

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ХАРЧОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ

Інститут (факультет) ННІТІ ім.акад.І.С.Гулого  
Кафедра Електропостачання і електроменеджменту

«До захисту в ЕК»  
Директор інституту(декан факультету)  
\_\_\_\_\_ Сергій БЛАЖЕНКО  
(підпис) (ім'я та прізвище)

« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

«До захисту допущено»  
Завідувач кафедри  
\_\_\_\_\_ Сергій БАЛЮТА  
(підпис) (ім'я та прізвище)

« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

**КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА  
НА ЗДОБУТТЯ ОСВІТНЬОГО СТУПЕНЯ БАКАЛАВРА**

зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»  
(код та назва спеціальності)

освітньо-професійної програми «Енергетичний менеджмент та технології

енергозбереження» на

тему: «Моделювання електроенергетичних об'єктів та систем в ОЕС України»

Виконав: здобувач 4 курсу, групи Ел-4-11ск

Ільєнко Максим Сергійович \_\_\_\_\_  
(прізвище, ім'я, по батькові повністю) (підпис)

Керівник Юнесва Наталія Тахірджанівна \_\_\_\_\_  
(прізвище, ім'я та по батькові повністю) (підпис)

Консультанти Аліна СІРИК \_\_\_\_\_  
(ім'я та прізвище) (підпис)

Рецензент Володимир МИХАЙЛЕНКО \_\_\_\_\_  
(ім'я та прізвище) (підпис)

Я як здобувач(ка) Національного університету харчових технологій розумію і підтримую політику університету з академічної доброчесності. Я не надавав(-ла) і не одержував(-ла) незарядженої допомоги під час підготовки цієї роботи. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

Здобувач \_\_\_\_\_  
(підпис)

Київ - 2022р.

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ХАРЧОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ

Інститут (факультет) Навчально-науковий інженерно-технічний інститут ім.акад.І.С.Гулого

Кафедра Електропостачання та енергоменеджменту

Освітній ступінь бакалавр

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»  
(код і назва)

Освітньо-професійна програма «Енергетичний менеджмент та технології енергозбереження»

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

Завідувач

кафедри \_\_\_\_\_

“ \_\_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_ року

**З А В Д А Н Н Я**

**НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА**

Ільєнко Максим Сергійович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Моделювання електроенергетичних об'єктів та систем в ОЕС України»

керівник роботи к.т.н., доц. Юнєєва Наталія Тахірджанівна

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

затверджені наказом закладу вищої освіти від “31” 03 2022 року № 167-кв

2. Строк подання здобувачем роботи 14.06.2022

3. Вихідні дані до роботи Призначення підприємства і його розміри., перелік споживачів і їх потужність. Розташування технологічного обладнання в цеху.

4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) \_\_\_\_\_

Розрахунок силових навантажень

Вибір схеми та розрахунок мережі

Розгляд питань охорони праці

5. Перелік графічного матеріалу

1. Презентація

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
ОП	доц. Сірик А.О.		

7. Дата видачі завдання 31.03.2022

### КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№	Назва етапів виконання кваліфікаційної роботи	Срок виконання етапів роботи	Примітка
1	Отримання завдання на дипломний проект	15.02.2022р	
2	Вступ	11.03.2022р	
3	Моделювання накопичувачів енергії	16.03.2022р	
4	Дослідження низькочастотних коливань міжсистемних перетоків потужності з врахуванням моделювання НППН	19.03.2022р	
5	Розрахунок навантаження цеху дерев'яних конструкцій	23.03.2022р	
6	Компенсація реактивної потужності	24.03.2022р	
7	Вибір типу та розміщення трансформаторної підстанції	25.03.2022р	
8	Розрахунок кількості й потужності трансформаторів	04.04.2022р	
9	Розрахунок кількості, типу та розташування розподільчих пристроїв	08.04.2022р	
10	Розрахунок трас та способів прокладання кабельних трас	09.04.2022р	
11	Розрахунок струмів короткого замикання	11.04.2022р	
12	Розрахунок комутаційної апаратури на напругу 0,38 кВ	12.04.2022р	
13	Визначення якості електричної енергії	16.04.2022р	
14	Розрахунок електричного освітлення	18.04.2022р	
15	Спеціальне запитання	10.05.2022р	
16	Охорона праці	16.05.2022р	
17	Список літератури	16.05.2022р	
18	Здача дипломного проекту на перевірку	14.06.2022р	

		<b>Здобувач</b>			<b>Ідентифікатор</b>			
					(підпис)			
<i>Зм.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>	Юнеєва Н.Т. <i>Літ.</i>			
<i>Розроб.</i>		<b>Керівник роботи</b>			(підпис)		<i>Арк.</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Перевір.</i>		Юнеєва Н.Т.					1	2
<i>Реценз.</i>					Зміст			
<i>Н. Контр.</i>					ННІТІ ім.акад. І.С Гулого			
<i>Затверд.</i>		Балюта С.М.			ЕЛ – 4 – 11ск			

<b>Завдання</b>	
<b>Анотація</b>	
<b>Вступ</b>	
<b>1 Моделювання накопичувачів енергії.....</b>	
<b>1.1 Основні відомості про накопичувачі енергії.....</b>	
<b>1.2 Гідроакумулючі електростанції.....</b>	
<b>1.3 Інерційні накопичувачі енергії.....</b>	
<b>1.4 Електрохімічні накопичувачі.....</b>	
<b>1.4.1 Акумуляторні батареї.....</b>	
<b>1.4.2 Регенеративні установки з воднево-кисневими ЕХН</b>	
<b>1.4.3 «Розплавлений акумулятор».....</b>	
<b>1.4.4. Накопичувачі стиснутого повітря.....</b>	
<b>1.5 Ємнісні накопичувачі.....</b>	
<b>1.6 Надпровідникові індуктивні накопичувачі електричної енергії.....</b>	
<b>2 Дослідження низькочастотних коливань міжсистемних перетоків потужності з врахуванням моделювання НППН.....</b>	
<b>2.1 Спектральний аналіз коливань активної потужності по міжсистемних лініях електропередач.....</b>	
<b>2.2 Методика визначення характеристик низькочастотних коливань міжсистемних перетоків потужності та алгоритм їх демпфірування за допомогою НППН.....</b>	
<b>2.3 Реальний приклад застосування НППН для підвищення рівня динамічної стійкості ОЕС України.....</b>	
<b>2.4 Приклад застосування НППН для забезпечення виділення електростанції на обмежений район навантаження.....</b>	
<b>2.5 Енергоємність індуктивних накопичувачів для використання в електроенергетичних системах.....</b>	
<b>3. Електрична частина.....</b>	
<b>3.1 Розрахунок навантаження цеху дерев'яних конструкцій.....</b>	
<b>3.2 Компенсація реактивної потужності.....</b>	
<b>3.3 Вибір схеми внутрішнього електропостачання цеху...</b>	

3.3.1	Вибір типу та розміщення трансформаторної підстанції	.....
3.3.2	Розрахунок кількості й потужності трансформаторів	.....
3.3.3	Розрахунок кількості, типу та розташування ро зподільчих пристроїв.....	.....
3.3.4	Розрахунок трас та способів прокладання кабельних трас.....	.....
3.3.5	Вибір марки і перерізу проводів низьковольтних	
3.4	Розрахунок струмів короткого замикання .....	
3.4.1	Розрахунок струмів короткого замикання у низьковольтній мережі.....	.....
3.4.2	Розрахунок комутаційної апаратури на напругу 0,38 кВ.....	.....
3.4.3	Розрахунок електричних апаратів РП - 10 кВ.....	.....
3.4.4	Розрахунок трансформаторів струму для приладів контролю і обліку.....	.....
3.5	Визначення якості електричної енергії.....	.....
3.6	Розрахунок електричного освітлення .....	.....
4	Охорона праці.....	.....
4.1	Обґрунтування рішення щодо розміщення електротехнічного обладнання.....	.....
4.2	Організаційні та технічні заходи з охорони праці.....	.....
4.3	Практичний розрахунок.....	.....
5.	Висновки.....	.....
6.	Список використаних джерел.....	.....

