного стану, обміну і круговороту речовин, зміною флори та фауни внаслідок створення водосховища.

## **8.6. Заходи по забезпеченню якості води водосховища**

Якість води являється важливим фактором, від якого залежить використання її для комунально-побутового водопостачання, зрошення, можливість рекреаційного використання і в цілому раціональне використання і охорона природних ресурсів.

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат	Арк
					Охорона довкілля

Проблема забезпечення якості води водосховищ повинна вирішуватись одночасно з наступними напрямками:

Регулювання антропогенного навантаження з площині водозбору. На основі науково обґрунтованої оцінки слід визначити допустимі розміри і якісні показники притоку забруднюючих речовин, які були б доступні для знешкодження безпосередньо в самій річковій системі і у водосховищі. Сюди ж слід віднести обмеження надходження забруднюючих речовин через прибережну зону самого водосховища з притоком поверхневих і ґрунтових вод. Для забезпечення сприятливого екологічного стану прибережних смут повинні виконуватись вимоги, які пропонуються до режиму природоохоронних зон, і виконуються водоохоронні міроприємства, включаючи протиерозійні, лісомеліоративні і гідротехнічні.

Управління внутріводними процесами, які обумовлюють очищення водосховища.

### **8.7. Санітарно-екологічні попуски з водосховища**

В умовах комплексного використання водосховища частина його корисного об'єму, заакумульованого у водосховищі в паводковий період, використовується у вигляді гарантованих санітарно-екологічних попусків для забезпечення потрібних санітарно-гігієнічних і екологічних умов в нижньому б'єфі в періоди маловодних років. Межень відносять до найбільш відповідальних періодів року для підтримання необхідного санітарно-гігієнічного режиму і екологічних умов.

Величина санітарно-гігієнічних пропусків в такі періоди визначається виходячи з умов збереження необхідної якості води, забезпечення водою водозaborів, збереження водних і наземних екосистем і залежить від величини корисного об'єму водосховища, призначеного для цих цілей.

### **8.8. Забезпечення рекреаційного використання водосховища**

Одним із основних факторів для планування рекреаційного використання водосховищ є необхідність забезпечення високої якості води в санітарно-гігієнічних умовах у відповідності з вимогами нормативів.

При створенні водосховища в окремих районах з'являється можливість його рекреаційного використання. Хороші кліматичні умови, вдале суміщення

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат	Арк
					Охорона довкілля

водосховища з природним середовищем забезпечують сприятливі умови для створення рекреаційного комплексу, що має спортивно-оздоровчий напрям.

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат	Арк
					Oхорона довкілля

## Розділ 9

### Техніко-економічні розрахунки.

					ГЕ 61 11 0005 ПЗ		
					Магістерська робота на тему: "Гідроакумулююча електростанція Штеховіце у Чехії. Напівпідземна будівля (Комплексна магістерська робота спільно із студентом Яремчук М.В.)"		
Зм.	Арк.	№ Докум.	Підпис	Дата	<p style="text-align: center;">Техніко-економічні розрахунки</p>		
Розробив	Гаврилович А.В.						
Перевірив	Яковлева-Гаврилюк О.М.						
Консульт.	Яковлева-Гаврилюк О.М.						
Керівник	Яковлева-Гаврилюк О.М.				Літера		
Рецензент	Рябенко О.А.						
					а		
					НУВГП, кафедра ГЕ, ТЕ та ГМ, ГЕ-61м		

## **9.1. Визначення капіталовкладень в окремі споруди ГАЕС**

В магістерській роботі ГАЕС Штеховіце у складі гідровузла має такі основні споруди:

- Водоприймач верхнього басейну;
- Турбінні трубопроводи;
- Напівпідземна будівля ГАЕС;
- Огорожувальна дамба;

Сума інвестицій в окремі споруди при попередньому техніко-економічному обґрунтуванні розраховувалася за укрупненими показниками вартості, які приведені в ще діючому нормативі [9].

Нище приведені розрахунки капіталовкладень в окремі об'єкти гідровузла.

### **Визначення капіталовкладень у водоприймач верхнього басейну**

Капіталовкладення у водоприймач верхнього басейну приймаємо аналогічно розрахунків Яремчук М.В., так як конструкція водоприймача ідентична в обох варіантах конструкції ГАЕС з підземною та напівпідземною будівлею. Отже, приймаємо вартість будівельних робіт по водоприймачу:

$$K_{\text{водопр.бр.}} = W_{\text{водопр.}} \cdot a_{\text{водопр.}} = 100,47 \cdot 27,4 = 2752,91 \text{ тис. у. о.}$$

Вартість обладнання водоприймача приймаємо в розмірі 15 % від капіталовкладень в будівельні роботи по водоприймачу.

$$K_{\text{водопр. обл.}} = 0,15 * K_{\text{водопр.обр.}} = 0,15 * 2752,91 = 412,94 \text{ тис.у.о.}$$

### **Визначення капіталовкладень у турбінні водоводи**

Капіталовкладення в турбінні трубопроводи напівпідземної будівлі ГАЕС Штеховіце визначаємо за укрупненим показником вартості 1 м<sup>3</sup> готової підземної споруди за додатком 18(в) [9, ст. 17] а<sub>тун</sub>=53,6 у.о./м<sup>3</sup>. Так як площа поперечного перерізу трубопроводу однаакова в обох варіантах конструкції будівлі S<sub>тр</sub>=23 м<sup>2</sup>, то у варіанті напівпідземної будівлі довжина турбінних трубопроводів складає L<sub>тр</sub>=544 м

Отже, об'єм підземної виробки для турбінних трубопроводів напівпідземної будівлі становить:

$$W = S_{\text{тр}} \cdot L_{\text{тр}} = 23 \cdot (544,0 \cdot 7) = 87,584 \text{ тис. м}^3,$$

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат

Техніко-економічні розрахунки

Арк

де  $L_{tp}$  - довжина середньої нитки трубопроводів між верхнім водоприймачем і напівпідземною будівлею ГАЕС Штеховіце 544 м помножена на 7 ниток водоводів.

Отже, капіталовкладення в турбінні трубопроводи становить:

$$K_{tp} = W \cdot a_{tp} = 83,20 \cdot 53,6 = 4694,502 \text{ тис. у.о.}$$

### **Визначення капіталовкладень у напівпідземну будівлю ГАЕС Штеховіце**

Довжина будівлі ГАЕС за поздовжнім перерізом (див. лист 6):

$$L_{буд} = 122,50 \text{ м.}$$

Висоту напівпідземної будівлі приймаємо між відміткою низа траншеї зі скельної породи 136,00 м до відмітки верха будівельних конструкцій 202,50 м (з листа 4).

$$H_{буд} = 202,50 - 136,00 = 66,50 \text{ м.}$$

Ширину будівлі приймаємо за поперечним перерізом між будівельними осями А і В (з листа 4).

$$B_{буд} = 34,20 \text{ м.}$$

Об'єм готової напівпідземної будівлі ГАЕС Штеховіце складає:

$$W_{буд} = L_{буд} \cdot H_{буд} \cdot B_{буд} = 122,50 \cdot 66,50 \cdot 34,20 = 278,602 \text{ тис. м}^3$$

Приймаємо вартість за додатком 18 а [], як для будівлі ГЕС берегового типу об'ємом більше 100 м<sup>3</sup> а  $a_{буд} = 13,2 \text{ у.о./м}^3$ .

$$K_{буд} = W_{буд} \cdot a_{буд} = 278,602 \cdot 13,2 = 3677,55 \text{ тис. у.о.}$$

Капіталовкладення в обладнання ГАЕС приймаємо за проведеними розрахунками в пункті 3.2 розділу 3 магістерської роботи Яремчук М.В. для оборотних агрегатів ОРО230, де визначена вартість одного блоку.

$$B_{ОРОбл1} = 575 \text{ тис. у.о}$$

$$B_{обл ОРО} = B_{ОРОбл1} \cdot Z_{aОРО} = 575 \cdot 7 = 4025 \text{ тис. у. о.}$$

### **Визначення капіталовкладень в огорожувальну дамбу верхнього басейну**

Капіталовкладення в огорожувальну дамбу верхнього басейну приймаємо за розрахунками Яремчук М.В., так як розміри верхнього басейну та відмітки в обох варіантах конструкції будівлі ГАЕС однакові.

Зм	Арк	№ Докум.	Підпи	Дат	Арк
					Tехніко-економічні розрахунки

$K_{\text{прив зем}} = 8737,92$  тис. у. о.

Капіталовкладення в окремі споруди ГАЕС, тис.грн. внесені в таблицю 9.1.

Таблиця 9.1

Капіталовкладення в окремі споруди ГАЕС, тис.грн.

№ з/п	Шифр об'єкту	Найменування об'єкту	Будівельні роботи	Устаткування	Загальна вартість
1	2.1	Водоприймач	2752,910	412,940	3165,850
2	2.2	Турбінні водоводи	4694,502	-	4694,502
3	2.3	Напівідземна будівля ГАЕС	3677,55	4025,000	7702,000
4	2.4	Огорожувальна дамба	8737,920	-	8737,920
5		Всього	19862,882		24300,822

**9.2 Визначення ефективності капітальних вкладень у будівництво  
ГАЕС Штеховіце.**

**9.2.1 Зведений кошторисний розрахунок вартості будівництва ГАЕС  
Штеховіце**

Зведений кошторисний розрахунок проведено згідно даних наведених у формі №5 ЗКР по главі 2, після підсумку за главами 1-12 приводяться визначені законодавством нарахування і платежі на суму інвестицій  $K_{1-12}$ , а саме кошторисний прибуток;

**ЗВЕДЕНИЙ КОШТОРИСНИЙ РОЗРАХУНОК ВАРТОСТІ ОБ'ЄКТА  
БУДІВНИЦТВА**

**Форма № 5**

(назва організації, що затверджує)

**Затверджено**

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат	Техніко-економічні розрахунки	Арк

Зведений кошторисний розрахунок в сумі \_\_\_\_\_ тис. грн.

В тому числі зворотних сум \_\_\_\_\_ тис. грн.

(посилання на документ про затвердження)

« \_\_\_\_ » 20 \_\_\_\_ р.

**ЗВЕДЕНИЙ КОШТОРИСНИЙ РОЗРАХУНОК  
ВАРТОСТІ ОБ'ЄКТА БУДІВНИЦТВА № \_\_\_\_**

(найменування об'єкта будівництва)

Складений в поточних цінах станом на « \_\_\_\_ » 20 \_\_\_\_ р.

Таблиця 9.2

**Зведений кошторисний розрахунок вартості будівництва  
ГАЕС Штеховіце**

№	Номери кошторисів і кошторисних розрахунків	Найменування глав	Кошторисна вартість			
			Будівельних робіт	Устаткування	Інших витрат	Загальна вартість
2	3	4	5	6	7	
1	Глава 1		1093,537	-	121,504	1215,041
2	Глава 2	2- 1Верхній водоприймач	2752,91	412,94	-	3165,850
		2-2 Турбінні водоводи	4694,502	-	-	4694,502
		2-3 Напівпідземна будівля ГЕС	3677,55	-	4025	7702,550
		2-4 Огорожувальна дамба	8737,92	-	-	8737,92

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат

Техніко-економічні розрахунки

Арк

	Разом по главі 2		19862,882	412,940	4025,000	24300,822
3	Глава 3		388,813	97,203	4025,00	486,016
4	Глава 4		218,707	4,301	121,504	243,008
5	Глава 5		923,431	48,602	121,504	972,033
6	Глава 6		230,858	12,150	121,504	243,008
7	Глава 7		198,629	-	-	198,629
	Разом по главі 1-7		22916,857	595,196	121,504	27658,558
8	Глава 8		3666,697	-	-	3666,697
	Разом по главі 1-8		26583,555	595,196	121,504	31325,255
9	Глава 9		1345,348	-	1644,314	2989,663
	Разом по главі 1-9		27928,903	595,196	1765,819	34314,917
10	Глава 10		-	-	205,890	205,890
11	Глава 11		-	-	34,315	34,315
12	Глава 12		-	-	3088,343	3088,343
	Разом по главі 1-12		27928,903	595,196	5094,366	37643,464

Керівник проектної організації

[підпис (ініціали, прізвище)]

Головний інженер проекту

(Головний архітектор проекту)

[підпис (ініціали,

прізвище)]

Керівник відділу

(найменування)

[підпис (ініціали,

прізвище)]

Примітки:

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат

Техніко-економічні розрахунки

Арк

1. Примірну номенклатуру зведеного кошторисного розрахунку вартості об'єкта будівництва та порядок його заповнення наведено в додатку К.

2. Загальна кошторисна вартість, вказана в графі 7, складається з кошторисної вартості будівельних робіт, устаткування, меблів, інвентарю та інших витрат (гр.4 + гр.5 + гр.6).

Умовні позначення:

«+» – заповнюється;

«–» – не заповнюється.

Капіталовкладення в гідроузол  $K_g$  обчислюється за формулою:

$$K_g = K_{1-12} + K_{ЛЕП} - K_{ЗВ},$$

де  $K_{1-12}=37643,464$  тис грн.= 37,643 млн.грн. - кошторисна вартість споруд і робіт на основі глав 1-12 зведеного кошторисного розрахунку (ЗКР);  $K_{ЛЕП}$  - капіталовкладення в лінії електропередач (ЛЕП) беремо у розмірі 10% від вартості споруд і робіт за підсумком глав 1-12, млн.грн  $K_{ЗВ}=0,550$  млн.грн - зворотні суми від вартості споруд, які після закінчення будівництва передаються іншим організаціям для постійної експлуатації. Значення  $K_{ЛЕП}$  обчислюємо як  $K_{ЛЕП}=0,1K_{1-12}=0,1 \cdot 37,643 = 3,464$  млн.грн. – капіталовкладення в лінії електропередач (ЛЕП).

$$K_g=37,643+3,464-0,55=40,557 \text{ млн.грн.}$$

Сума щорічних витрат  $B_g$  по експлуатації визначаємо за залежністю:

$$B_g = B_a + B_e + B_{ЛЕП} + B_{інш};$$

де  $B_a$  - амортизаційні відрахування по ГЕС (на капітальний ремонт і повне відновлення), грн./рік;

$B_e$  - прямі експлуатаційні витрати по ГЕС (на зарплату, матеріали і поточний ремонт), грн./рік;

$B_{ЛЕП}$  - щорічні витрати по лініях електропередач, грн./рік;

$B_{інш}$  - інші відрахування (утримання будівель, приміщень і устаткування, боротьба з льодом, наносами, непередбачені роботи), грн./рік.

Амортизаційні відрахування  $B_a$  обчислюються по окремих об'єктах гідроузла згідно норм амортизацій  $H_a$  для споруд і устаткування за такою формулою:

$$B_{a_i} = \sum \frac{(H_{a_i})\%}{100} K_i,$$

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат

Техніко-економічні розрахунки

Арк

де норми амортизації  $H_{ai}$  в % дані в таблиці 9.3, а  $K_i$  - капіталовкладення в окремі споруди або устаткування (грн.), визначаються по окремих спорудах (див. главу 2 ЗКР).

Розрахунок значення  $B_{ai}$  проведено в табличній формі (див. табл. 9.3)

Таблиця 9.3

#### Визначення витрат на амортизацію по гідрозвузлу ГАЕС

№ з/п	Споруди і устаткування	Норма $H_{ai}$ , %	$K_i$ , млн. грн.	$B_{ai} = \sum \frac{(H_{ai})\%}{100} K_i$ , млн. грн.
1.	Верхній водоприймач	1,05	3,166	0,033
2.	Турбінні водоводи	1,9	4,695	0,089
3.	Напівпідземна будівля ГАЕС	1,9	3,678	0,070
4.	Огорожувальна дамба	1,35	8,738	0,118
	Разом:		20,277	0,310

Прямі експлуатаційні витрати приймаємо у розмірі 8% від капіталовкладень в напівпідземну будівлю ГАЕС:

$$B_e = 0,08 \cdot K_{буд\ ГАЕС} = 0,08 \cdot 3,678 = 0,294 \text{ млн. у.о.}$$

Щорічні витрати виробництва по ЛЕП  $B_{ЛЕП}$  приймаємо орієнтовно в розмірі 5% від значення капіталовкладень в ЛЕП  $B_{ЛЕП} = 0,05 K_{ЛЕП}$ .

$$B_{ЛЕП} = 0,05 \cdot 3,464 = 0,173 \text{ (млн. грн.)}.$$

Щорічні інші відрахування  $B_{інш}$  прийняті в розмірі 0,1% від капіталовкладень  $K_r - B_{інш} = 0,001 K_r$ .

$$B_{інш} = 0,001 \cdot 40,557 = 0,041 \text{ (млн. грн.)}.$$

Обчислюємо щорічні витрати по експлуатації:

$$B_r = 0,310 + 0,294 + 0,173 + 0,041 = 0,818 \text{ (млн. грн.)}.$$

#### 9.2.2 Техніко-економічне обґрунтування доцільності будівництва ГАЕС

За допомогою методу порівняльної економічної ефективності інвестицій (капіталовкладень) визначаємо доцільність будівництва ГАЕС на попередніх стадіях проєктування

Критерієм порівняльної економічної ефективності є мінімум сумарних приведених затрат за варіантами, що порівнюються:

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат	Арк
					Техніко-економічні розрахунки

$$Z_{\Sigma} \rightarrow \min$$

Є необхідність врахувати всі функції, які виконує в енергосистемі ГАЕС. Беручи це до уваги, основною альтернативою ГАЕС є ГТУ (газотурбінні установки), які в енергосистемі виробляють пікові потужності.