## Анотація

Ільєнко Максим Сергійович Дипломний проект на тему :

«Моделювання електроенергетичних об'єктів та систем в ОЕС України»

Національний Університет Харчових Технологій, Київ -2022

141. «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Додана пояснювальна записка складається із вступу, завдання, 4 розділів та списку використаної літератури. Обсяг проекту становить 100 сторінок .

У проекті розглянуто різні типи накопичувачів енергії, досліджено низькочастотні коливання міжсистемних перетоків потужності.

Розглянуто характеристику цеху і надано опис технологічного процесу. Виконано розрахунок силових навантажень і зроблено аналіз характеру електричних потужностей підприємства. Розрахував електричні навантаження, а також зробив розрахунок силових навантажень в електричних мережах, розрахував компенсацію реактивної потужності. Провів розрахунок струмів КЗ. Вибрав схему внутрішнього електропостачання цеху, а також тип і місце встановлення цехової підстанції і кількість трансформаторів. Вибрав кількості, типу та розташування розподільчих пристроїв. Провів розрахунок електричного освітлення і визначив якість електричної енергії.

У розділі охорона праці обґрунтував небезпеку ураження електричним струмом, систему засобів та заходів з безпечної експлуатації електроустановок, а також системи заземлення та занулення.

**Ключові слова:** Накопичувачі енергії, трансформатор, підстанція, РП, комутаційна апаратура, освітлення, електричні апарати, струми КЗ.

					ДП 2022 141	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		3

## **Annotation**

Ilyenko Maksym Serhiiiovych Diploma project on the topic:

"Modeling of power facilities and systems in the UES of Ukraine"

National University of Food Technologies, Kyiv -2022

141. "Electric power, electrical engineering and electromechanics"

The attached explanatory note consists of an introduction, assignment, 4 chapters and a list of references. The volume of the project is 100 pages.

The project considers different types of energy storage, low-frequency oscillations of intersystem power flows are studied.

The characteristics of the shop are considered and the description of the technological process is given. The calculation of power loads is performed and the analysis of the nature of electric capacities of the enterprise is made. Calculated electrical loads, as well as calculated power loads in electrical networks, calculated reactive power compensation. Calculated short-circuit currents. He chose the scheme of internal power supply of the shop, as well as the type and place of installation of the shop substation and the number of transformers. Selected the number, type and location of switchgear. Calculated electric lighting and determined the quality of electricity.

In the section on labor protection he substantiated the danger of electric shock, the system of means and measures for the safe operation of electrical installations, as well as grounding and zeroing systems.

Key words: Energy storage devices, transformer, substation, substation, switching equipment, lighting, electrical devices, short-circuit currents.

					ДП 2022 141	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		4

## Вступ

Нині у більшості енергосистем України створено розгалужену електричну мережу (ЕМ) 500 та 750 кВ, що виконує функції магістрального транспортування електроенергії. Таким чином, первинний розподіл електроенергії виконується не лише в мережах 110 кВ, але й у мережах 220 кВ, а іноді й 330 кВ.

Розподільні мережі, на відміну від магістральних, характеризуються великою кількістю одночасно споруджуваних об'єктів. В цих умовах особливо важливим стає комплексний підхід до проектування електричних мереж 110–330 кВ. Він має враховувати, з одного боку, вимоги до мережі як частини електроенергетичної системи, а з іншого боку – необхідність типізації й уніфікації споруджуваних ліній та підстанцій для забезпечення умов індустріалізації будівництва.

Проектування розвитку електроенергетичних систем та їх складової частини – електричних мереж – вже протягом тривалого часу є самостійною ланкою керування енергетикою. Задача такого проектування полягає у визначенні складу, послідовності розвитку та основних параметрів електростанцій і електричних мереж. Конструктивне виконання елементів електричної мережі (ліній та підстанцій) позначається на подальших стадіях проектування, що необхідно враховувати під час підготовки та реалізації окремих етапів розвитку. Для зменшення неузгодженості між етапами розвитку, як показує світова практика, вибір основних схемних рішень та конструктивних параметрів електричної мережі має виконуватися з урахуванням типізації та уніфікації її елементів. Таким чином знижуються витрати, що пов'язані зі спорудженням електромереж, а також їх експлуатацією та подальшим розвитком.

					ДП 2022 141	Лист
						5
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

## РОЗДІЛ 1

### 1. МОДЕЛЮВАННЯ НАКОПИЧУВАЧІВ ЕНЕРГІЇ

#### 1.1 Основні відомості про накопичувачі енергії

В загальному вигляді під накопичувачем енергії приймають пристрій, здатний накопичувати в собі енергію будь якого типу на протязі часу заряду  $t_3$ , і після цього передавати значну частину цієї енергії навантажені на протязі часу розряду  $t_p$ . Взаємозалежність параметрів накопичувача при заряді і розряді визначається законом збереження енергії, що відповідає вираженню

$$P_3 \cdot t_3 \cdot \eta = P_p \cdot t_p \quad (2.1)$$

де  $P_3$  і  $P_p$  - середні значення потужностей зарядного і розрядного процесів;  $\eta$  - ККД накопичувача.

Значення  $t_3$  і  $t_p$ , а також енергетичні показники при заряді і розряді можуть сильно відрізнятися. Відповідно існує декілька основних напрямків використання накопичувачів:

- Акумуляування надлишкової енергії в енергосистемі і подальше використання накопиченої енергії в періоди інтенсивного енергоспоживання;
- Перетворення енергії з одного виду в інший;
- Перетворення необхідних показників певного виду енергії.

Для того, щоб накопичувач забезпечував подальше використання енергії, він повинен включати принаймні два блоки:

- пристрій управління (ПУ) потоком енергії, регулююче і перетворююче енергію одного роду в іншій відповідно до закону зміни потужності;

					<i>ДП 2022 141</i>			
<i>Зм.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>		Ільєнко М.С.			<b>МОДЕЛЮВАННЯ НАКОПИЧУВАЧІВ ЕНЕРГІЇ</b>	<i>Лім.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Архивів</i>
<i>Перевір.</i>		Юнеєва Н.Т.					6	28
<i>Реценз.</i>						<b>ННІТІ ім.акад. І.С Гулого ЕЛ – 4 – 11ск</b>		
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Затверд.</i>		Балюта С.М.						

– акумулюючий елемент (АЕ), що безпосередньо запасає і зберігає енергію.

У енергетиці можливе використання таких типів АЕ: маховиків, гравітаційних установок, конденсаторів, хімічних і теплових акумуляторів, соленоїдів, що кріопровідникових і надпровідникових соленоїдів.

Існує два типи ПУ накопичувачів енергії:

– електричний (керований перетворювач);  
– електромеханічний (асинхронізована синхронна машина, машина постійного струму або синхронна машина).

Тип НЕ визначається акумулюючим елементом, а характер пристрою управління - споживачем енергії.

Порівняльний аналіз типів НЕ проведемо, використовуючи зіставлення набору їх параметрів, що дозволяють достатньо повно охарактеризувати ці пристрої:

- 1) здійсненність - чи існують експериментальні або промислові зразки даного типу АЕ;
- 2) питомі капіталовкладення на одиницю енергоємності АЕ;
- 3) технічно оптимальна енергоємність АЕ (виявлена на основі досвіду експлуатації);
- 4) питома енергоємність - відношення енергоємності НЕ до його об'єму (енергоємність НЕ - це максимальна енергія, яку він може акумулювати за один цикл заряду найбільшої тривалості);
- 5) вимоги до місця установки;
- 6) коефіцієнт корисної дії;
- 7) технічно оптимальна потужність УУ;
- 8) номінальна напруга або струм АЕ;
- 9) час роботи - максимально можливий час заряду або розряду із заданою потужністю;

					ДП 2022 141	Лист
						7
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

10) час реверсу потужності - час, протягом якого НЕ може бути переведений з режиму видачі в режим накопичення, і навпаки;

11) час зберігання енергії - час, протягом якого зберігається енергія, накопичена в АЕ;

12) число циклів роботи.

Таким чином, накопичувачі енергії утворюють широкий клас енергетичних пристроїв з великим спектром функціональних можливостей. Кожний із типів накопичувачів енергії має свої специфічні особливості, що визначає основний напрямок науково-технічних розробок при його реалізації.

## 1.2. Гідроакумулючі електростанції

Гідроакумулюючі електростанції (ГАЕС) - найстаріший тип енергетичних установок, призначених для роботи в змінній частині графіка навантаження. Вони експлуатуються з кінця XIX ст. Сумарна встановлена потужність ГАЕС в світі близька 50000 Мвт. Декілька ГАЕС сумарною потужністю 11 000 Мвт знаходяться у стадії будівництва.

Гідротехнічні споруди ГАЕС (рис.2.1) складаються, як правило, з двох басейнів, розташованих у різних рівнях і з'єднаних трубопроводом. Верхній басейн ГАЕС може бути штучним або природним (напр., озеро), нижнім басейном часто служить водойму, що утворився внаслідок перекриття річки греблею. У нижнього кінця трубопроводу в будівлі ГАЕС встановлюють зазвичай оборотні гідроагрегати. У режимі накопичення вони споживають електроенергію і перекачують воду з нижнього басейну в верхній; в режимі генерування електроенергії вони ж працюють як на звичайних ГЕС, перетворюючи енергію потоку води, вільно перетікає з верхньої водойми в нижній, в електричну енергію. Час пуску і зміни режимів роботи гідроагрегатів складає декілька хвилин, що зумовлює високу експлуатаційну маневреність ГАЕС.

					ДП 2022 141	Лист
						8
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

При споруді ГАЕС використовують гірські райони, які зазвичай значно віддалені від центрів навантаження, що приводить до великих витрат на введення нових ЛЕП. Для розширення можливості вибору майданчиків для будівництва ГАЕС використовують схеми, де нижнім резервуаром є море.

Проте в цьому випадку необхідні спеціальні заходи по захисту устаткування від корозії.

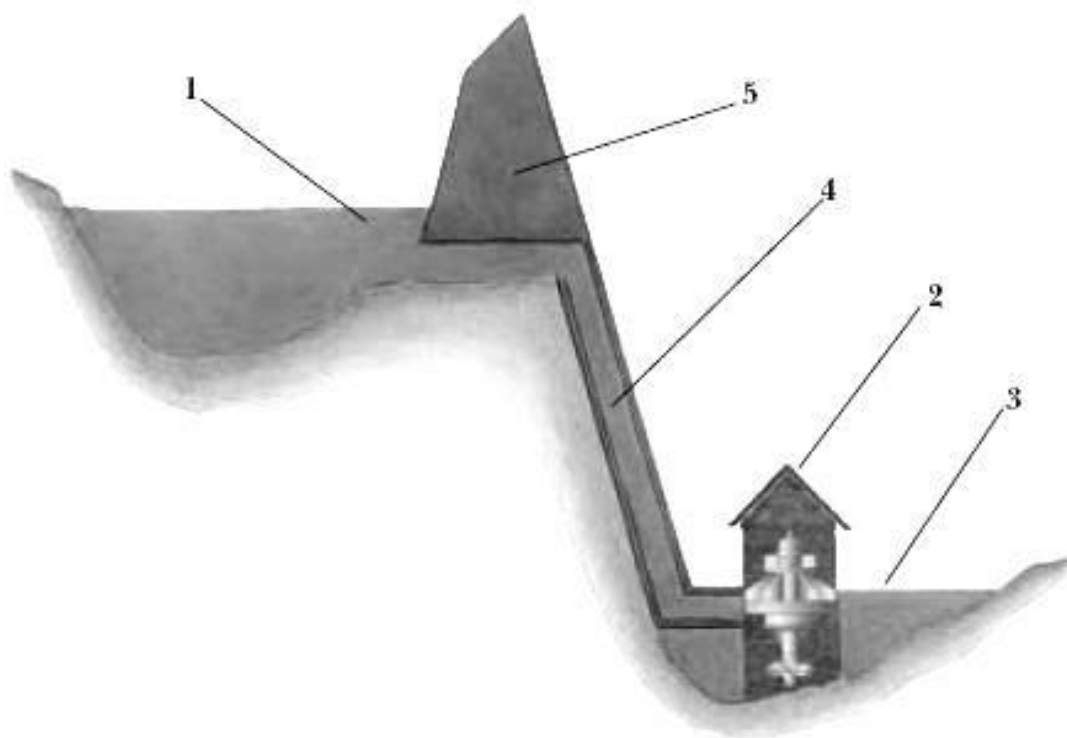


Рисунок 2.1 - Схема гідроакumuлюючої електростанції:

1 - верхній акумулюючий басейн; 2 - будівля електростанції; 3 - річка, 4 - водовід, 5 - гребля

У ряді країн приділяється увага наступному способу будівництва ГАЕС: верхній резервуар знаходиться на поверхні землі, а як нижній використовуються глибоко розташовані підземні порожнини. Сама станція поміщається поблизу нижнього резервуару і пов'язана з верхнім за допомогою вертикальних водопроводів, а з поверхнею землі - спеціальними

шахтними стовбурами. Дослідження таких станцій проводиться в США, Канаді, Росії, Великобританії.

За останніх 10-20 років ГАЕС, використовувані для покриття пікової частини графіків навантаження, набули широкого поширення в багатьох країнах. Потужність окремих ГАЕС досягає 1 Гвт, будуються і проектується ГАЕС потужністю до 1,2-3,0 Гвт.

У Україні останнім часом почала приділятися достатньо серйозна увага питанню гідроакумулювання. Першою ГАЕС, спорудженою в нашій країні, є Київська ГАЕС на Дніпрі, водозабірні споруди якої розташовані в нижньому б'єфі Київської ГЕС. ГАЕС має невисокий натиск (66 м) і встановлену потужність 225 Мвт. У режимі розряду вона працює близько 3 ч, в режимі заряду - близько 7 ч. Також в Україні діє Ташликська ГАЕС.

Ташликська ГАЕС є складовою Південно-українського енергокомплексу (АЕС і Александрівська ГЕС). Будівництво об'єкту почалося в 1981 році. Станція призначена для покриття пікових навантажень в південно-західній частині об'єднаної енергосистеми України, а також для забезпечення надійного базисного режиму роботи Південно-української АЕС.

Проектна встановлена потужність Ташликської ГАЕС складає 906 Мвт в турбінному режимі і 1494 Мвт - в насосному. Потужність першого пускового комплексу у складі двох агрегатів - 302 Мвт в турбінному режимі, 433 Мвт - в насосному, річне виробництво електроенергії при роботі двох агрегатів - 175 млн. квт/ч. В той же час, після повного будівництва ГАЕС (шість гідроагрегатів) встановлена потужність в турбінному режимі буде 906 Мвт, в насосному - 1494 Мвт, виробництво - 700 млн. квт/ч електроенергії в рік.