Таким чином, доцільність будівництва ГАЕС буде визначатись наступною умовою:

$$E_{\Sigma}^{\text{ГАЕС}} \leq E_{\Sigma}^{\text{ГТУ}}$$

Розрахункові затрати на будівництво ГАЕС:

$$Z_{\Sigma}^{\text{ГАЕС}} = Z_{\Sigma}^{\text{ГАЕС}} + Z_{\text{зар}} + Z_{\text{ЛЕП}} - Z_{\text{реж}}$$

де  $E$  – нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень у ГАЕС ( $E=0,1$ );

Приведені затрати на будівництво ГАЕС обчислюємо так:

$$Z_r = E \cdot K_r + B^{\text{ГАЕС}} = 0,1 \cdot 40,557 + 0,818 = 4,138 \text{ млн. грн.}$$

де  $E=0,1$  – коефіцієнт дисконтування інвестицій прийнятий в енергетиці, тобто банківська ставка повернення капіталу позиченого на будівництво ГАЕС.

$$K_r = 40,557 \text{ млн. грн.}$$

$$B_2 = 0,818 \text{ млн. грн.}$$

$Z_{\text{зар}}^{\text{ГАЕС}}$  – затрати ГАЕС на зарядку, які обчислюються за формулою:

$$Z_{\text{зар}}^{\text{ГАЕС}} = \varphi_E * E_{\text{зар}}^{\text{ГАЕС}} = 0,025 * 1159,61 = 28,99 \text{ млн. у.о.}$$

де  $\varphi_E$  – питома ціна електроенергії зарядки ГАЕС ( $\varphi_E = 0,025 \text{ у.о./кВт}\cdot\text{год}$ );

$E_{\text{зар}}^{\text{ГАЕС}}$  – річний обсяг енергії, яка необхідна для зарядки ГАЕС

$$(E_{\text{зар.річ.}}^{\text{ГАЕС}} = 1159,61 \text{ млн. кВт}\cdot\text{год});$$

Приведені затрати в ЛЕП ГАЕС:

$$Z_{\text{ЛЕП}}^{\text{ГАЕС}} = E \cdot K_{\text{ЛЕП}} + B_{\text{ЛЕП}} = 0,1 \cdot 3,464 + 0,173 = 0,520 \text{ млн. у. о.}$$

Режимні заряди ГАЕС визначаємо таким чином:

$$Z_{\text{реж}} = z_{\text{реж}} \cdot N_{\text{н.макс}}^{\text{ГАЕС}} = 7 \cdot 1,026 = 7,182 \text{ млн. у. о.}$$

Отже, сумарні приведені затрати в ГАЕС становлять:

$$Z_{\Sigma}^{\text{ГАЕС}} = 2,430 + 28,99 + 0,520 - 7,182 = 24,758 \text{ млн у. о.}$$

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат

Техніко-економічні розрахунки

Арк

Сумарні приведені затрати по ГТУ складаються з приведених затрат в будівлю ГТУ  $Z_{\Sigma}^{\text{ГТУ}}$ , загальні приведені затрати на паливо  $Z_{\text{пал}}$ , приведених затрат в ЛЕП ГТУ  $Z_{\text{ЛЕП}}^{\text{ГТУ}}$ :

$$Z_{\Sigma}^{\text{ГТУ}} = Z^{\text{ГТУ}} + Z_{\text{пал}} + Z_{\text{ЛЕП}}^{\text{ГТУ}}$$

Приведені затрати в будівництво в ГТУ по аналогії із  $Z^{\text{ГАЕС}}$

$$Z^{\text{ГТУ}} = E \cdot K^{\text{ГТУ}} + B^{\text{ГТУ}}$$

$$\begin{aligned} Z^{\text{ГТУ}} &= E \cdot K_N^{\text{ГТУ}} \cdot N^{\text{ГТУ}} + \alpha^{\text{ГТУ}} \cdot K_N^{\text{ГТУ}} \cdot N^{\text{ГТУ}} = \\ &= (\alpha^{\text{ГТУ}} + E) \cdot K_N^{\text{ГТУ}} \cdot \varphi_N \cdot N_{t,\max}^{\text{ГАЕС}} = (0,1 + 0,1) \cdot 320 \cdot 1,12 \cdot 0,428 \\ &= 30,679 \text{ млн. у. о.} \end{aligned}$$

$\varphi_N = 1,12 \dots 1,17$  – коефіцієнт еквівалентності за потужністю, який враховує більше споживання потужності на власні потреби ГТУ в порівнянні з ГАЕС.

Приведені витрати на паливо становлять:

$$Z_{\text{пал}} = \Pi_{\text{пал}} \cdot q_{\text{пал}} \cdot 10^{-3} \cdot E^{\text{ГТУ}}, \text{ млн. у. о.}$$

$$E^{\text{ГТУ}} = \varphi_E \cdot E_{\text{розр}} \cdot 365$$

$\varphi_N = 1,02 \dots 1,05$  – коефіцієнт еквівалентності за енергією, який враховує більше споживання електроенергії ГТУ порівнянно з ГАЕС.

$$E^{\text{ГТУ}} = 1,03 \cdot 2,415 \cdot 365 = 907,919 \text{ млн кВт·год}$$

$$E_{\text{розр}} = 2,415 \text{ млн. кВт} - \text{енергія розряду.}$$

$$Z_{\text{пал}} = 100 \cdot 0,46 \cdot 10^{-3} \cdot 907,919 = 41,764 \text{ млн. у. о.}$$

Приведені затрати в ЛЕП ГТУ приймаємо в 3 рази меншими за приведені затрати в ЛЕП ГАЕС, так як ГТУ можна розташувати більше до споживача:

$$Z_{\text{ЛЕП}}^{\text{ГТУ}} = \frac{Z_{\text{ГАЕС}}}{3} = \frac{0,520}{3} = 0,173 \text{ млн. у. о.}$$

Виходячи з вищепереліченого приведені затрати ГТУ складають:

$$Z_{\Sigma}^{\text{ГТУ}} = 30,679 + 41,764 + 0,173 = 72,616 \text{ млн. у. о.}$$

Так як приведені сумарні затрати ГАЕС  $Z_{\Sigma}^{\text{ГАЕС}} = 24,758$  млн. у. о. нижчі за приведені сумарні затрати ГТУ  $Z_{\Sigma}^{\text{ГТУ}} = 732,616$  млн. у. о. то з економічної точки зору доцільніше будувати ГАЕС.

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат

Техніко-економічні розрахунки

Арк

## **Розділ 10**

### **Наукова частина.**

					ГЕ 61 11 0005 ПЗ			
					Магістерська робота на тему: "Гідроакумулююча електростанція Штеховіце у Чехії. Напівпідземна будівля (Комплексна магістерська робота спільно із студентом Яремчук М.В.)"			
Зм.	Арк.	№ Докум.	Підпис	Дата		Літера	Аркуш	Аркушів
Розробив	Гаврилович А.В.				a			
Перевірив	Яковлева-Гаврилюк О.М.				Наукова частина			
Консульт.	Яковлева-Гаврилюк О.М.				НУВГП,			
Керівник	Яковлева-Гаврилюк О.М.				кафедра ГЕ, ТЕ та ГМ,			
Рецензент	Рябенко О.А.				ГЕ-61м			

## 10.1 Теоретичні основи конструювання вигнутих відсмоктувальних труб ОРО гідромашин.

**Об'єктом досліджень** є нестационарні процеси руху води в робочому колесі та відсмоктувальній трубі радіально-осьових гідромашин.

**Предметом досліджень** є методи розрахунку параметрів відсмоктувальних труб з вигнутим коліном.

**Метою досліджень** є розрахунок розмірів відсмоктувальної трубы з вигнутим коліном ГАЕС Штеховіце на основі техніко-економічного обґрунтування.

При виборі висоти відсмоктувальної трубы вирішальне значення набувають питання, зв'язані з явищем нестационарності потоку на неоптимальних режимах.

Як показали дослідження [20, 245], лише в дуже вузькій зоні режимів за робочим колесом спостерігається порівняно спокійна течія без утворення потужних вихорів які визивають значні коливання тиску та динамічні навантаження на робоче колесо и стінки відсмоктувальної трубы. Відносна частота пульсацій тиску та відносна подвійна амплітуда коливань тиску на моделі можуть бути виявлені за наступними рекомендованими формулами:

$$\frac{f}{n} = \frac{3,5 \div 3,8}{2\pi} \left[ 1 - \frac{n'_{I0}}{n'_I} \frac{Q'_I}{Q'_{I0}} \right] \frac{(n'_I)^2}{g} \quad (10.1)$$

та

$$\frac{\Delta\rho_{\max}}{\gamma H} = (0,65 \div 0,85) \left[ 1 - \frac{n'_{I0}}{n'_I} \frac{Q'_I}{Q'_{I0}} \right] \frac{(n'_I)^2}{g} \quad (10.2)$$

де  $n'_{I0}$  і  $Q'_{I0}$  - значення приведених обертів та витрати оптимального режиму для даного відкриття  $\alpha$ ;

$n'_I$  і  $Q'_I$  - теж саме на даному режимі.

З цих залежностей видно, що величина пульсації тиску швидко зменшується в міру наближення до оптимального режиму. На неоптимальних режимах коливання тиску під колесом може становити  $\pm 5 \div 6$  м, що при середньому динамічному розрідженні під входом перетинів відсмоктувальної трубы в 4-5 м вже призводить до появи повного вакууму та виникненню місцевої кавітації на режимах, при яких кавітації зовсім не повинно бути. Досвід вітчизняного

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат

Наукова частина

Арк

турбобудування не рекомендує у зв'язку з цим зменшити висоту вигнутих труб радіально-осьових турбін нижче  $2,3 - 2,7 D_1$ .

За даними Е. Mosonyi [21], висоту відсмоктувальних труб в залежності від швидкохідності  $n_s$  турбіни рекомендується розраховувати за формулою:

$$A = \left( 3,4 - \frac{n_s}{400} \right) D_2, \quad (10.3)$$

де  $A$  – висота труби, відраховується від середини направляючого апарату,

$D_2$  – вихідний діаметр робочого колеса.

Приводячи висоту  $A$  до висоти власне відсмоктувальної трубы в залежності від швидкохідності  $n_s$  турбіни та вихідного діаметра робочого колеса  $D_2$ , отримуємо:

$$h = \left( 3,33 - \frac{1,1 \cdot n_s}{400} \right) D_2. \quad (10.4)$$

Приводимо розрахунок висоти відсмоктувальної трубы залежно від швидкохідності та діапазону значень діаметру  $D_2 = 2,3-2,5$  м, рекомендованих українським турбінобудівним підприємством АТ «ТУРБОАТОМ» в таблиці 10.1.

Таблиця 10.1

#### Розрахункова висота відсмоктувальної трубы

$n_s$ $D_2$	150	180
2,5	7,4	7,2
2,3	6,6	6,4

Розрахунки показали, що в межах допустимого діапазону зміни швидкохідності  $n_s = 150 - 180$  об/хв висота відсмоктувальної трубы коливається в межах 6,4-7,4 м.

За американськими даними висота труб радіально-осьових турбін не повинна бути меншою  $2,55D_1$  [22] та у всіх можливих випадках повинна бути збільшена в межах до  $3,7D_1$ .

На рис. 10.1 приведені підраховані за формулою (10.4) значення  $h$ , а також фактичні дані по ряду побудованих закордоном гідроелектростанцій. Для

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат	Наукова частина	Арк

порівняння на тому ж рисунку приведені дані по вигнутих відсмоктувальним трубам вітчизняних ГАЕС. Як видно, висота вигнутих труб в цілому коливається в широких межах від 1,9 до 4,0D<sub>1</sub>, відтак більшість відсмоктувальних труб закордонних ГАЕС мають висоту, близьку до рекомендованих. Відсмоктувальні труби вітчизняних ГАЕС у всіх випадках мають істотно меншу висоту.

Перевіряємо допустимість максимального заглиблення відсмоктувальної труbi до 7,4 м за розрахунками за залежністю 10.4.

Спершу перевіряємо адекватність такого рішення досвіду вже реалізованих проектів ГЕС і ГАЕС за даними вітчизняного і закордонного гідротехнічного будівництва, використовуючи результати аналізу Губіна М.Ф., що представлені на рисунку 10.1. Для даного проекту ГАЕС Штеховіце  $h/D_2 = 7,4/2,5=2,96$ , а швидкохідність  $n_s=150$  об/хв.

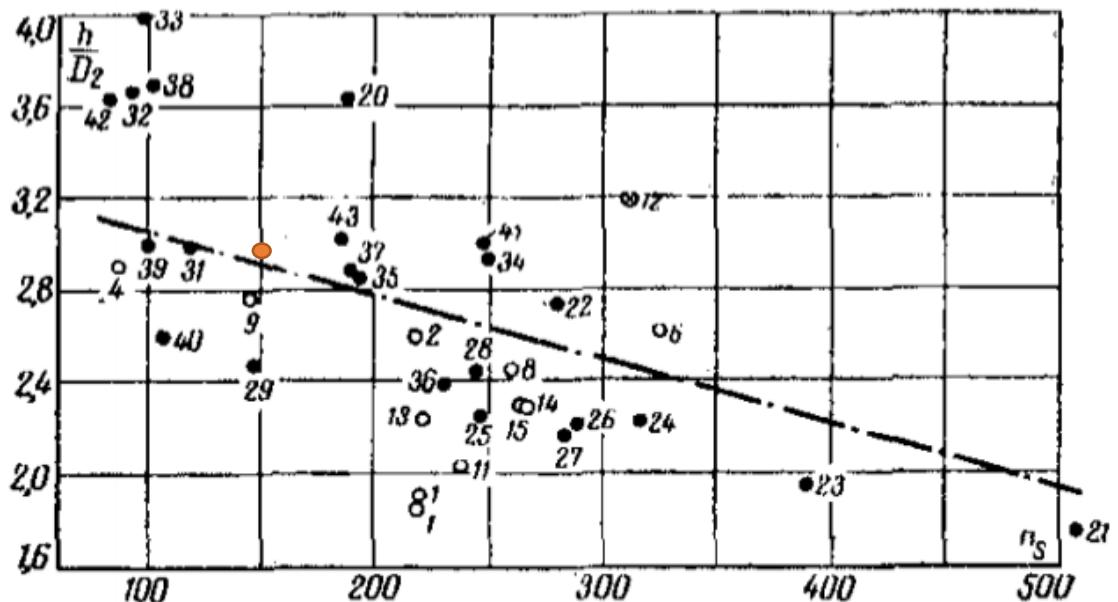


Рис. 10.1 Відносна висота вигнутих відсмоктувальних труб радіально-осьових турбін: дані за формулою  $\frac{h}{D_2} = \left(3,33 - \frac{1,1 \cdot n_s}{400}\right)$ ;  $\circ$  – вітчизняні ГЕС і ГАЕС;  $\bullet$  – закордонні ГЕС і ГАЕС;  $\bullet$  – розрахункова точка відсмоктувальної труbi ГАЕС Штеховіце.

Як видно з рисунка 10.1, розрахункова точка для ГАЕС Штеховіце лежить дуже близько до лінії середньоквадратичних відхилень розсіяння даних відносних висот відсмоктувальних труб закордонних та вітчизняних ГАЕС, що вже побудовані. Це свідчить, що вибір серед можливих варіантів висоти

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат

Наукова частина

Арк

відсмоктувальної труби з найбільшим її заглибленням, виправдане за міркуваннями забезпечення найкращого кавітаційного режиму потоку, що проходить через робоче колесо, та зменшення пульсацій тиску в потоці.

Сказане вище дозволяє прийти висновку про те, що при призначені висоти вигнутої відсмоктувальної труби радіально-осьових гідротурбін головне значення набуває питання динамічного впливу потоку на робочі органи турбіни. Зменшення висоти труби можливо при тих випадках, коли турбіна буде працювати лише в зоні режимів з малою пульсацією тиску.

## **10.2 Техніко-економічне обґрунтування висоти вигнутої відсмоктувальної труби.**

Розміри та форми відсмоктувальних труб, як це було показано в пункті 10.1 спрямлюють істотний вплив на енергетичні характеристики турбіни. Разом з цим зміна ряду розмірів труби в багатьох випадках впливає також на вартість зведення підводної частини будівлі ГАЕС. Збільшення розмірів труби, забезпечує в більшості випадків збільшення ккд та потужності турбіни, як правило, супроводжується збільшенням об'ємів роботи та вартість будівлі ГАЕС. Тому питання обґрунтування вибору розмірів відсмоктувальної труби повинна приділятися пильна увага.