У 1999р. було відновлено будівництво Канівської ГАЕС, встановленою потужністю 1800 Мвт в турбінному режимі у складі 8-минасос – турбін. Верхове акумулююче водоймище загальним об'ємом 46,5 млнм<sup>3</sup> і корисним - 42,5 млн м<sup>3</sup>.

					ДП 2022 141	Лист
						10
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Дністровський комплексний гідровузол, до складу якого входить Дністровська ГАЕС, яка займає понад 17 Га молдавської території. Проектна потужність станції в турбінному режимі складає 2 268 Мвт (сім гідроагрегатів по 324 Мвт), в насосному режимі - 3 010 Мвт. Здача в експлуатацію 1-го гідроагрегату Дністровської ГАЕС планувалася ще в 1996 році. З 1 червня 2007 року управління будівництвом Дністровської ГАЕС передане ВАТ «Дністровська ГАЕС». Готовність гідротехнічних споруд Дністровської ГАЕС на липень 2008 року оцінюється в 85%.

За 100 років з початку застосування ГАЕС показники їх роботи покращали: потужність однієї турбіни з декількох десятків кіловат збільшилася до 400 Мвт і більше; робочий перепад висот збільшився з 50 до 1400 м ; загальний ККД зріс приблизно з 10 до 77%.

До 1920 р. більшість ГАЕС мали конструкцію, що складалася з чотирьох основних вузлів: турбіни, генератора, двигуна і насоса. Турбіна з генератором мала один загальний вал, а двигун і насос - інший. Переваги даної конструкції: простота, доступність, можливість швидкого реагування на зміни навантаження в системі. Проте споруда такої станції вимагає великих капіталовкладень, що зводить до нуля всі переваги конструкції. Тому протягом багатьох років перевага віддавалася конструкції з трьох вузлів: турбіни, насоса і генератора-двигуна, розташованих послідовно на одному загальному горизонтальному або вертикальному валу. Такі ГАЕС широко поширені в Європі. На найсучасніших станціях використовуються установки, що складаються з двох вузлів, один з яких є реверсивною турбіною-насосом. Завдяки цьому досягається скорочення капіталовкладень, але декілька знижується ККД і збільшується час реверсу потужності.

Наймогутніша ГАЕС, споруда якої вже здійснюється, матиме проектну потужність понад 2800 Мвт, що порівнянно з потужністю найбільших ТЕС. Агрегати ГАЕС, що обертаються, приймають навантаження протягом декількох секунд з недовантаженого стану і 1,5-2 хв. - з неробочого стану. Це дозволяє ГАЕС виконувати функції частотного і аварійного резерву окрім

					ДП 2022 141	Лист
						11
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

покриття короткочасних піків навантаження в ЕЕС. Крім того, ГАЕС можуть виконувати роль генераторів реактивної потужності при роботі в режимі синхронного компенсатора, так і в процесі заряду і розряду при перезбудженні електромашини з віддачею реактивної потужності, рівної 3/4 активною. Функцію генерування реактивної потужності ГАЕС найефективніше виконує, якщо розміщена поблизу центру навантаження, оскільки в цьому випадку з'являється економічна доцільність відмови від установки спеціальних синхронних компенсаторів або статичних конденсаторів.

Гідроакумуючі електростанції мають високий ККД. Максимальний ККД насосного режиму (заряду) може доходити до 86%, а турбінного режиму (розряду) - до 89%, причому сумарний максимальний ККД зарядно-розрядного циклу 77%.

Дані характеристики, а також відносна нескладність конструкції і можливість використання устаткування ГАЕС зумовили їх широке застосування в енергетиці. Недоліком ГАЕС є невисока питома енергоємність, у зв'язку з чим при їх будівництві відбувається відчуження значних площ під водосховища і потрібний значний (не менше 100 м) перепад висот. Отже, існують спеціальні вимоги до місця установки ГАЕС. Станції мають час реверсу потужності 2-8 мін, що унеможливує їх комплексного використання в ЕЕС.

### 1.3. Інерційні накопичувачі енергії

Створення високоміцних матеріалів і опор зумовило виникнення передумови для створення перспективних інерційних акумуляторів енергії.

У загальному випадку під «інерційним» («динамічним») акумулятором енергії розуміється пристрій, що накопичує її в масі, що обертається. З цього визначення виходить, що інерційний акумулятор містить тіло обертання, що володіє значним моментом інерції, - маховик, і систему для підведення і відведення енергії - трансмісію. Маховик розганяється шляхом підключення

										Лист
										12
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата						



навантажується однорідно до повної граничної напруги. Енергія передається через герметичний корпус за допомогою магнітної муфти, електромагнітного мотор-генератора або гідромуфти.

Сумарна маса маховика залежить від співвідношення робочих швидкостей. Можлива і конструкція, заснована на використанні концентричних кілець з волокнистих матеріалів, розділених невеликими зазорами з склеюючого матеріалу. Супермаховики матимуть діаметр 4-5 м і розташовуватися в підземних камерах.

Шляхом створення вакууму і відповідно зниження втрат на тертя до мінімуму втрати енергії доводяться до найменшого значення. Постійна частота видаваної енергії підтримується за рахунок застосування напівпровідникових перетворювачів або генераторів із змінним полем. Випробування, проведені на стрижньовому маховику довжиною 1м, показують досить близький збіг результатів з розрахунковими характеристиками. Роботи в області супермаховиків зараз в основному мають інженерний характер.

Поки не буде розроблена спеціальна технологія, що дозволяє збільшити допустиму робочу напругу в тілі маховика, маловірогідно, щозастосування їх в якості могутніх акумуляторів електричної енергії буде економічно вигідно. Прикладом нової технології може бути створення охолодженого середовища, в якому обертається маховик. Напруга, яка може витримати скловолокно, залежить від здатності волокон чинити опір саморуйнуванню під навантаженням, а така здатність, у свою чергу, від температури.

Інерційні накопичувачі інваріантні до місця установки і через велику питому енергоємність компактні. Час реверсу потужності визначається можливістю переходу розгінного двигуна накопичувача в режим генератора (і навпаки) і складає десяті долі секунди. Вже існують установки енергоємністю до 109 Дж (0,25 МВт год) при ККД до 85%.

					ДП 2022 141	Лист
						14
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

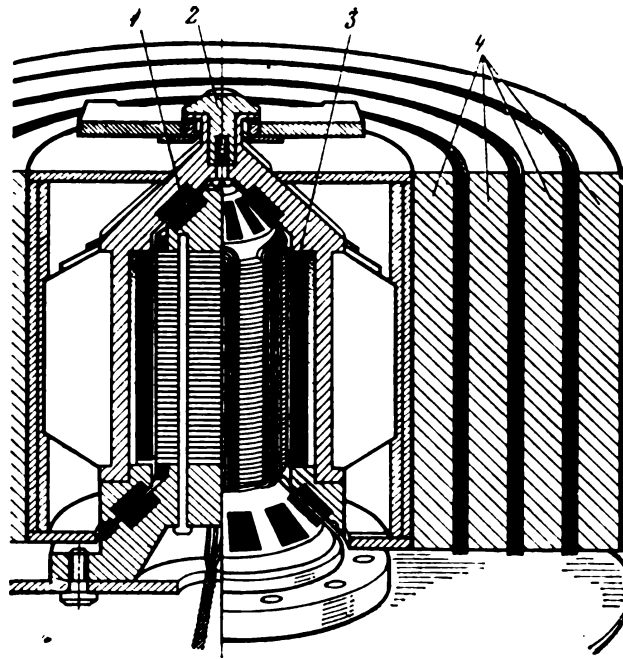


Рисунок 2.3 – Маховик для акумулювання енергії електростанцій  
в нічний час

1- магнітна підвіска, 2- підшипники, 3- мотор-генератор, 4- маховик

Створенню великих інерційних накопичувачів супроводять наступні труднощі: складність підвищення питомої енергоємності маховика; забезпечення безпеки маховиків, що обертаються, оскільки осколки маховика, що розірвався, володіють великою забійною силою; необхідність максимального зниження внутрішніх втрат шляхом застосування спеціальних підвісок маховиків.

Енергоємність супермаховика, виготовленого з скловолокна з епоксидною зв'язкою, складає приблизно 105 Дж/кг. Перспективні кварцеві волокна, що володіють межею міцності 2000 - 3000 кг/мм<sup>2</sup>, дозволяють у декілька разів підвищити енергоємність маховиків. Їх недоліком є те, що маховики енергетичного призначення (що запасують енергію не менше 10 Дж) повинні мати масу 1000 т, що поки нереально. Пропонується розбитити такий маховик на 100 дрібніших, але це викличе істотне ускладнення і дорожчання конструкції і зниження ККД всієї системи. Крім того, їх кутова швидкість має бути значно вище, ніж існуючих електрогенераторів, тому

									Лист
									15
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата					

неминучі втрати в пристроях трансмісії. Отже, використовувати інерційні накопичувачі в ЕЕС передчасне. Найреальніше використовувати маховики в системах гарантованого живлення порівняно невеликої потужності (0,5-1 Мвт). У СРСР була створена дослідна установка СГЕП-500 потужністю 500 кВт, яка забезпечувала електропостачання особливо відповідальних споживачів, коли допустимий час перерви складає 0,2-0,3с.

#### **1.4. Електрохімічні накопичувачі**

Електрохімічні накопичувачі (ЕХН) запасують і віддають енергію в результаті хімічних реакцій. Далі до ЕХН відносять: електрохімічні генератори (ЕХГ), тобто два або більше паливних елемента (ПЕ) в комплексі з системою, що забезпечує їх функціонування; хімічні акумуляторні батареї (АБ), тобто хімічні джерела струму, складаються з двох або більше акумуляторів, з'єднаних між собою електрично для спільного виробництва електроенергії.

Паливним елементом називається хімічне джерело струму, в якому активні речовини надходять до електродів ззовні; це прямий перетворювач хімічної енергії в електричну, в якому реакція електрохімічного окислення протікає без витрати речовини електродів, а також без витрати електроліту.

Вихідними реагентами служать компоненти хімічного палива - пальне і окислювач, що володіють запасом енергії хімічних зв'язків, яка перетворюється на енергію постійного електричного струму. У оберненому (регенераторному) режимі роботи ТЕ підведена до нього електроенергія перетворюється за хімічну енергію компонентів палива.

Елементом АБ, або акумулятором, називається хімічне джерело струму; складається з одного гальванічного елемента, або накопичувач електричної енергії, в якому відбувається її перетворення хімічну енергію і здійснюється також зворотне перетворення хімічної енергії в електричну при змін складу речовини електродів і витраті електроліту в процесі струмоутворюючої реакції.

					ДП 2022 141	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		16

Як і для інших видів накопичувачів енергії, для ЕХН основними режимами роботи є заряд і розряд. Проміжним служить режим зберігання енергії, продовжність якого може бути набагато більше, ніж у інших типів накопичувачів (близько  $10^4$  год).

### 1.4.1 Акумуляторні батареї

Електрохімічна акумуляторна батарея (ЕАБ) складається з багатьох елементів, з'єднаних послідовно і паралельно. Заряд виконується в поза пікові години, а розряд – в години піку навантаження.

В процесі заряду електроенергія електрохімічним шляхом перетворюється в хімічну. При розряді накопичена енергія вивільняється в процесі зворотної реакції. Було зроблено багато роботи по вдосконаленню ЕАБ. Свинцеві акумулятори можна використовувати в ЕЕС, але їх вартість дуже висока. Випробування хлор-цинкових акумуляторів, які працюють при низьких температурах є досить перспективні. З акумуляторів, які потребують більш високі температури роботи є натрій-сірчані і літій-сірчані.

Найбільш поширеною акумуляторною батареєю є свинцево-кислотна. Елемент свинцево-кислотного акумулятора складається з позитивних і негативних електродів, сепараторів (розділових ґрат) і електроліту.

Позитивні електроди являють собою свинцеву ґрати, а активною речовиною є перекис свинцю ( $PbO_2$ ). Негативні електроди також представляють собою свинцеву ґрати, а активною речовиною є губчастий свинець ( $Pb$ ). На практиці в свинець решіток додають сурму в кількості 1-2% для підвищення міцності. Зараз як легуючого компонента використовуються солі кальцію, в обох пластинах, або лише в позитивних (гібридна технологія). Електроди занурені у електроліт, що складається з розведеної сірчаної кислоти ( $H_2SO_4$ ). Найбільша провідність цього розчину при кімнатній температурі (що означає найменшу внутрішній опір і найменші внутрішні втрати) досягається при його щільності  $1,26 \text{ г / см}^3$ . Однак на практиці, часто

					ДП 2022 141	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		17



Електрохімічні акумуляторні батареї мають ККД 65-70%. Час роботи для перспективних акумуляторів складає приблизно 20 років.

Недоліками ЕНЕ – обмежена кількість зарядно-розрядних циклів (не більше 500), малий час зберігання енергії і шкідливий екологічний вплив.

#### 1.4.2 Регенеративні установки з воднево-кисневими ЕХН

Найбільш перспективним типом ЕХН слід вважати таку установку, в якій ЕХГ працює спільно з регенератором компонентів палива, що розкладає воду на водень і кисень. Електроліз води вимагає підведення ззовні енергії для розриву валентної хімічного зв'язку Н-О-Н. При потужності менше 1 кВт доцільно інтегральне виконання ЕХГ і електролізера води (ЕВ) з суміщеними ПЕ і електролізними комірками (ЕК). У випадку більш високих електричних потужностей ЕХГ і ЕВ в роздільному виконанні мають кращі техніко-економічні показники, ніж у інтегральному пристрої.

На рис. 2.5 наведена структурна схема водень-кисневого регенеративного паливного елемента (РПЕ). У залежності від виду енергії Р що підводиться до регенератора Р принципово можливі різні типи розкладу води. Електроліз здійснюється при пропусненні через воду електричного струму. Цей спосіб відрізняється високим ККД, який визначається як відношення теплоти згорання отриманого палива до енерговитрат на виділення  $H_2$  і  $O_2$ . При електролізі води і досягає 70-80% і більше.

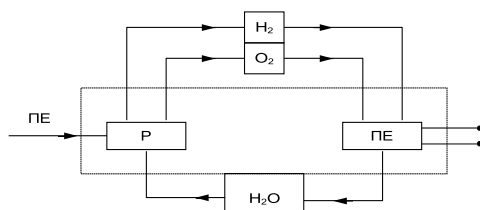


Рисунок 2.5 – Структурна схема РПЕ

Термохімічне розкладання відбувається під дією тепла в багатостадійному хімічному процесі, що включає зв'язування води,

відщеплення водню і кисню, регенерацію вихідних хімічних речовин. Реакції відбуваються при  $T \approx 1000$  К, причому ККД використання тепла досить високий (до 60%). Спосіб раціональний при створенні великомасштабної ЕХН із застосуванням тепла, одержуваного від ядерних реакторів.