Розміри блоку будівлі ГАЕС в значній мірі залежать від ряду «зовнішніх» розмірів відсмоктувальної труби (її довжини, висоти та ширини) та практично не залежить від «внутрішніх розмірів» труби (радіуса тора, радіуса, що окреслює коліно в плані, форми оголовка бичка і т. д.), надають, однак, істотний вплив на енергетичні та кавітаційні якості турбіни. Звідси випливає, що у всіх випадках повинні прийматися такі «внутрішні» розміри, котрі забезпечують найбільш високі енергетичні показники. Будь-яка зміна оптимальних внутрішніх розмірів труб, навіть якщо вона призводить до спрощення конструкції труби і будівлі ГАЕС, і полегшує виробництво будівельних робіт, та одночасно призводить до зниження енергетичних показників турбіни, повинно бути обґрунтованим економічним порівнянням варіантів.

«Зовнішні» розміри відсмоктувальної труби у всіх випадках повинні прийматися лише на основі порівняння різноманітних варіантів будівлі ГАЕС з

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат

Наукова частина

Арк

визначеною економічною ефективністю їх зміни. Лише в деяких випадках (наприклад, вбудовані та підземні гідроелектростанції та ) частина зовнішніх розмірів відсмоктувальної труби залежить від розташування машинної будівлі та може рахуватися заданою.

Питанню економічного обґрунтування розмірів відсмоктувальної труби ряд авторів ще на початку ери розквіту гідротехнічного будівництва в середині ХХ століття, а саме Смірнов В.А. (1953) та Щапов Н.М. (1959), приділи велику увагу [23, 86]. Так, ними відзначається недостатність розмірів відсмоктувальних труб, що застосовані на багатьох гідроелектростанціях країн СНГ, в зв'язку з чим має місце значний недовиробіток електроенергії. Зменшення доходу в процесі експлуатації внаслідок зменшення розмірів відсмоктувальної труби не є настільки явним негативним ефектом як економія капіталовкладень в процесі будівництва. Тобто, з іншої сторони, зменшення розмірів відсмоктувальної труби приводить до швидкої та явної економії інвестицій в будівлю ГАЕС.

Найбільш простим способом техніко-економічної оцінки ефективності застосування труб покращеної конструкції із збільшеними розмірами є метод оцінки ефективності за кількістю годин використання додатково отриманої потужності.

Нехай збільшення розмірів труби (її висоти) призводить до збільшення потужності агрегату на  $\Delta N$  кВт, та річної виробітки на  $\Delta E$  кВт·год. В цьому випадку кожен кіловат додаткової потужності може бути оцінений за величиною умовного числа годин його використання  $T_{\text{умов}}$ :

$$T_{\text{умов}} = \frac{\Delta E}{\Delta N}. \quad (10.5)$$

Значення  $T_{\text{умов}}$  зменшиться по мірі подальшого збільшення розмірів труби внаслідок поступового зменшення збільшення величини ккд і потужності турбіни. Збільшення розмірів відсмоктувальної труби може рахуватися доцільним, якщо отримане значення  $T_{\text{умов}}$  більше або рівне прийнятому наразі нормативному числу годин використання  $T_{\text{н}}^h_{\text{умов}}$ . При спостеріганні поступового зниження величини  $T_{\text{н}}^h_{\text{умов}}$  економічно обґрунтуванні розміри відсмоктувальної труби повинні збільшуватися.

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат	Наукова частина	Арк

Істотним недоліком цього методу є те, що в ньому не враховується необхідні капіталовкладення, зв'язані зі застосуванням більш великої відсмоктувальної труби, внаслідок чого оптимальні розміри відсмоктувальної труbi будуть однакові незалежно від різних місцевих та геологічних умовах. Відомі труднощі зустрічаються також при визначені величини  $T^h$  умов. Цей метод може бути рекомендований лише для попереднього визначення доцільності розгляду варіантів будівлі ГАЕС зі збільшеним або зміненим розміром відсмоктувальної труbi.

Дуже близький до опису метод оцінки ефективності зміни розмірів відсмоктувальної труbi застосований закордоном спосіб, заснований на використані виразу:

$$\frac{\Delta K_{\text{отс.тр}}}{K} < \frac{\Delta K_e}{pK_e} \quad (10.6)$$

де  $K$  – загальні капіталовкладення на ГАЕС;

$\Delta K_{\text{отс.тр}}$  – додаткові капіталовкладення, зв'язані з покращенням і збільшенням розмірів відсмоктувальної труbi;

$K_e$  – вартість виробленої на ГАЕС енергії;

$\Delta K_e$  – вартість додатково отримуваної на ГАЕС енергії;

$pK_e$  – щорічні затрати на ГАЕС.

По закордонним даним значення  $p$  приймається рівним 0,10–0,15.

Використовуючи даний вираз, отримаємо, що збільшення висоти відсмоктувальної труbi було б ефективним, якщо б

$$\Delta K_e \geq \frac{pK_e + \Delta K_{\text{отс.тр}}}{K} \quad (10.7)$$

Недоліком цього методу полягає в тому, що в ньому розглядається робота ГЕС або ГАЕС окремо, не в енергосистемі, тоді як в реальних умовах зміна потужності ГЕС (ГАЕС) частіше всього приводить до збільшення або зменшення долі участі потужності теплової електростанції в енергосистемі.

Розглянутий нижче метод заснований на визначені економічної ефективності зміни енергетичних показників гідромашини за рахунок зміни розмірів у відсмоктуючій трубі з урахуванням роботи інших електростанцій в енергосистемі. В цьому випадку збільшення або зменшення потужності ГАЕС внаслідок зміни

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат	Наукова частина	Арк

розмірів відсмоктувальної труби розглядається разом зі зміною долі участі потужності ТЕС в енергосистемі.

Позначимо через  $\Delta K_{\text{отс.тр}}$  – додаткові капіталовкладення, зв'язані зі зміною розмірів відсмоктувальної труби,  $\Delta \bar{\omega}$  – отримане в результаті цього середньорічне збільшення ккд турбіни,  $N_{\text{ГАЕС}}$  МВт – встановлена потужність гідроелектростанції,  $K_N$  – окремі капіталовкладення на 1 кВт встановленої потужності,  $\mathcal{E}$  кВт·год – середньорічний виробіток,  $b_{\text{ТЕС}}^{\text{соб}}$  – собівартість 1 кВт·год витісненого виробітку на ТЕС,  $T_{\text{ок}}$  – строк окупності додаткових капіталовкладень,  $\alpha^{\text{ам}}$  – величина амортизації відрахувань.

В цьому випадку вартість отриманого виробітку  $B$  (чи його зменшення внаслідок зменшення розмірів відсмоктувальної труби) протягом  $T_{\text{ок}}$  років можна виразити таким чином:

$$B = \mathcal{E} \Delta \bar{\omega} T_{\text{ок}} b^{\text{соб}}$$

Капіталовкладення в додаткову потужність ГАЕС можуть бути виражені як

$$K = N_{\text{ГАЕС}} \Delta \bar{\omega} K_N$$

Величина амортизаційних відрахувань на додаткові капіталовкладення складатиме:

$$A = \alpha^{\text{ам}} \Delta K_{\text{отс.тр}}$$

Збільшення розмірів відсмоктувальної труби виявиться економічно доцільним в тому випадку, коли  $B + K > A$ , звідси після підстановки отримаємо:

$$\mathcal{E} \Delta \bar{\omega} T_{\text{ок}} b^{\text{соб}} + N_{\text{ГАЕС}} \Delta \bar{\omega} K_N > \alpha^{\text{ам}} \Delta K_{\text{отс.тр}},$$

або приріст ккд внаслідок збільшення розмірів відсмоктувальної труби більше за долю додаткових щорічних витрат, пов'язаних зі зміною розмірів труби (ліва частина рівняння 10.8)

$$\Delta \bar{\omega} \geq \frac{\alpha^{\text{ам}} \Delta K_{\text{отс.тр}}}{T_{\text{ок}} b_{\text{ТЕС}}^{\text{соб}} + N_{\text{ГАЕС}} K_N} \quad (10.8)$$

Таким чином, якщо величина отриманого приросту ккд турбіни буде більше відношенню амортизації відрахувань на додаткові капіталовкладення до вкладених витратам, збільшення розмірів або удосконалення відсмоктувальної труби слід рахувати доцільним.

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат	Наукова частина	Арк

Додаткові капіталовкладення, пов'язані зі зміною розмірів відсмоктувальної труби,  $\Delta K_{\text{отс.тр}}$  визначаємо як добуток об'єму заглиблення фундаменту котловану на 1 метр (згідно розрахунку за залежністю 10.4) та укрупненого показника вартості укладання 1 м<sup>3</sup> бетону 38,3 у.о./м<sup>3</sup> [4, додаток 18 ст.77]

$$\Delta K_{\text{отс.тр}} = \Delta W_{\text{котл}} \cdot B_{\text{гр}} = 3351,6 \cdot 38,3 = 128,37 \text{ тис. у. о.},$$

де об'єм котловану за розмірами складає: заглиблення  $\Delta h = 1,0$  м, а площа підошви машали становить  $S=B \cdot L=34,2 \cdot 98=3351,6$  м<sup>2</sup> (див. листи 4 і 6). Отже об'єм котловану складає:

$$\Delta W_{\text{котл}} = \Delta h_{\text{заал}} \cdot S = 1 \cdot 3351,6 = 3351,6 \text{ м}^3.$$

Долю амортизаційних відрахувань приймаємо у розмірі 10%, тобто  $\alpha^{\text{ам}}=0,1$ .

Річний виробіток електроенергії ГАЕС визначаємо як добуток енергії розряду ГАЕС за добу та кількості днів в році

$$\mathcal{E}_{\text{річ}} = \mathcal{E}_p \cdot 365 = 2,415 \cdot 365 = 881,475 \text{ млн. кВт} \cdot \text{год.}$$

Термін окупності додаткових капіталовкладень приймаємо рівним прийнятому в енергетиці значенню (нормативному)  $T_{\text{ок}} = 10$  років.

Собівартість електроенергії, виробленої на ТЕС приймаємо за статистичними звітами Міністерства енергетики України

$b_{\text{ТЕС}}^{\text{соб}}=2166,9$  грн/МВт·год = 2,167 грн/кВт·год. Собівартість в умовних одиницях за курсом 1 у.о.=27 грн становить  $b_{\text{ТЕС}}^{\text{соб}}=0,08$  у.о./кВт·год.

Приймаємо для розрахунку питомі капіталовкладення на 1 кВт потужності ГАЕС в турбінному режимі  $K_N=600$  у.о./кВт. Потужність в турбінному режимі приймаємо за добовим графіком навантаження ГАЕС (див. лист 1 рис. 1.3)  $N_{\text{ГАЕС}}=431$  МВт.

Підставивши у ліву частину виразу (10.8) прийняті значення, отримаємо:

$$\frac{0,1 \cdot 128,37 \cdot 10^3}{881,475 \cdot 10^6 \cdot 10 \cdot 0,08 + 431 \cdot 10^3 \cdot 600} = 1,33 \cdot 10^{-5}.$$

Ліва частина рівняння (10.8) представляє збільшення ккд ГАЕС від збільшення висоти відсмоктувальної труби. Зміна висоти вигнутих відсмоктувальних труб радіально-осьових гідромашин впливає на зміни їх енергетичних характеристик. Результати досліджень труб різної висоти та колесами різної швидкохідності за даними [20, ст. 81] доводять, що зміна висоти

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат

Наукова частина

Арк

труби в межах від  $1,8 D_1$  до  $2,66 D_1$  змінюює ккд ( $\eta$ ) турбіни. Так за даними досліджень [20] чотирьох труб спільно з колесом РО702-25 зміни висоти труби від  $1,8 D_1$  до  $2,66 D_1$  збільшує ккд турбіни в оптимальних режимах не більше ніж на 1,5-2 %, на режимах обмеження потужності і недовантаження 0,5-1 %. Приблизно аналогічні результати отримані при випробуваннях коліс РО 211 та РО 82. За даними таблиці 10.1 розміри відсмоктувальної труби ГАЕС Штеховіце в межах зміни швидкохідності  $n_s = 150 - 180$  об/хв варіюються в діапазоні від  $1,54 D_1$  до  $1,8D_1$ . Отже для даного розрахунку правомірно прийняти значення приросту ккд  $\Delta \eta = 2\% = 0,02$ .

Тоді нерівність за виразом 10.8 за результатами має вигляд

$$\Delta \eta = 0,02 \gg \frac{\alpha^{\text{ам}} \Delta K_{\text{отс.тр}}}{\bar{\eta} \text{Ток} b_{\text{TEC}}^{\text{соб}} + N_{\text{ГАЕС}} K_N} = 0,0000133$$

Очевидно, що в реальних умовах роботи ГАЕС в енергосистемі, навіть збільшення ккд на 2% є доцільним для додаткових капіталовкладень в збільшення розмірів відсмоктувальних труб.

### 10.3 Висновки

Приведений наукові дослідження показують великий вплив форми і розмірів відсмоктувальних труб різних типів на енергетичні і кавітаційні характеристики гідромашин та агрегату в цілому.

Складність явищ, які відбуваються у відсмоктувальних трубах, різноманіття режимів роботи гідромашини не дозволяє наразі ще розробити необхідний гіdraulічний розрахунок відсмоктувальної труби. Проте на основі натурних досліджень та практичної експлуатації доведено доцільність збільшення висоти труби як з енергетичної так із економічної точки зору.

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат

Наукова частина

Арк

# ВИСНОВКИ

Зм.	Арк.	№ Докум.	Підпис	Дата	ГЕ 61 11 0005 ПЗ Магістерська робота на тему: "Гідроакумулююча електростанція Штеховіце у Чехії. Напівпідземна будівля (Комплексна магістерська робота спільно із студентом Яремчук М.В.)"	Літера	Аркуш	Аркушів
Розробив	Гавrilovich A.B.				a			
Перевірив	Яковлева-Гаврилюк О.М.							
Консульт.	Яковлева-Гаврилюк О.М.							
Керівник	Яковлева-Гаврилюк О.М.							
Рецензент	Рябенко О.А.							
ВИСНОВКИ					НУВГП, кафедра ГЕ, ТЕ та ГМ, ГЕ-61м			

## Висновки

За результатами вивчення відкритих даних під час виконання магістерської роботи можна підсумувати, що Чеська Республіка, як описано в розділі 1, з інфраструктурної точки зору, належить до розвинених країн Європи. Водні ресурси Чехії дозволяють будувати потужні гідро- та гідроакумулюючі електростанції, наприклад таких як в каскаді ГЕС і ГАЕС на р.Влтава. Кліматичні та гідрологічні умови, описані в першому розділі для басейну цієї ріки, зарегульованого каскадом ГЕС і ГАЕС.

Водноенергетичні розрахунки ГАЕС Штеховіце виконані в розділі 2 за даними мінімального добового навантаження в енергосистемі Чеської Республіки на 14.05.2019 р. Часткове вирівнювання виконується за умови обмеження корисним об'ємом верхнього басейна ГАЕС 4,7 млн. м<sup>3</sup>. За побудованим добовим графіком навантаження в турбінному режимі ГАЕС Штеховіце працює 9 годин з 9 по 17 годину доби включно, а в насосному режимі 8 годин з 22 по 5 годину доби включно. Для цих часових діапазонів роботи ГАЕС розраховані координати хронологічних режимних графіків зміни параметрів ГАЕС, які представлені на листі 3.

В розділі 3 проведено підбір параметрів двомашинного агрегату з оборотною гідромашиною типу ОРО 230 на мінімальне навантаження в насосному режимі ГАЕС Штеховіце. Техніко-економічні розрахунки оптимальної кількості агрегатів проведенні для варіантів з 5 і 6 агрегатами. Так як питома вартість агрегатного блоку за двома варіантами в даній частині комплексної магістерської роботи більша за результати ТЕО Яремчук М.В., то для компонування напівпідземної будівлі ГАЕС Штеховіце прийняті параметри, розраховані нею, а саме діаметр робочого колеса D<sub>1</sub>=4,1 м, синхронна частота обертів n<sub>0</sub>=333,3об/хв з потужністю однієї гідромашини в турбінному режимі 173,53 МВт та двигуном-генератором марки СВО 600/220-18 потужністю 168,33 МВт.

Компонування спіральної камери та турбінної шахти виконано з урахуванням розмірів конструкції кільцевого затвору (див. лист 4). Для обслуговування основного обладнання та плоских затворів і решіток відсмоктувальної труби передбачено одноконсольний козловий кран, який встановлено на поверхні землі. Таке конструктивне рішення визначили конструкцію напівпідземної будівлі ГАЕС

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат

Висновки

Арк

напіввідкритого типу.

В розділі 4 «Допоміжне обладнання» описано систему технічного водопостачання та пневматичне господарство, а саме його призначення та технічні характеристики для турбінного та насосного режимів.