Інші способи розкладання води мало ефективні. Термічне розкладання відбувається при досить високотемпературному нагріві і підвищеному тиску, проте навіть при  $T \approx 3000$  К і  $p \approx 10^6$  Па воно забезпечує розкладання не більше 20% від початкової кількості води. Фотокаталітичні розкладання (ряд окислювально-відновних реакцій під дією світла) має ККД лише близько 10%. Радіоліз, заснований на опроміненні водних розчинів важкими частинками, обумовлює ККД всього близько 1%.

Охарактеризуємо коротко процес електролізу, який являється найбільш раціональним для ЕХН автономних електроенергетичних установок, що працюють за регенеративним циклом.

Розпад води на  $H_2$  і  $O_2$  можна реалізувати безпосередньо у ПЕ при пропущенні струму в зворотному напрямі по відношенню до струму генераторного режиму. У даному випадку використовується принцип оборотності ПЕ, що виконує роль електролізної комірки ЕК. При такому способі регенерації компонентів хімічного палива РТЕ аналогічний елементарному. ЕХН, запас електроенергії якого обмежений обсягом резервуарів для зберігання водню і кисню (в стаціонарних установках можна використовувати кисень повітря). Вказана аналогія ще більше посилюється у пристроях, де отримані гази  $H_2$  і  $O_2$  зберігаються в пористих чи губчастих пристроях усередині РПЕ. Даний тип РПЕ за принципом акумулювання енергії цілком подібний АБ, причому електрична ємність РТЕ визначається кількістю адсорбованих газів  $H_2$  і  $O_2$  в пористому резервуарі.

Прикладається до ЕК при електролізі напруга має на 30-80% перевершуватиме напругу при режимі ТЕ (при рівних значеннях струму), так як поляризаційні ефекти в ЕК проявляються сильніше, ніж у ТЕ. Теоретично обсяг газу, що виділяється ( $H_2$  або  $O_2$ ) визначається по другому

										Лист
										20
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	ДП 2022 141					



поки розчин електроліту не встановиться висококонцентрованим, а азбест досить осушеним. Перенесення води здійснюється її дифузією в рідкому стані під впливом градієнта концентрації і переміщенням парової фази під дією градієнта тиску, причому другий механізм переносу переважає в діапазоні робочих температур  $T=373-433$  К. Розташування рідкої фази всередині РПЕ регулюється капілярними силами, які набагато перевершують гравітаційні впливи.

Поділ  $H_2$  і  $O_2$  здійснюється за допомогою пористих нікельутримуючих електродів: водневий електрод складається з чистого спеченого нікелю, а кисневий електрод виконується шляхом просочення нікелю перед спіканням концентрованим розчином  $LiOH$  і наступним прогріванням на повітрі при  $T=1073$  К протягом 5 хв. Ця технологія призводить до утворення на поверхні кисневого електрода захисного шару оксиду, що запобігає окислення металевому нікелю і утворює інертний до  $O_2$  електрод. Нікелевий електрод добре адсорбує водень в порах, кисень ж знаходиться у всьому внутрішньому обсязі РПЕ. Металевими каталізаторами служать платина і паладій.

### 1.4.3 «Розплавлений акумулятор»

Так звані, гарячі акумулятори придумані багато років тому. Існує безліч їх різновидів, що мають вражаючі питомі показники. Тільки їх робоча температура в сотні градусів накладає обмеження на умови застосування, та й у плані довговічності створює проблеми. Це відноситься до таких відомих технологій, як сірчано-натрієві батареї ( $NaS$  battery) і споріднені з ними акумулятори типу ZEBRA. Перші знайшли застосування саме як стаціонарних сховищ промислової електрики, а другі - у ряді дрібносерійних електромобілів. 17 великих блоків сірчано-натрієвих гарячих батарей розвивають потужність 34 мегавати. Через перетворювачі змінного-постійного струму супераккумулятор підключений до мережі.

					ДП 2022 141	Лист
						22
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Гарячі батареї істотно згладжують нерівномірність вироблення електрики від вітряків, покриваючи денний пік споживання і накопичуючи енергію вночі. Новий акумулятор, прототип якого вже створено в Массачусетському інституті, повинен виявитися втричі дешевше кращих сьогоdnішніх батарей, набагато довговічнішим всіх інших і, головне, - істотно потужнішим. Такий акумулятор розміром з сміттєвий бак на 150літрів, міг би стати неодмінним елементом «зеленого» будинку, забезпечуючи всі його потреби в енергії навіть на піку споживання, а підзаряджатися б він міг від мінливих вітряків та сонячних панелей. Головне ж – велика кількість акумуляторів нового типу могла б запасати величезні кількості енергії від альтернативних станцій, маючи цілі селища і навіть міста. Так, прогнозує американський вчений, нова акумуляююча станція потужністю в 13 гігават (тобто - на мегаполіс) зайняла б площу всього в 60 тисяч квадратних метрів. Ці батареї здатні віддавати і приймати в десять разів більший струм, ніж всі існуючі типи хімічних акумуляторів, пояснює винахідник. Вся справа в електродах.

Науковці, наприклад, літєво-іонних елементів як тільки не викручуються, щоб підняти допустимий струм, що проходить через електроди. І матеріали підбирають незвичайні, і добавки різні, і навіть нанотехнології підключають. Зі свинцево-кислотними батареями справа йде схожим чином. У звичайному акумуляторі, наприклад у свинцево-кислотному, матеріали електродів накладають обмеження на параметри вбираємо або віддається струму. Вони ж багато в чому визначають термін служби пристрою

#### **1.4.4 Накопичувачі стиснутого повітря**

На думку вчених, стиснення повітря може вважатися одним з найдешевших способів зберігання енергії. Наприклад, в ясний день сонячна електростанція буде виробляти надлишок електроенергії. Його направлять на

					ДП 2022 141	Лист
						23
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

стиск і закачування повітря. Коли виникне потреба в електроенергії, повітря змусять крутити турбіни. Так можна подолати основні труднощі у повсюдному впровадженні ВДЕ - нестабільність вироблення ними електроенергії і, відповідно, проблему збереження і перетворення енергії від них.

Відмінною особливістю цієї установки є наявність резервуара стисненого повітря у вигляді підземної пляшкоподібної порожнини, що виробляється в соляному пласті, в яку нагнітається стиснене повітря з атмосфери і зберігається там під надлишковим тиском. У години підвищеної енергонавантаження стиснене повітря витягується з порожнини, підігрівається і пропускається через газову турбіну і генератор, де виробляється електричний струм.

Наявність підземного резервуара вимагає, як правило, його спорудження штучно і тільки в ґрунтах, що володіють газо-, водонепроникністю, тобто в скелястих ґрунтах з додатковою герметизацією внутрішніх поверхонь підземної порожнини, що вимагає значних капітальних витрат і обмежує можливості її використання. Використання природних підземних порожнин як накопичувач стисненого повітря практично неможливо, так як породний контур таких порожнин зазвичай відрізняється високою тріщинуватістю і пористістю, що повинно призводити до значної витоку повітря і рідини через породу і, як наслідок, до різкого зниження тиску повітря в резервуарі.

В установці акумулювання електроенергії, що містить генератор електричного струму, компресор, газову турбіну резервуар, стисненого повітря, з'єднаний повітроходом з газовою турбіною, резервуар стисненого повітря виконаний у вигляді еластичної герметичної оболонки і поміщений в гідросередовищі.