В п'ятому розділі розраховано основні розміри огорожувальної дамби з ядром верхнього басейну та проведені розрахунки фільтрації та стійкості верхнього укосу.

В розділі 6, згідно завдання розроблено схему електричних захистів ГАЕС та розраховано кількість пристройів, необхідних для захисту двигунів-генераторів, трансформаторів та ЛЕП напругою 220 кВ.

В розділі 7 «Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях» розглянуто організацію та управління охороною праці на підприємстві, санітарно-гігієнічні вимоги до умов праці, а також розраховано прожекторне освітлення для будівельного майданчика.

В розділі 8 розкрито питання про екологічність будівництва та експлуатації ГАЕС Штеховіце.

На основі зведеного кошторисного розрахунку, розробленого в розділі 9 «Техніко-економічні розрахунки» за укрупненими показниками вартості, визначено доцільність будівництва ГАЕС з напівпідземною будівлею у порівнянні з ГТУ. Сумарні приведені затрати у будівництво ГАЕС з напівпідземною будівлею становлять  $З_{\Sigma \text{напівпід}}^{\text{ГАЕС}} = 24,758$  млн. у. о., що у порівнянні з розрахунком для варіанту з підземною будівлею ГАЕС, виконаним Яремчук М.В.,  $З_{\Sigma \text{підз}}^{\text{ГАЕС}} = 42,013$  млн. у. о., майже в 2 рази дешевше. Тому, з економічної точки зору, конструкцію напівпідземної напіввідкритої будівлі ГАЕС Штеховіце слід прийняти як остаточний варіант для будівництва.

Задачею моого наукового дослідження, розробленого в розділі 10, є розрахунок розмірів відсмоктувальної труби з вигнутим коліном ГАЕС Штеховіце на основі техніко-економічного обґрунтування. Приводимо розрахунок висоти відсмоктувальної труби залежно від швидкохідності та діапазону значень діаметру  $D_2 = 2,3-2,5$  м, рекомендованих українським турбінобудівним підприємством АТ

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат	Висновки	Арк

«ТУРБОАТОМ». Техніко-економічні розрахунки з використанням натурних та теоретичних досліджень Губіна М.Ф. доводять доцільність додаткових інвестицій на збільшення розмірів відсмоктувальних труб навіть при збільшенні ккд ГАЕС на 2%.

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат

Висновки

Арк

# Література

Зм.	Арк.	№ Докум.	Підпис	Дата
Розробив	Гаврилович А.В.			
Перевірив	Яковлева-Гаврилюк О.М.			
Консульт.	Яковлева-Гаврилюк О.М.			
Керівник	Яковлева-Гаврилюк О.М.			
Рецензент	Рябенко О.А.			

ГЕ 61 11 0005 ПЗ		
Magisterська робота на тему: "Гідроакумулююча електростанція Штеховіце у Чехії. Напівпідземна будівля (Комплексна магістерська робота спільно із студентом Яремчук М.В.)"		
Літера	Аркуш	Аркушів
a		
НУВГП,		
кафедра ГЕ, ТЕ та ГМ,		
ГЕ-61м		

Література

## Література

1. PLÁN DÍLČÍHO POVODÍ DOLNÍ VLTAVY. Povodí Vltavy, státní podnik, Leden 2016
2. [https://geography.upol.cz/soubory/lide/smolova/GCZ/GCZ\\_Klima.pdf](https://geography.upol.cz/soubory/lide/smolova/GCZ/GCZ_Klima.pdf)
3. Методичні вказівки 042-7 до курсового проекту на тему: «Машинна будівля гідроелектростанції комплексного гідровузла» по дисципліні «Гідроелектростанції» для студентів спеціальності 1203 2-й спеціалізації – будівництв гідроелектростанцій (підбір обладнання). Рівне, 1982
4. Додаток до методичних вказівок 042-7 по виконанню курсового проекту на тему: «Машинна будівля гідроелектростанції комплексного гідровузла» по дисципліні «Гідроелектростанції» для студентів спеціальності 1203 2-й спеціалізації – будівництв гідроелектростанцій (підбір обладнання). Рівне, 1982
5. Гидроэлектрические станции / Под ред. В. Я.Карелина, Г. И. Кривченко. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 464 с.: ил.
6. ДБН В.2.4-3:2010. Гідротехнічні споруди. Основні положення./ (ДП НДІБК) Мінрегіонбуду України. – Київ: Мінрегіонбуд України, 2010. – 39 с.
7. The Vltava river cascade
8. Філіпович Ю. Ю. Механічне і допоміжне обладнання гідроенергетичних установок. Практикум : навч. посіб. / Ю. Ю. Філіпович. – Рівне : НУВГП, 2016. – 211 с.
9. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. Справочное руководство. / Под ред. Ю. С. Васильева и Д. С. Щавелева. – М.: Энергоатомиздат. – Т.1. Основное оборудование ГЭС, 1988. – 400 с.: ил.
10. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. Справочное руководство. / Под ред. Ю. С. Васильева и Д. С. Щавелева. – М.: Энергоатомиздат. – Т.2. Вспомогательное оборудование ГЭС, 1990. – 336 с.: ил.

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат

Література

Арк

11. Гидротехнические сооружения. Проектирование и расчет: Учеб.  
пособие / И.И. Кириенко, Ю.А. Химерик.-К.: Вища шк. Головное изд-во, 1987.-  
253 с.

12. Недрига. ст.189 - Гидротехнические сооружения (справочник  
проектировщика) Под редакцией профессора В. П. Недриги 1983 г. — 544 стр.

13. Кириенко И. И., Химерик Ю. А. Гидротехнические сооружения,  
проектирование и расчет. К., Вища школа, 1987. – 400 с.

14. ДСТУ-Н Б В.1.2-16:2013 Визначення класу наслідків  
(відповідальності) та категорії складності об'єктів будівництва

15. Москальова В.М./Основи охорони праці. Підручник – К., ВД  
«Професіонал», 2005.

16. Ганзюк / Основи охорони праці. – Львів, 2008

17. НПАОП 0.00-2.24-05. Перелік робіт з підвищеною небезпекою

18. Методичні вказівки 042-69.

19. М.Ф. Губин. Отсасывающие трубы гидроэлектростанций - Москва  
1970

20. М.Ф. Губин. Исследования изогнутых отсасывающих труб радиально-  
осевых турбин, Сборник трудов МИСИ, вып. 40, Госэнергоиздан, 1962

21. E. Mosonyi, Wasserkraftwerke? Bd I, Budapest, 1956

22. Джестин Дж., Кригер В. П./ Справочник по гидроэлектростанциям, –  
Госэнергоиздан, 1960

23. Смирнов В. А., О выборе экономических размеров всасывающих труб,  
"Гидротехническое строительство", 1953, №8

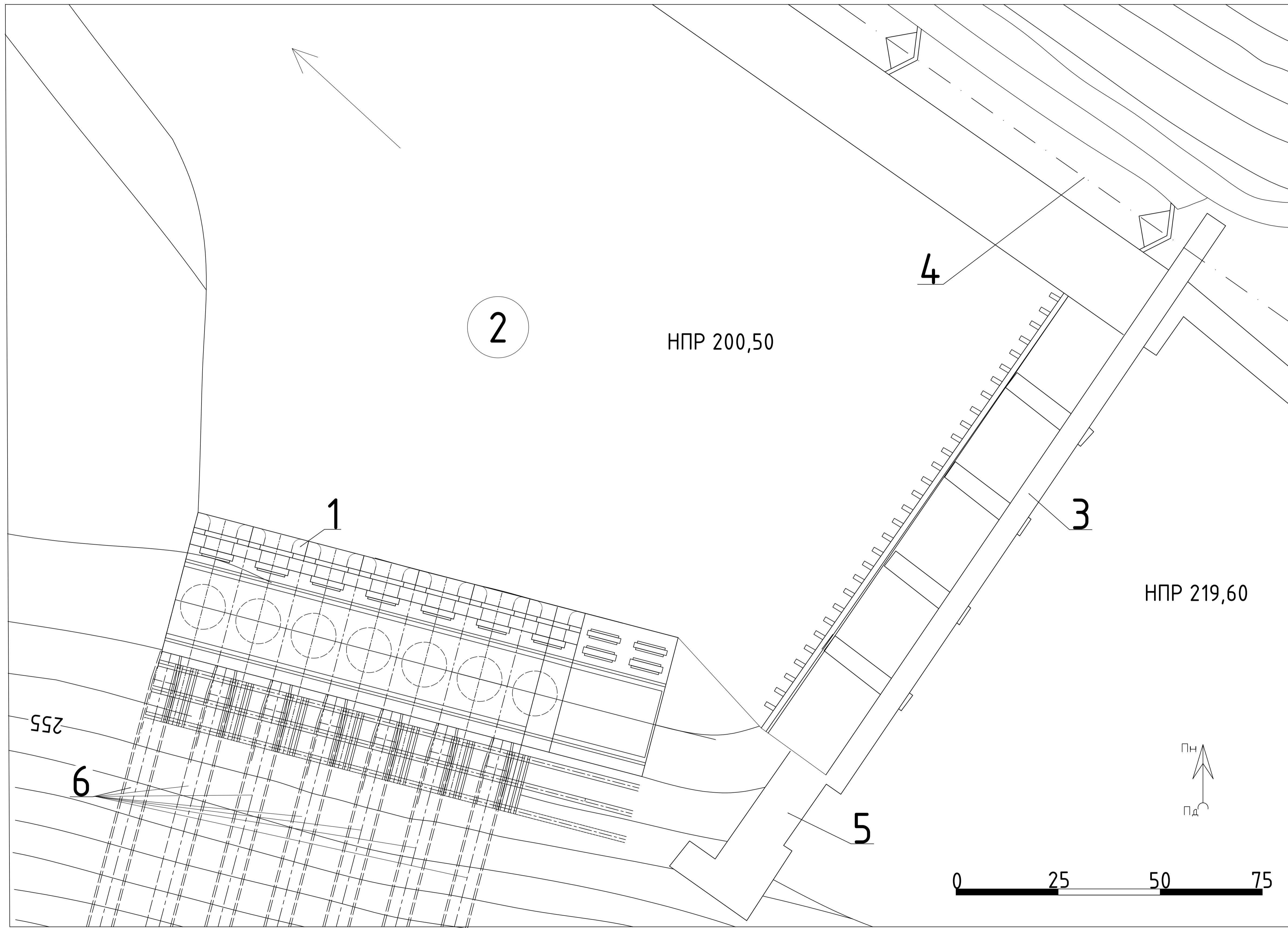
24. <https://www.ceps.cz/en/all-data>

Зм	Арк	№ Докум.	Підпі	Дат

Література

Арк

# План гідроузла



Експлікація  
будівель та споруд

1. Напівпідземна будівля ГАЕС
2. Нижній басейн
3. Водозливна гребля
4. Судноплавний шлюз
5. Глуха бетона гребля
6. Турбінні трубопроводи

# Графік добового навантаження ГАЕС при роботі в енергосистемі на мінімум навантаження

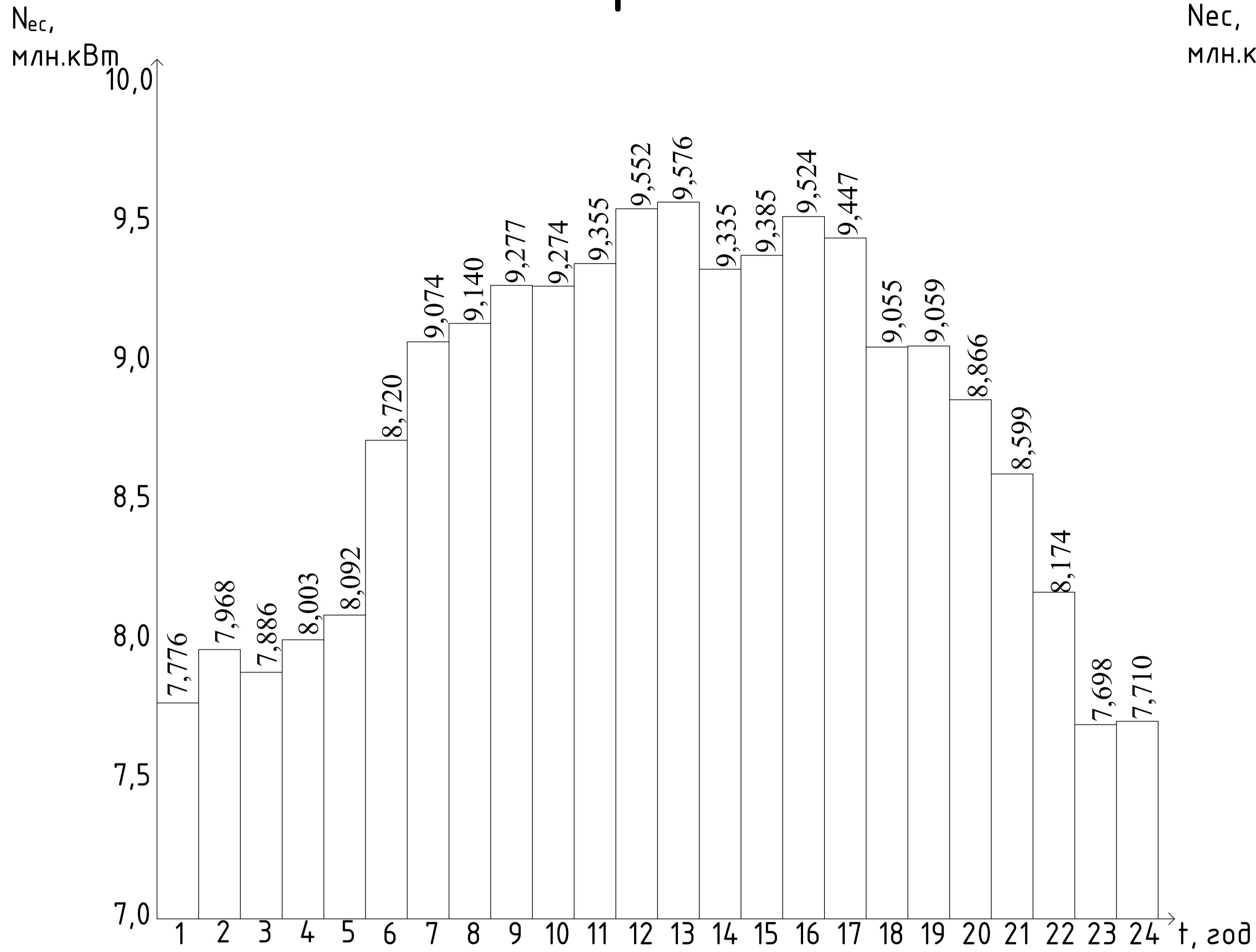


Рис 1.1 Добовий графік навантаження енергосистеми  $N_{eс}=f(t)$



Рис 1.3 Добовий графік навантаження ГАЕС  $N_{t,h}=f(t)$  при частковому вирівнюванні добового графіка навантаження енергосистеми

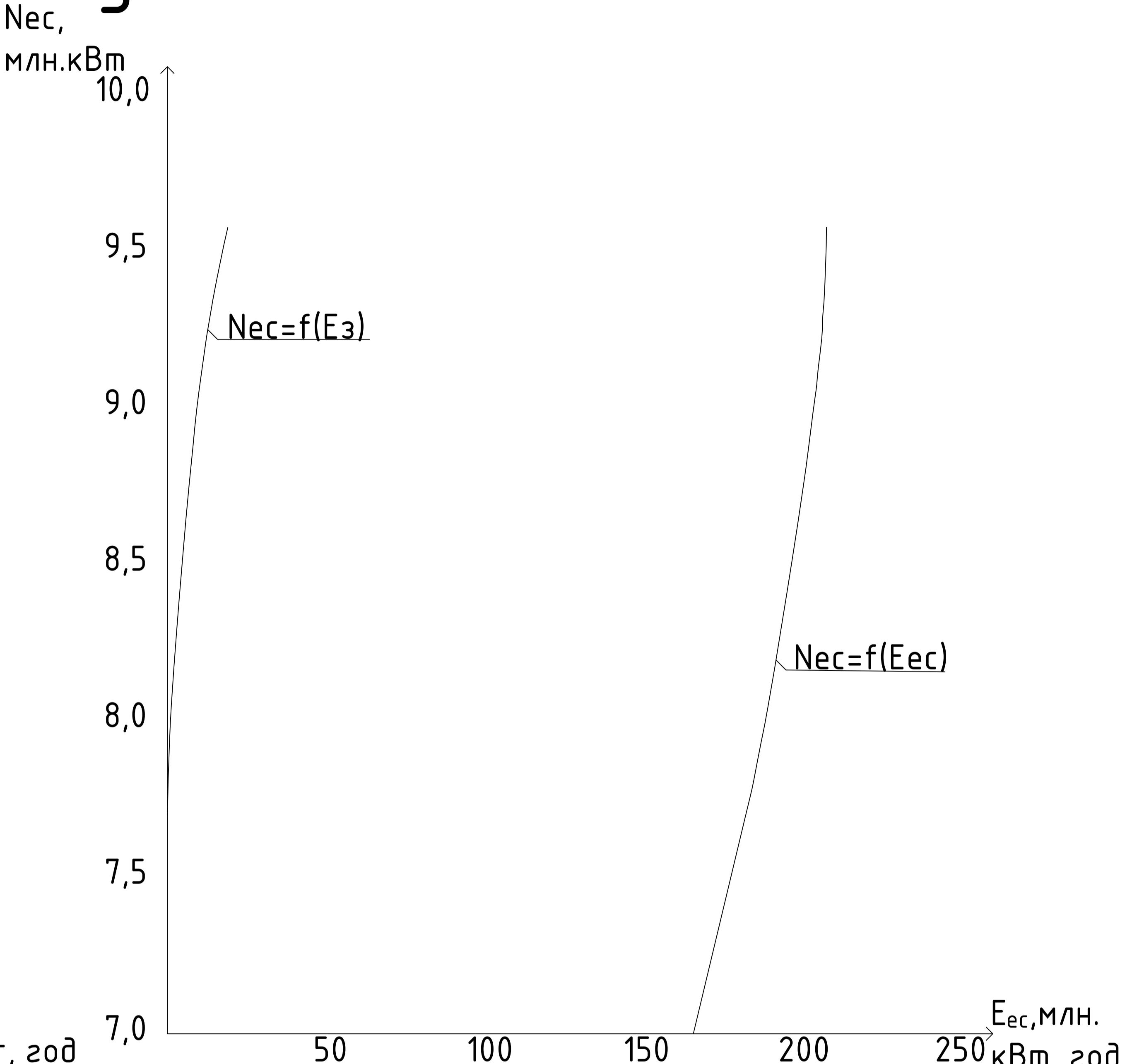


Рис 1.2 Інтегральна крива енергії (IKE) енергосистеми  $N_{eс}=f(E_{eс})$  та крива зв'язку потужності енергосистеми від енергії заряду ГАЕС  $N_{eс}=f(E_z)$

ГЕ 61 11 0005					
Магістерська робота на тему "Гідроакумулююча електростанція Шмехівце у Чехії. Напілідження дійливі. (Комплексна магістерська робота зі співченко Яренчук М.В.)					
Графік добового навантаження ГАЕС при роботі в енергосистемі на мінімум навантаження					
Ізм.	Колич.	Лист	Н.док.	Подп.	Дата
Розробув	Гаврилович А.В.				
Консультант	Яценко-Горбун О.Н.				
Н. контр.	Яценко-Горбун О.Н.				
Керівник	Яценко-Горбун О.Н.				
Рецензент	Радченко О.А.				
Стадія		Масса	Масштаб		
Лист 2	Лист 9				

Графік добового навантаження					
НУВГП, ННІВГП каф. ГЕ, ТЕ та ГМ					

# Хронологічні режимні графіки зміни параметрів ГАЕС

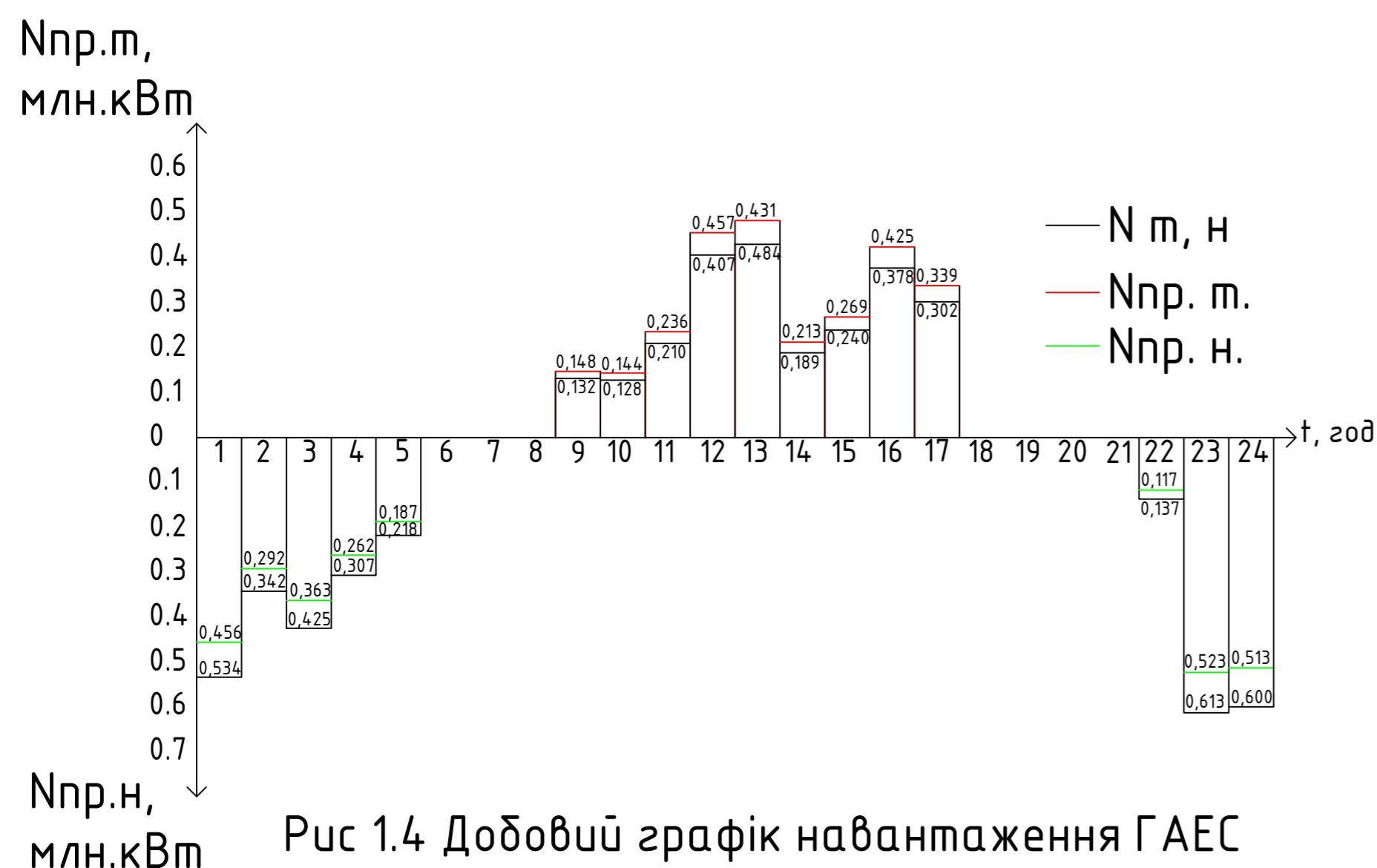


Рис 1.4 Додобовий графік навантаження ГАЕС  
Nпр.т, Hпр.т, млн.кВт та графік зміни приведених  
потужностей в турбінному та насосному  
режимах Nпр.н, Hпр.н, млн.кВт

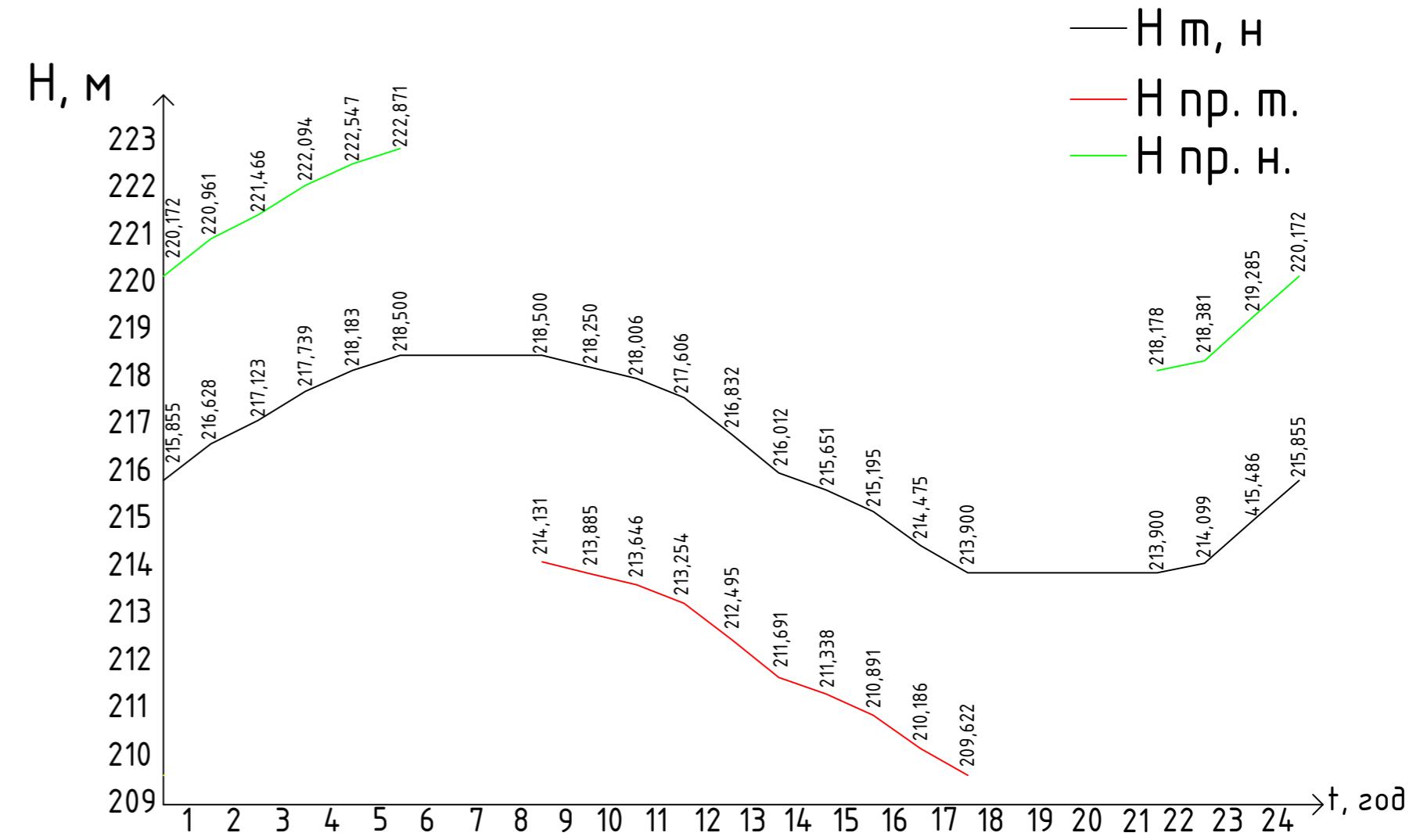


Рис 1.8 Графік зміни статичних напорів Hст=f(t)  
та розрахункових напорів Hпр.т, Hпр.н, м та  
Hпр.т, Hпр.н, м за добу

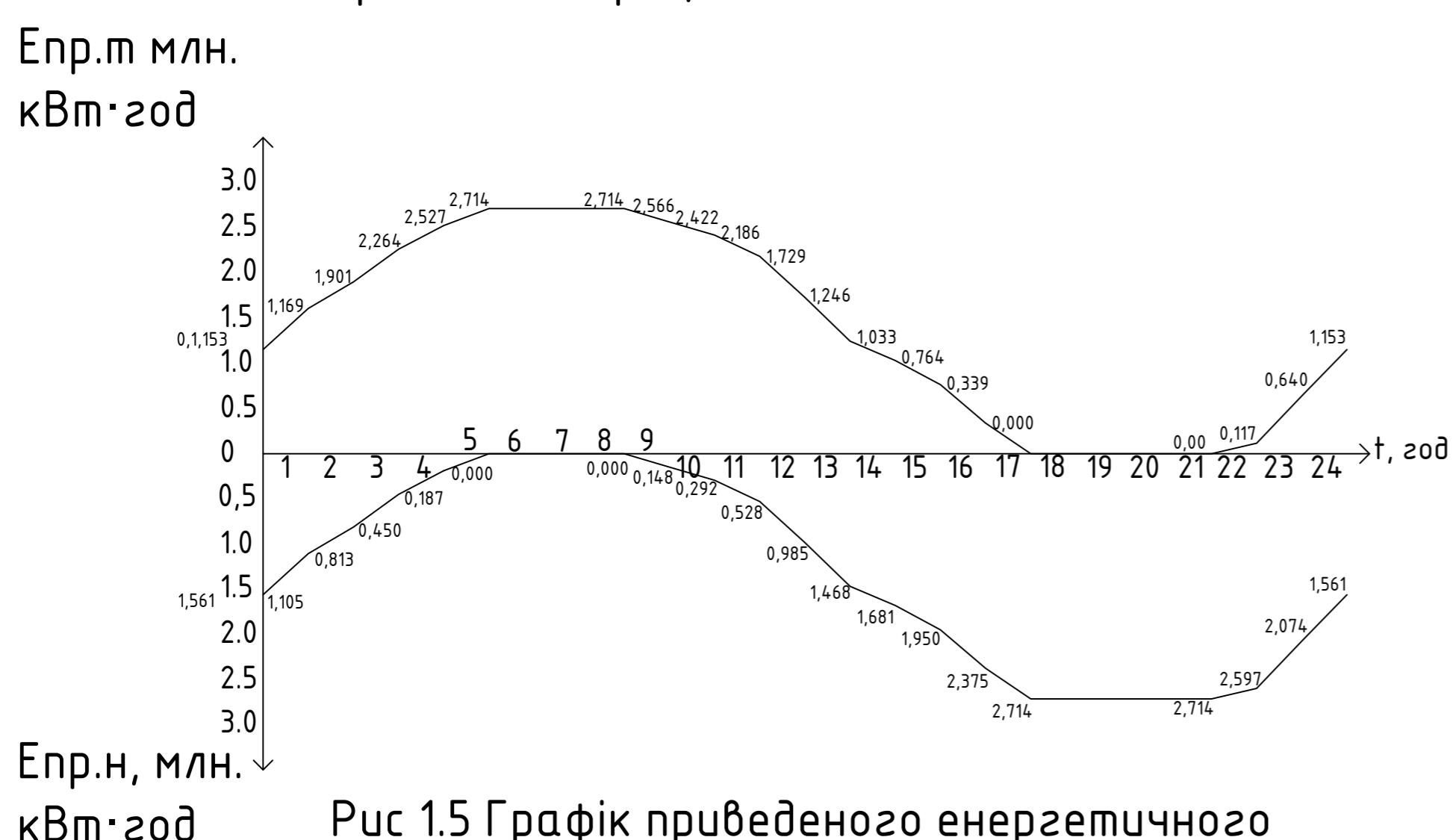


Рис 1.5 Графік приведеного енергетичного  
розряду і заряду Епр.р, з=f(t) за добу

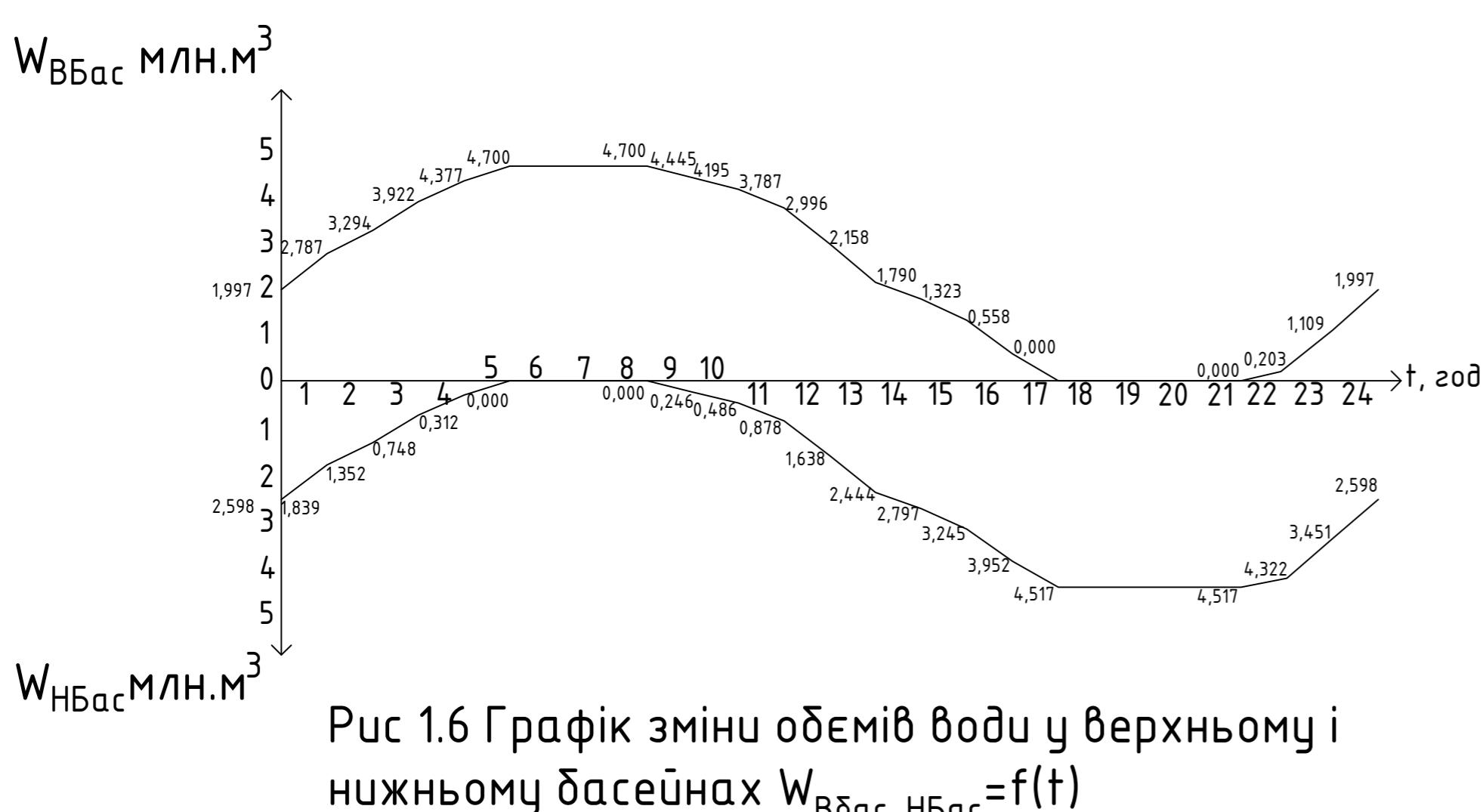


Рис 1.6 Графік зміни обємів води у верхньому і  
нижньому басейнах WБбас, Hбас, млн.м³ за добу