Доцільно також, щоб резервуар стисненого повітря був встановлений в гідросередовищі на глибину занурення, яка визначається із співвідношення:

					ДП 2022 141	Лист
						24
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

$$h = \frac{P_T \left( \frac{A}{\sum A_{рез}} \right)^2 - P_0}{\rho \cdot g} \quad (2.2)$$

де  $h$  - глибина занурення резервуара,  $P_0$  - атмосферний тиск повітря, рівне 101325 Па;  $P_t$  - тиск стисненого повітря на вході в газову турбіну;  $\sum A_{рез}$  - сумарна площа поперечного перерізу випускних отворів резервуара стисненого повітря;  $A_t$  - площа поперечного перерізу вхідного отвору газової турбіни генератора електричної струму;  $\rho$  - щільність гідросфери;  $g$  - прискорення вільного падіння.

Виконання резервуара стисненого повітря у вигляді еластичної герметичної оболонки дозволяє використовувати резервуар стисненого повітря для установки акумулювання електроенергії в будь-якій водному середовищі. При цьому обсяг резервуара, на відміну від прототипу, можна вибирати довільно, залежно від необхідної потужності установки. При необхідності можна встановлювати ряд резервуарів, розташованих по горизонталі або по вертикалі у відповідності з розмірами водойми. У гідросередовищі під впливом гідростатичного тиску повітря завжди займає менший об'єм, ніж над водою, і його величина визначається за формулою:

$$V_{рез} = V_0 \cdot \frac{P_0}{P_{рез}} \quad (2.3)$$

де  $V_{рез}$  - об'єм повітря в резервуарі в гідросередовищі,  $V_0$  - вихідний об'єм повітря;  $P_{рез}$  - тиск повітря в резервуарі в гідросередовищі.

Відомо також, що гідростатичний тиск  $P_{рез}$  на глибині  $h$  можна визначати за допомогою формули:

$$P_{рез} = \rho \cdot g \cdot h + P_0$$

										Лист
										25
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата						

При спільному розгляді виразів (1) і (2) отримуємо:

$$V_{рез} = V_0 \cdot \frac{P_0}{\rho \cdot g \cdot h + P_0} \approx V_0 \frac{10}{h+10} \quad (м^3) \quad (2.4)$$

Таким чином, при розташуванні резервуара стисненого повітря на глибині 1 м обсяг закачаного повітря зменшується вдвічі, а при глибині 90 м 10 разів. Відповідно підвищується тиск. Так, на глибині 990 м можна досягти тиску в 100 атмосфер, необхідне для ефективної роботи газової турбіни в установці.

Однак необхідна величина глибини занурення резервуарів стиснутого повітря може бути значно зменшена за рахунок використання різниці між значеннями площі випускного отвору резервуару / або суми площ таких отворів  $\Sigma A_{рез}$  і площі отвору для подачі газової турбіни. Наприклад, при скороченні АТ по відношенню до  $\Sigma A_{рез}$  в 3,3 рази швидкість витікання струменя стисненого повітря, еквівалентна швидкості, відповідної внутрішнього тиску в 100 атм, може бути досягнута при розміщенні резервуарів на глибині не 990, а приблизно 100 м. При цьому вираз для визначення потрібної глибини занурення резервуарів стиснутого повітря набуде вигляду :

$$h = \frac{\left[ \frac{P_{AT}}{P_0} \right]^2 - 1}{\left[ \frac{P_{рез}}{\Sigma A_{рез}} \right]} \cdot \frac{P_0}{\rho g} ; 10(\alpha \cdot \beta^2 - 1) \quad (2.5)$$

$$\text{де } \alpha = \frac{P_T}{P_0} ; \beta = \frac{A_T}{\Sigma A_{рез}}$$

Таким чином, робочих тисків, необхідних для ефективної роботи газової турбіни на чистому стислому повітрі, можна досягти і при порівняно невеликій глибині занурення резервуарів стиснутого повітря, що є його накопичувачами.

					ДП 2022 141	Лист
						26
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Установка містить генератор електричного струму, компресор, газову турбіну. Газова турбіна пов'язана повітроводами із підводними резервуарами стисненого повітря, розташованими на заданій глибині у водоймі. Підводні резервуари стисненого повітря виконані з еластичних герметичних оболонок. Резервуари стисненого повітря прикріплені до дна водоймища. В якості матеріалу оболонки використаний водостійкий і газонепроникний еластичний матеріал, що володіє здатністю змінювати свою форму під впливом тиску, наприклад прогумована тканина або армована плівка.

Установка працює в такий спосіб. У години зниженого навантаження на енергосистему повітря з атмосфери закачується компресором по повітроводам в резервуар. З початку подачі повітря тиск всередині резервуара встановлюється рівним гідростатичному відповідно до глибини його занурення. При цьому повітря стискується і його обсяг зменшується у стільки разів, у скільки гідростатичний тиск води на заданій глибині перевищує атмосферний тиск повітря. Таким чином, виходить компактний, екологічний чистий, не вимагає великих витрат на спорудження акумулятор електроенергії у вигляді потенційної енергії стислого повітря. При піках навантаження в енергосистемі стиснене повітря з резервуарів вступає по повітропроводам в газову турбіну та електрогенератор для вироблення електроенергії. Через незначну протяжності повітроводів і порівняно невеликих втрат на тертя загальні втрати електроенергії незначні.

Як агент, що знаходиться в резервуарі, може бути також будь-який інший газ, що піддається стисненню. Принципово можливе також використання в рамках цієї ж системи вітрових агрегатів замість генераторів електричного струму з газовою турбіною. Природно, що вихідна потужність установки при цьому буде зменшена, тобто даний принцип акумулювання електроенергії може бути реалізований в цілій гамі акумулюючих електростанцій різної потужності. З одного боку, це може бути надпотужний мегакомплекс, змонтований на глибоководній морській платформі (для цієї

					ДП 2022 141	Лист
						27
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

мети можуть бути використані нафтовидобувні платформи), з іншого боку, невеликий енергетичний агрегат, який виконує допоміжні функції на будь-якої сільськогосподарської фермі, розташованій поблизу більш-менш глибокого озера. Причому представляє відому технічну складність завдання кріплення резервуара стисненого повітря до дна водойми із збільшенням глибини його занурення спрощується, так як зменшується обсяг повітря і, відповідно, знижується підйомна сила.

Міцність матеріалу м'якої оболонки практично не мають значення, так як, якщо тиск усередині резервуара не буде перевищувати гідростатичного, оболонка не буде напружена.

Установка по відношенню до екології нейтральна, технічно нескладна, економічно вигідна.

### 1.5. Ємнісні накопичувачі

Принцип дії конденсаторів заснований на здатності накопичувати на обкладинках електричні заряди при прикладанні між ними напруги. Кількісною мірою здатності накопичувати електричні заряди є ємність конденсатора. У найпростішому випадку конденсатор є дві металеві пластини, розділені шаром діелектрика, товщина якого мала порівняно з пластинами.

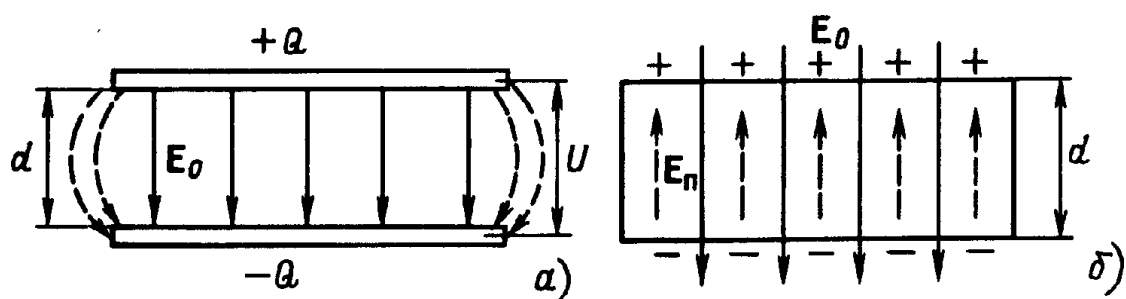


Рисунок 2.7 – Елементарний ідеалізований конденсатор:

а) – вакуумний , б) – з активною зоною із діелектрика

Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

Основною характеристикою конденсатора є його ємність, що характеризує здатність конденсатора накопичувати електричний заряд. У позначенні конденсатора фігурує значення номінальної ємності, в той час як реальна ємність може значно змінюватися залежно від багатьох факторів.