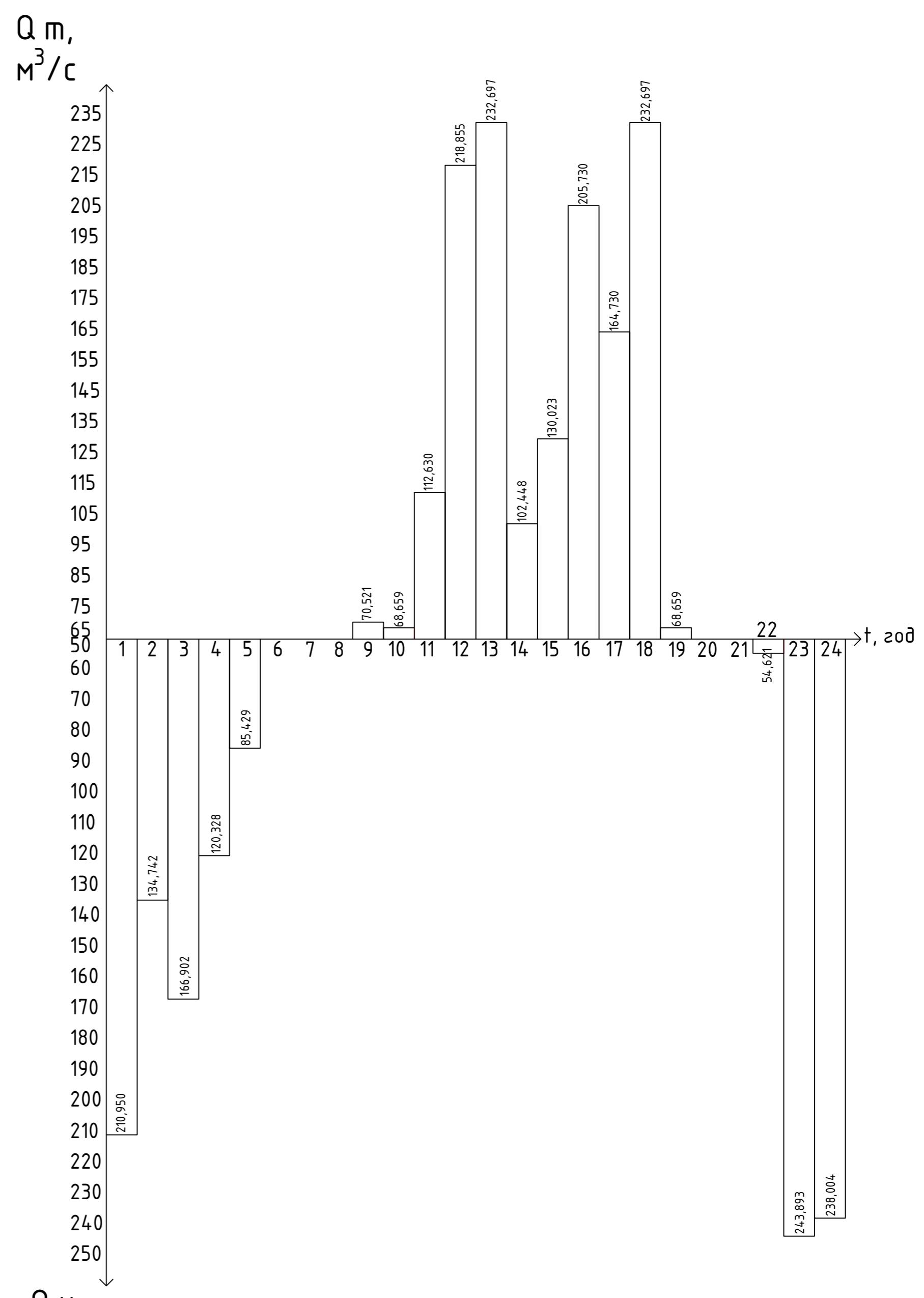


Рис 1.9 Графік зміни витрат, що споживає ГАЕС в  
турбінному та насосних режимах Qт, Hт, м³/с за добу

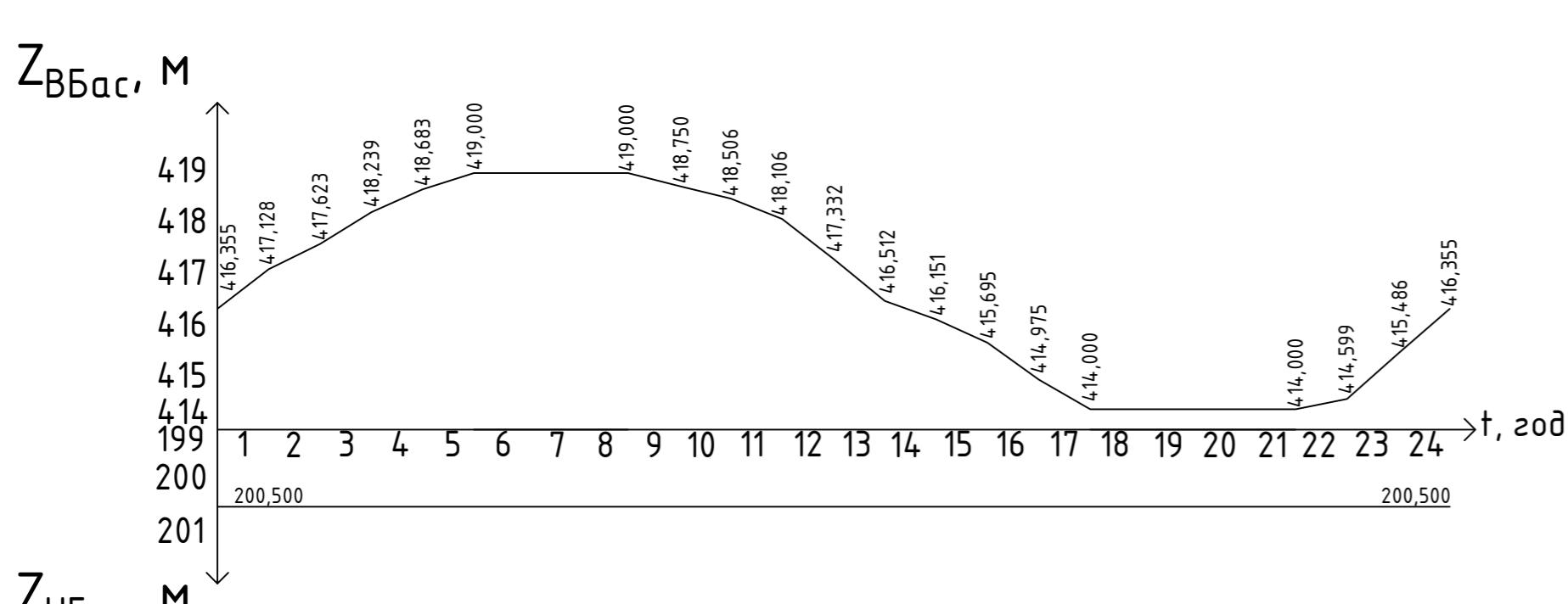
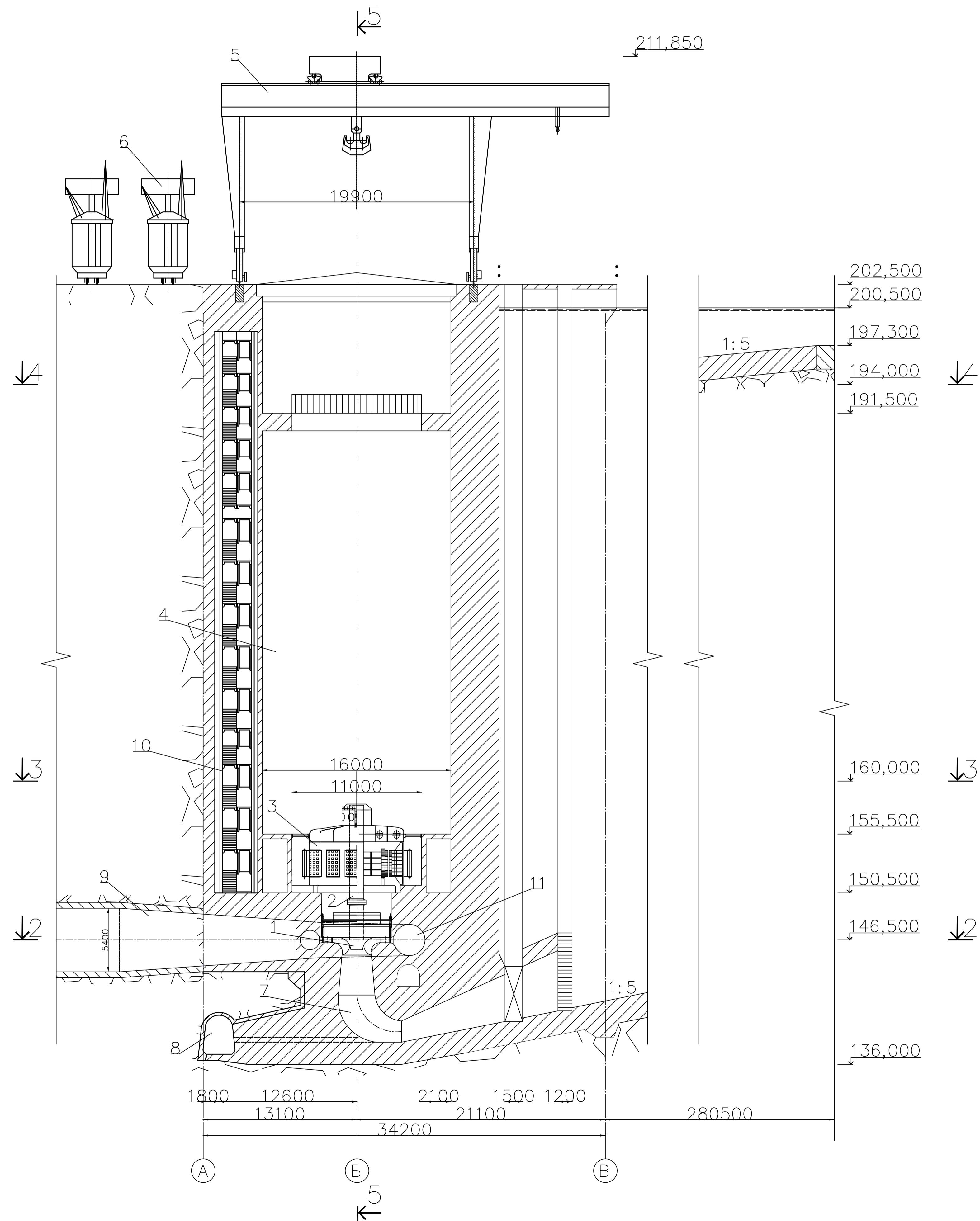


Рис 1.7 Графік зміни рівнів води у верхньому і  
нижньому басейнах ZБбас, Hбас, м за добу

ГЕ 6111005					
Магістерська робота на тему "Гідроакумулююча електростанція Штеховіце у Чехії. Напівпідземна будівля. (Комплексна магістерська робота зі ступінчаткою Аренчук М.В.)					
Хронологічні режимні графіки зміни параметрів ГАЕС					
Графіки зміни параметрів ГАЕС					Стадія
					Масса
					Масштаб
Лист 3					Листов 9
НУВГП, ННВГП каф. ГЕ, ТЕ па ГМ					
Рецензент					
Радченко О.А.					

# Поперечний переріз напівпідземної будівлі ГАЕС

1-1



## Технічні параметри ГАЕС

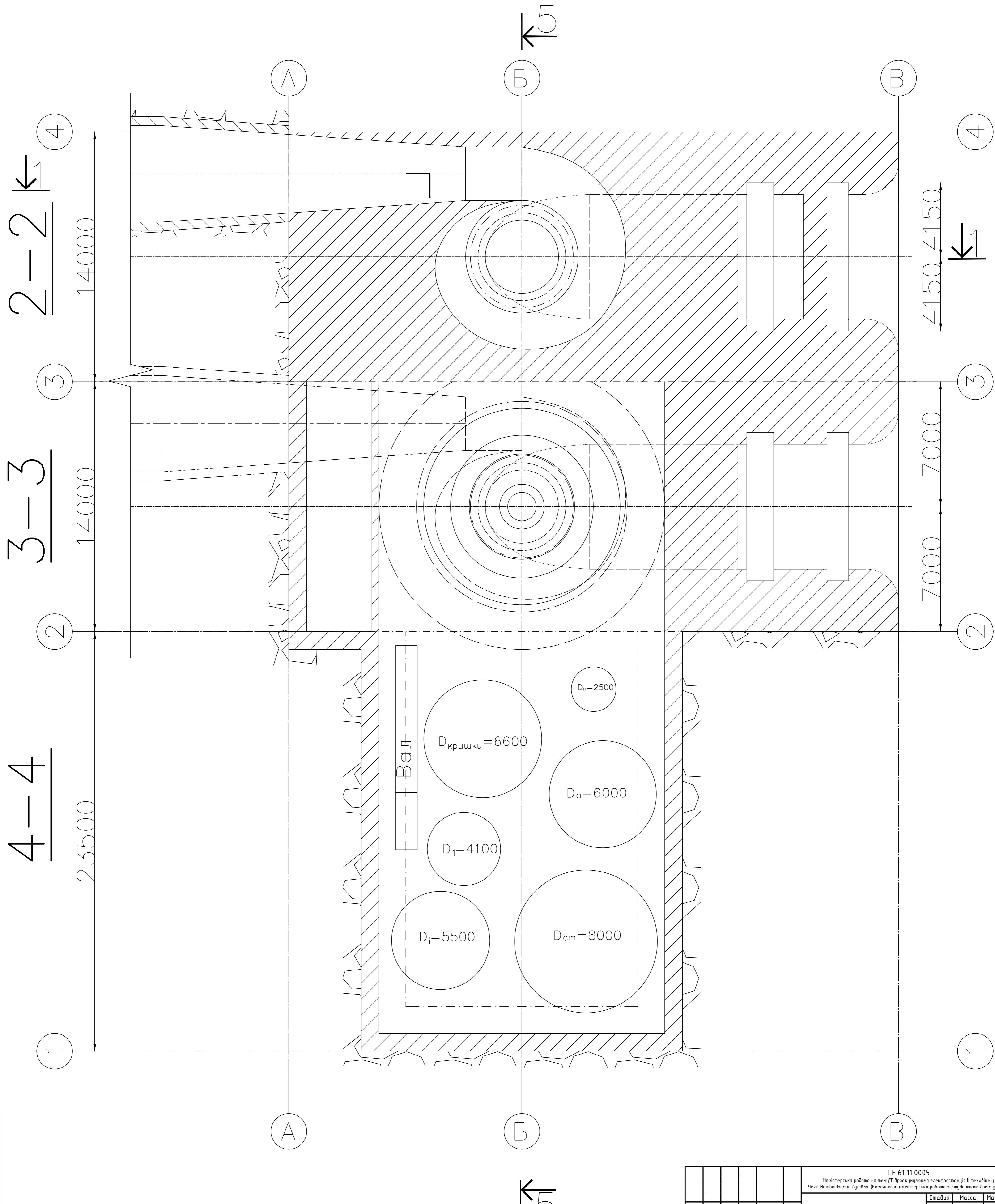
№	Параметри	Розмірності	Значення
	Потужність		
	насосний режим	МВт	184,71
	турбінний режим	МВт	173,53
2	Витрата		
	насосний режим ( макс./ мін.)	м³/с	25,96/406,50
	турбінний режим ( макс./ мін.)	м³/с	55,57/210,45
3	Напори		
	насосний режим ( макс./ мін.)	м	222,87/218,18
	турбінний режим ( макс./ мін.)	м	214,13/209,62
4	Басейни		
	Верхній: НПР	м	419,00
	РМО	м	414,60
	нижній	м	200,50
5	ККД ГАЕС	%	76,0
	насосний режим	%	85,4
	турбінний режим	%	89,0

## Експлікація будівлі ГАЕС

№	Найменування	кількість
1	Турбіна ОРО 230	7
2	Вал турбіни	7
3	Оборотня електрична машина ГАЕС СВО-600/220-18	7
4	Шахта гідрогенератора	7
5	Козловий кран	1
6	Трансформатор ТДЦГ 20000/220	14
7	Відсмоктуча труба	7
8	Водозливна галерея	1
9	Підвідний турбінний трубопровід	7
10	Сходи	7
11	Спіральна камера	7

ГЕ 61 11 0005					
Магістерська робота на тему "Гідроекінергетична електростанція Шмехівче у Чехії. Напівпідземна будівля. (Комплексна магістерська робота зі співробітником Яренчук М.В.)					
Поперечний переріз напівпідземної будівлі ГАЕС					
Справдя	Масса	Масштаб			
Лист	Лист				
4	9				
Переріз 1-1					
НУВГП, ННІВГП каф. ГЕ, ТЕ та ГМ					

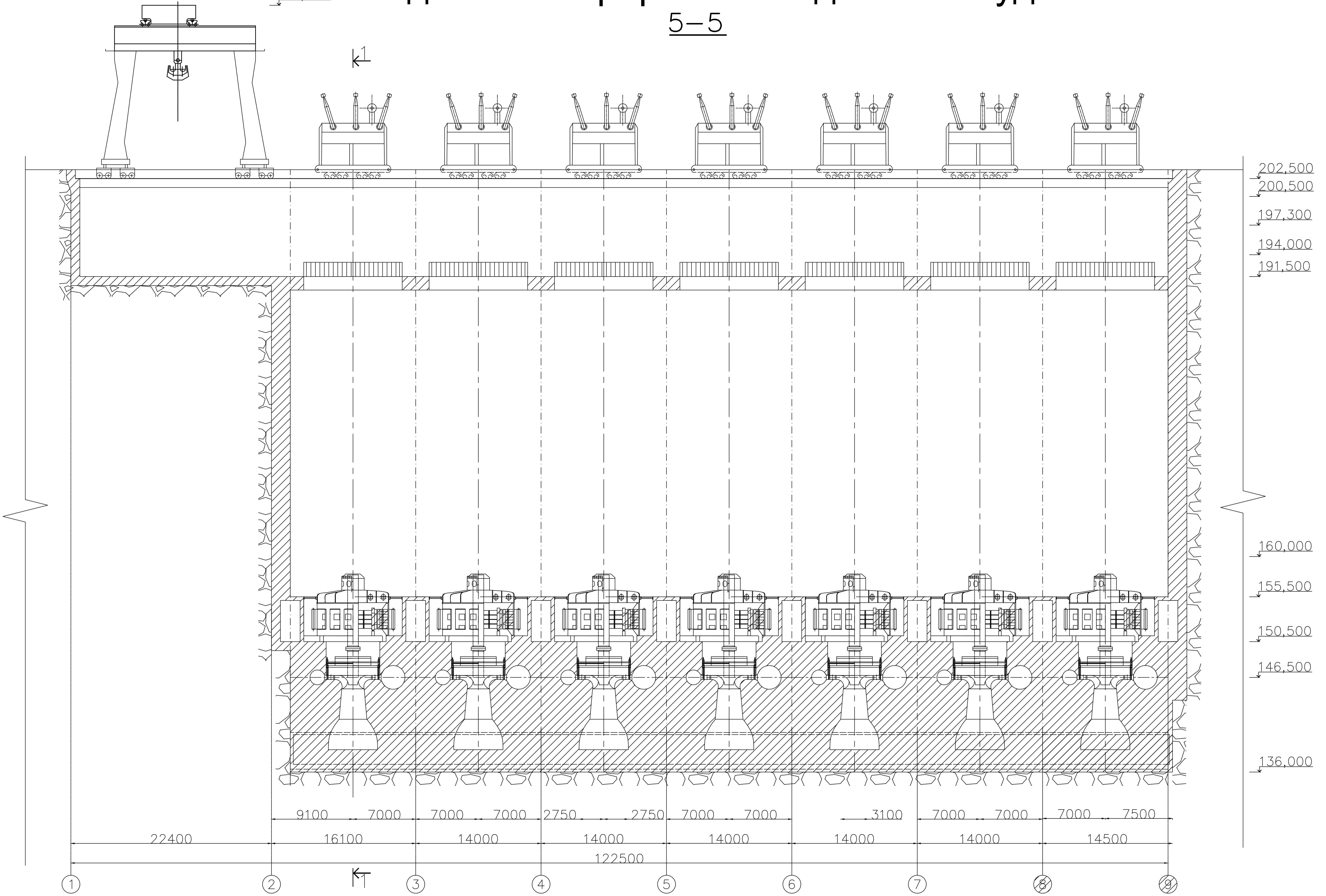
# Планові перерізи напівпідземної будівлі ГАЕС



ГЕ 61110005									
Магістральна робота на тему "Гідроакумулююча електростанція Шахешице у Чехії. Напівпідземна будівля (Концепція напівпідземна будівля зі стибеніткою Яренчук М.В.)									
Ізм.	Кол.чк.	Лист	Н док.	Подп.	Дата				
Розроблі	Горбатюк А.В.								
Консультація	Яценко-Гайдук О.М.								
Н. контр	Яценко-Гайдук О.М.								
Керівник	Яценко-Гайдук О.М.								
Рецензент	Рябенко О.А.								
Планові перерізи напівпідземної будівлі ГАЕС									
Лист 5		Стадія		Масса					
Листом 9				Масштаб					
Перерізи 2-2, 3-3, 4-4									
НУВПП, ННВПП каф. Е, ТЕ та ГМ									

# Поздовжній переріз напівпідземної будівлі ГАЕС

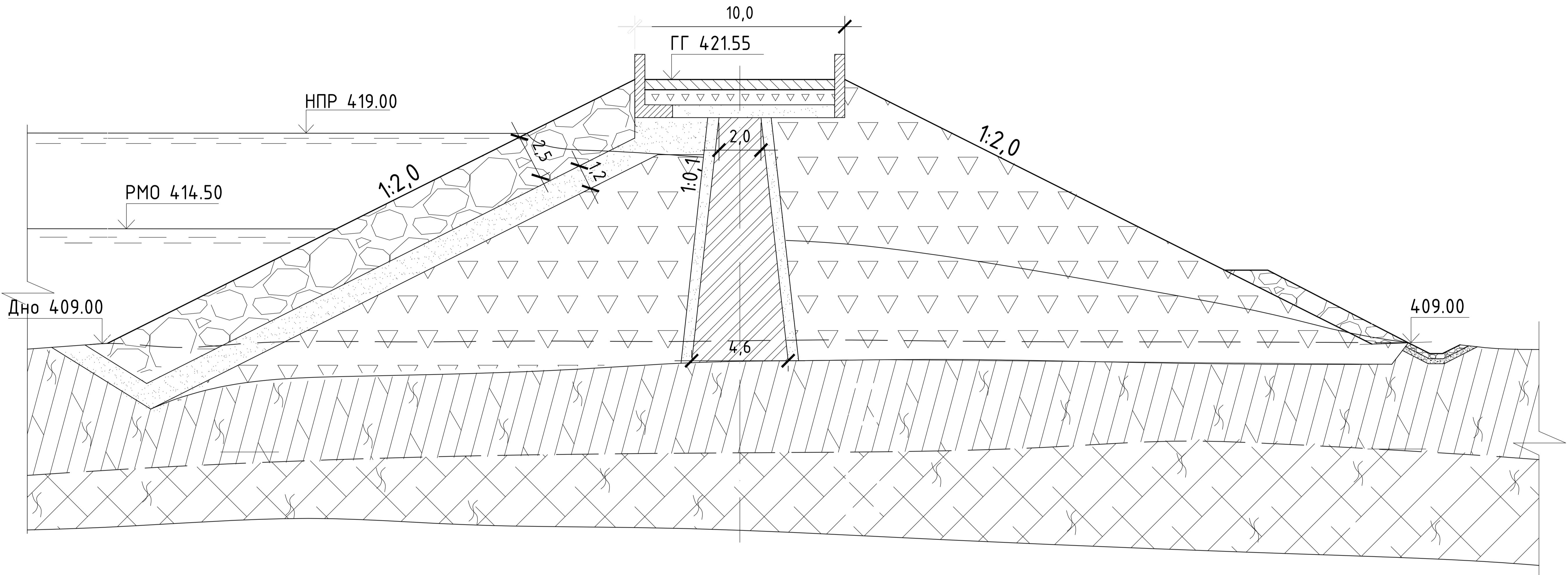
5 - 5



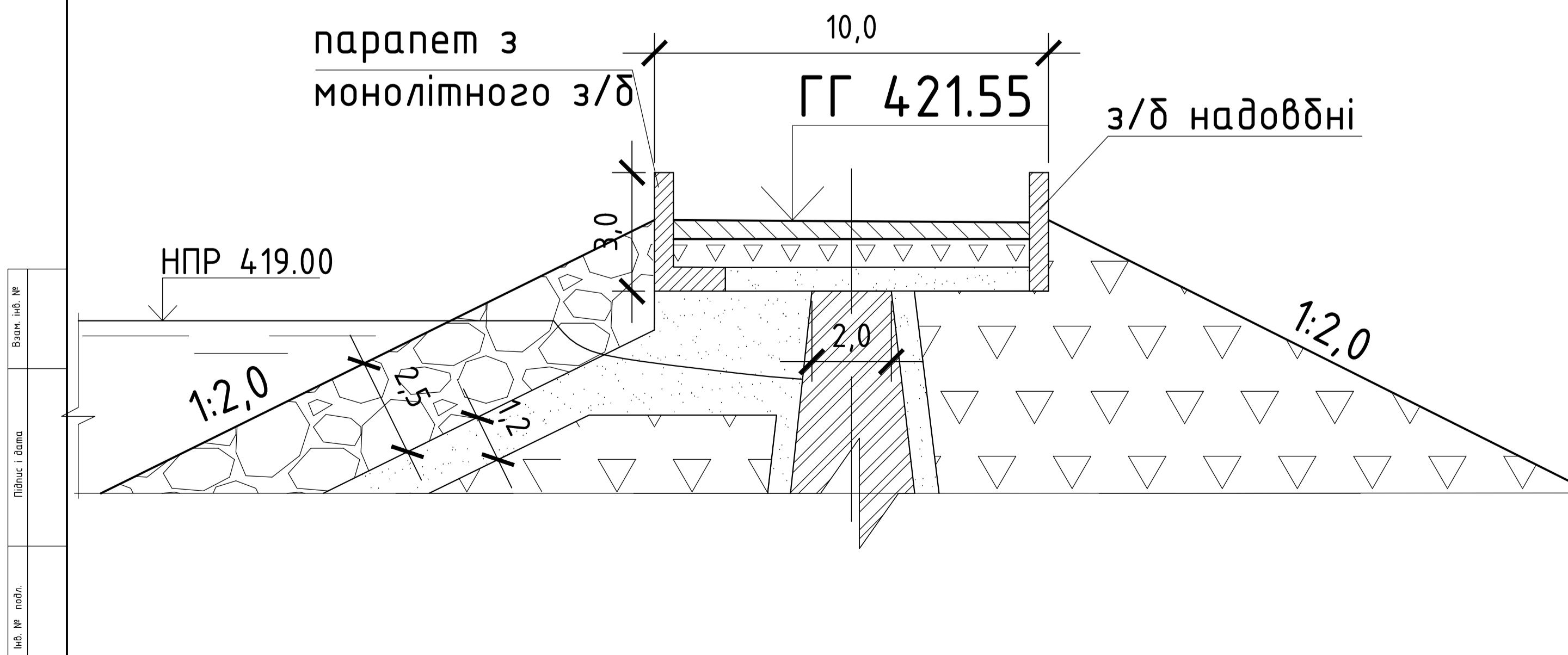
							ГЕ 61110005
Магістерська робота на тему "Гідроакумулююча електростанція Штеховіце у Чехії. Напівпідземна будівля. (Комплексна магістерська робота зі студенткою Яремчук М.В.)							
Ізм.	Колиц.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		
Розробув	Гаврилович А.В.						
Консультант	Якоблева-Гаврилюк О.М.						
Н. контр	Якоблева-Гаврилюк О.М.						
Керівник	Якоблева-Гаврилюк О.М.						
Рецензент	Радченко О.А.						
Поздовжній переріз напівпідземної будівлі ГАЕС						Стадія	Масса
							Масштаб
						Лист 6	Листов 9
Переріз 5-5						НЧУВГП, ННІВГП каф. ГЕ, ТЕ та ГМ	

# Поперечний розріз огорожувальної дамби

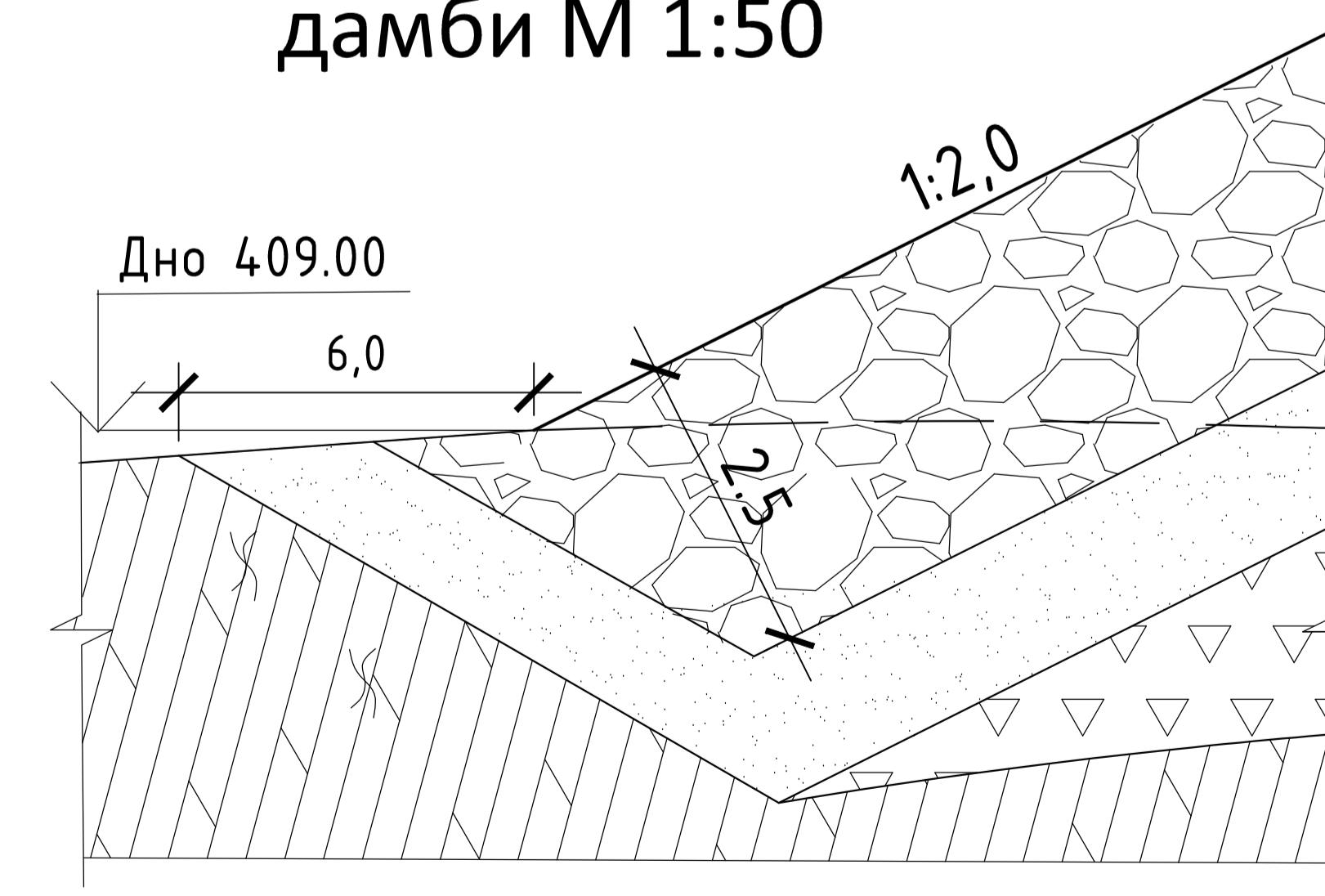
М 1:100



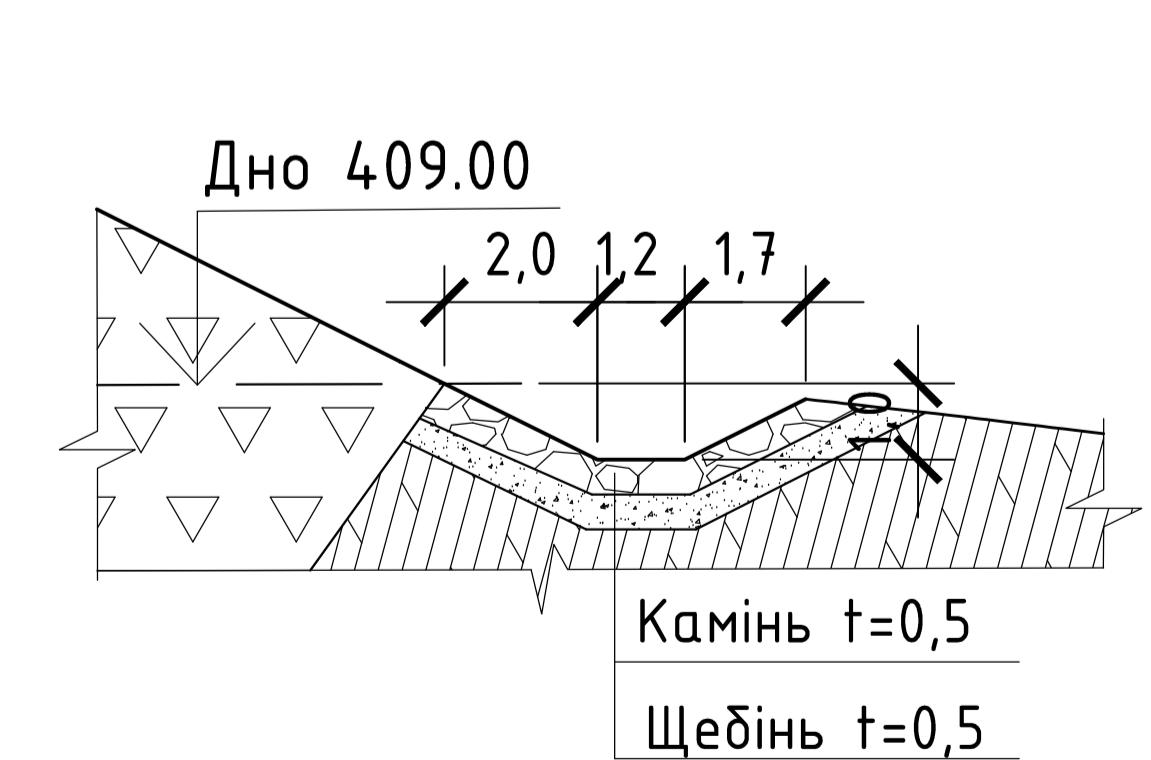
Конструкція гребеня  
дамби М 1:100



Упор в основі  
дамби М 1:50

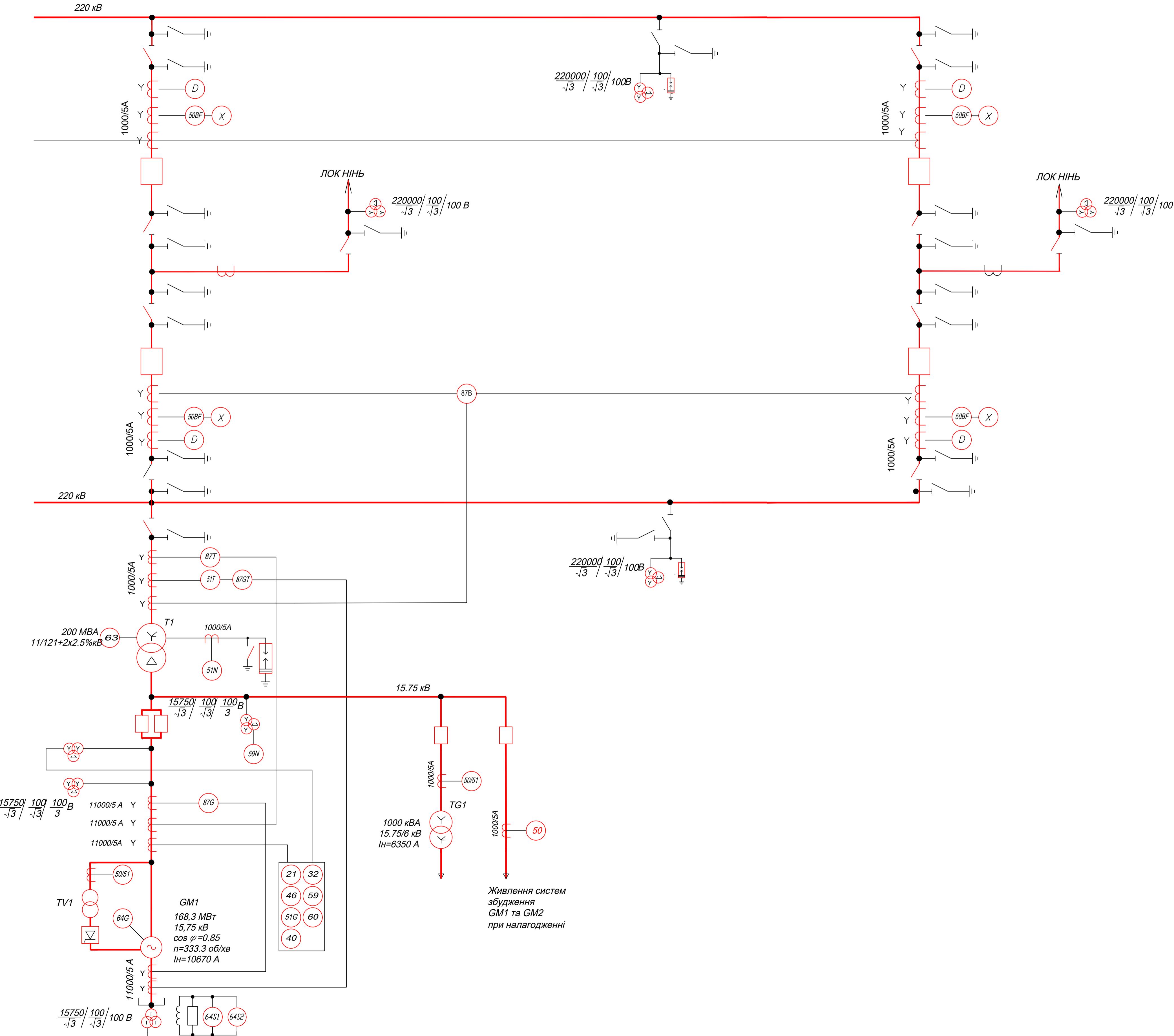


Дренажий  
кувет М 1:100



ГЕ 61 11 0012					
Магістерська робота на тему "Гідрокумюнікація електростанція Шлеховіце у Чехії. Напівпідземна будівля (Комплексна магістерська робота зі співробітником Аремчук М.В.)					
Зм.	Кільк.	Арк.	№ розд.	Підпис	Дата
Розробіб				Гаврилович А.В.	
Консультації				Шишковська Л.	
Н.контр				Беденко-Губарев О.М.	
Керівник				Левченко Геннадій О.М.	
Рецензент				Райбенко О.А.	
Поперечний розріз огорожувальної дамби, конструкція гребеня дамби, вузли					
НЧУГП, ННІВГП каф.ГЕ, ТЕ та ГМ					
Формат А1					

# Схема електричних захистів ГАЕС



	Код	Гр.	Назва захистів	Кіль-ть
Двигун-генератор GM1	87G	A	Поздовжній диференційний захист двигуна-генератора на землю в обмотці статора 95%	7
	64S2	A	Захист двигуна-генератора від замикань на землю в обмотці статора 100%	7
	64G	A	Захист від ушкоджень ізоляції підшипників	7
	46	B	Захист двигуна-генератора від струмів зворотної послідовності	7
	51G	B	Захист двигуна-генератора від струмів симетричного навантаження	7
	59	B	Захист двигуна-генератора від підвищення напруги статора	7
	40	B	Захист від втрати збудження	7
	32	B	Захист від зворотної потужності	7
	60	B	Контроль цілісності кіл напруги	7
	21	B	Дистанційний захист	7
	59N	B	Контроль ізоляції кіл генераторної напруги	7
	87T	A	Поздовжній диференційний захист	7
	63	A	Газовий захист	7
Трансформатори T1	87GT	B	Диференційний захист блоку	7
	51N	B	Захист віддаленого резервування від однофазних струмів на землю	7
	51T		Захист трансформатора від перевантаження	7
	TG150		Струмова відсічка	35
	TV151		Максимальний струмовий захист	14
Лінії 220кВ	D		Диференційно-фазний захист	7
	X		Багатоступінчатий резервний захист (дистанційна та нульова послідовності)	7
	50BF		Пристрій резервування при відмові вимикача (ПРВВ)	14
	87B		Диференційний захист ошиновки	7

# Техніко-економічне обґрунтування висоти вигнутого відсмоктувальної труби

Об'єктом дослідження є нестационарні процеси руху води в робочому колесі та відсмоктувальній трубі радіально-осьових гідромашин.

Предметом дослідження є методи розрахунку параметрів відсмоктувальних труб з вигнутим коліном.

Метою дослідження є розрахунок розмірів відсмоктувальної труби з вигнутим коліном ГАЕС Штеховіце на основі техніко-економічного обґрунтування.

Зміна висоти вигнутих відсмоктувальних труб радіально-осьових гідромашин приймають в межах від 1,8 до 2,66 D1. При виборі висоти відсмоктуючої трубы вирішальне значення надувають питання, пов'язані з явищем нестационарності потоку на неоптимальних режимах роботи агрегату.

Залежність висоти відсмоктувальної трубы від швидкохідності  $n_s$  гідромашини та вихідного діаметра робочого колеса  $D_2$ ,

$$h = \left( 3,33 - \frac{1,1 \cdot n_s}{400} \right) D_2. \quad (10.4)$$

Розрахунок висоти відсмоктувальної трубы залежно від швидкохідності  $n_s$  та діапазону значень діаметру  $D_2 = 2,3\text{--}2,5$  м, рекомендованих українським турбінобудівним підприємством АТ ТУРБОАТОМ в таблиці 10.1

Таблиця 10.1 Розрахункова висота відсмоктувальної трубы

$n_s$ $D_2$	150	180
2,5	7,4	7,2
2,3	6,6	6,4

Розрахунки показали, що в межах допустимого діапазону зміни швидкохідності висота відсмоктувальної трубы коливається в межах 6,4–7,4 м.

Спершу перевіряємо адекватність можливості заглиблення відсмоктувальної трубы на максимальне значення 7,4 м з досвіду вже реалізованих проектів ГЕС і ГАЕС за даними вітчизняного і закордонного гідротехнічного будівництва, використовуючи результати аналізу Губіна М.Ф., що представлений на рисунку 10.1. Для даного проекту ГАЕС Штеховіце  $h/D_2 = 7,4/2,5=2,96$ ; а швидкохідність  $n_s=150$  об/хв.

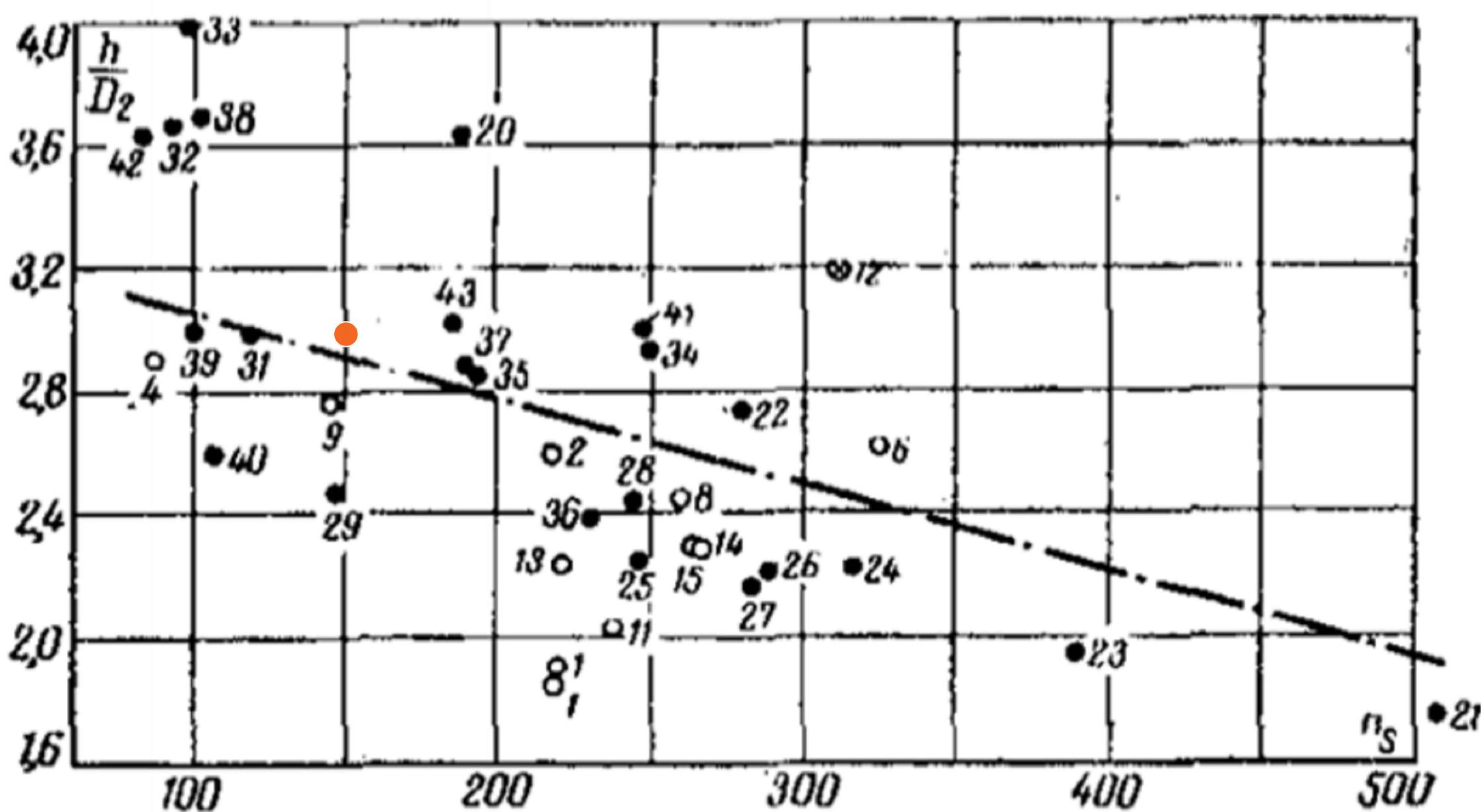


Рис. 10.1 Відносна висота вигнутих відсмоктувальних труб радіально-осьових турбін: дані за формулою – ; ○ – вітчизняні ГЕС і ГАЕС; ● – закордонні ГЕС і ГАЕС; ● – розрахункова точка відсмоктувальної трубы ГАЕС Штеховіце.

Метод визначення економічної ефективності збільшення розмірів відсмоктувальної трубы з урахуванням роботи замінюючої ТЕС в енергосистемі.

$$\Delta \eta \geq \frac{\alpha^{\text{ам}} \Delta K_{\text{отс.тр}}}{\varepsilon_{\text{ток}} b_{\text{ТЕС}}^{\text{соб}} + N_{\text{ГАЕС}} K_N} \quad (10.8)$$

За рекомендаціями Губіна М.Ф. для ОРО при зміні висоти трубы від 1,8D1 до 2,66D1 приймаємо збільшення ккд  $\Delta \eta=2\%$  – ліва частина рівняння (10.8). Збільшення або зменшення потужності ГАЕС внаслідок зміни розмірів відсмоктувальної трубы розглядається разом зі зміною долі участі потужності ТЕС в енергосистемі – права частина рівняння (10.8).

Результати обчислень за методом 10.8 дали такі значення

$$\Delta \eta = 0,02 \gg \frac{\alpha^{\text{ам}} \Delta K_{\text{отс.тр}}}{\varepsilon_{\text{ток}} b_{\text{ТЕС}}^{\text{соб}} + N_{\text{ГАЕС}} K_N} = 0,0000133$$

**ВИСНОВОК.** Очевидно, що в реальних умовах роботи ГАЕС в енергосистемі, навіть збільшення ккд на 2% є доцільним для додаткових капіталовкладень в збільшення розмірів відсмоктувальних труб.

Ізк	Колч	Лист	Н.Док.	Подп.	Дата	Наукова частина	Стадія	Масса	Масштаб
Розробіт	Губін М.Ф.				06.12.20				
Консультант	Лебедєва Г.В.				06.12.20				
Н. конспр	Лебедєва Г.В.				06.12.20				
Керівник	Лебедєва Г.В.				06.12.20				
Рецензент	Рябенко О.А.				18.12.20				
							Лист 9	Листоб 9	
									НУВГП, ННІВГП каф. ГЕ, ТЕ та ГМ