Реальна місткість конденсатора визначає його електричні властивості. Так, за визначенням ємності, заряд на обкладці пропорційний напрузі між обкладками. Типові значення ємності конденсаторів складають від одиниць пікофарад до сотень мікрофарад. Але існують конденсатори (іоністори) з ємністю десятків фарад. Останніми роками було досягнуто значні успіхи в збільшенні питомої енергоємності конденсаторних накопичувачів. Створений в Японії конденсатор з активованого вугілля має ємність близько 10 Ф на 1 см<sup>3</sup>, що приблизно в 100 млн. разів більше ємності звичайного конденсатора. Така питома енергоємність не є граничною для ЕК і тому ведуться інтенсивні розробки в цьому напрямі.

### **1.6 Надпровідникові індуктивні накопичувачі електричної енергії**

Явище надпровідності проявляється в тому, що при охолодженні надпровідника нижче критичної температури повністю зникає його електричний опір - а отже, і всі пов'язані з ним втрати енергії. Надпровідний акумулятор - це, по суті, магнітна котушка з надпровідника. Подібний пристрій може зберігати енергію як завгодно у вигляді енергії магнітного поля, створюваного за допомогою надпровідного соленоїда. При тривалому використанні такого акумулятора знадобляться додаткові витрати на охолодження, проте вигода від використання в підсумку істотно покриває ці витрати. Принципова перевага індуктивних накопичувачів полягає в тому, що енергія в них запасється в тому ж вигляді енергії, в якому використовується, - електромагнітної. А раз немає необхідності вперетворенні з одного виду енергії в інший, то немає і пов'язаних з перетворенням втрат енергії і витрат часу на процес перетворення в інший вид енергії, що властиво іншим типам

					ДП 2022 141	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		29

аккумуляторів, наприклад хімічним або механічним. Тому унікальною властивістю надпровідного індуктивного накопичувача є можливість миттєвого переходу з режиму накопичення енергії в режим її видачі.

Існують надпровідні соленоїди в яких використовується надпровідний дріт з ніобію або його сполук, низькотемпературні надпровідники (НТНП) з температурою переходу  $T_c \geq 4K$ . У минулому столітті в СРСР було розроблено та експериментально випробувано декілька прототипів накопичувачів електроенергії, надпровідних індуктивних спиною («Н-17», «Сфера-1», «Сфера-2», «РКН») з різними типами магнітної системи (циліндрична, сферична ) на запасену енергію до 5 МДж і підготовлений технічний проект НППН-1000 на запасену енергію 100 МДж. На базі цих робіт пропонується провести відновлювальні роботи зі створення промислового зразка спина на запасену енергію 4,7 МДж, для чого розробити виготовити кріостат з двома ступенями охолодження (рідкий азот, рідкий гелій). У цих проектах надпровідний індуктивний накопичувач (НППН-1000) представляє собою замкнуту індукційну котушку з надпровідних кабелів на основі ніобію протяжністю близько 5 км. НППН-1000 через погоджує підстанцію з'єднаний з енергомережею лініями постійного струму ЛПТ- 750КВ. У конструкції НППН можна умовно виділити три основні конструктивні вузла: власне магнітна система, кріогенна система і система зв'язку з зовнішньою мережею і споживачем-перетворювач-інвертор.

Відомі інші варіанти НППН: економічним і перспективним вважається варіант накопичувача у вигляді короткого соленоїда з великим, близько 1 км, діаметром, і висотою обмотки в кілька метрів.

Інший варіант НППН виконаний у вигляді тороїдальної надпровідної (НП) котушки, в якій все поле зосереджено усередині тороїда. У такому варіанті зазвичай використовується надпровідник з ніобій-титану, охолоджуваний рідким гелієм до температури 4,5 про К. Енергія поля в такій НП котушці складе від одиниць МВт до сотень МВт. Для таких гігантських котушок буде потрібно кілька тисяч тонн кабелю з ніобію та його сплавів.

					ДП 2022 141	Лист
						30
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Метод накопичення електроенергії за допомогою надпровідного НППН відрізняється екологічною чистотою. Не використовуються шкідливі матеріали, не відбувається хімічних реакцій. Відсутні шкідливі викиди виробництва електроенергії і досягається ефект зберігання електроенергії. Застосований для охолодження рідкий гелій є нешкідливим інертним газом, а при аварійній розгерметизації кріостата легко видаляється. Однак робота накопичувача при гелієвих температурах 4К і пов'язана з великими витратами по низькотемпературному кріостатуванню, виправданими тільки при роботі в дуже великих мережах. Перехід на створення подібних систем на основі високотемпературної надпровідності (ВТНП), що працюють при температурі рідкого азоту  $T_c \leq 77K$  в цілому багатообіцяючий, але поки впирається в дорожнечу вартості провідникового матеріалу на основі ВТНП.

Сьогодні існують дроти першого покоління (1G)-це дроти на основі срібної матриці з мікроканали, в яких знаходиться надпровідна кераміка, як правило, Bi-Sr-Ca-Cu-O (BSCCO) й проведення другого покоління 2G, на основі мікронних керамічних покриттів на підкладку з Y-Ba-Cu-O (YBaCuO). Перші довгомірні дроти 1G були створені давно. Сьогодні технологія їх виробництва («порошок в трубі») досить добре розвинена, у світі випускаються сотні кілометрів проводу, які йдуть на створення надпровідникової електротехнічного обладнання - кабелі, струмообмежувачі, магніти. Однак дроти 1G більш ніж на 2 / 3 складаються з чистого срібла, що виключає значне зниження їх вартості в майбутньому. Наступний недолік у руйнуванні надпровідності в BSCCO в зовнішньому магнітному полі. Це обмежує спектр застосування надпровідників першого покоління пристроями з відносно слабкими робочими магнітними полями і робить безперспективним виготовлення на їх основі таких виробів як генератори, мотори, накопичувачі енергії та інше.

Надпровідники другого покоління 2G, (YBCO), часто іменовані «стрічками з покриттям», є на сьогоднішній день самим перспективним

					ДП 2022 141	Лист
						31
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

напрямом розвитку технічної надпровідності. Основна фундаментальна перевага 2G полягає в тому, що вони володіють максимальною щільністю критичного струму. Силові обладнання, створене на їх основі, може мати розміри в кілька разів менші, ніж аналогічне обладнання традиційного виконання, притому при більш високому рівні потужності та скорочення втрат енергії. У порівнянні з 1G, 2G можуть працювати у високих полях і вартість матеріалів у проводі 2G нижче вартості матеріалів у проводі 1G. Основний недолік 2G, полягає в складній технології виготовлення провідного матеріалу на їх основі і високої вартості, що не дозволяє сьогодні створити конкурентоспроможні промислові зразки масового застосування [4].

Існують технології виготовлення об'ємних надпровідників на основі ВТНП, властивості яких відрізняються від плівкових надпровідників. Значні магнітні поля можуть «вморожуватися» в ВТНП до 10Тл при 45к, що значно більше, ніж у звичайних постійних магнітах і є перспективним властивістю для технічних застосувань [5,6]. Проте технології конструкційних матеріалів на основі об'ємних надпровідників поки приділяється мало уваги, порівняно з плівковими технологіями. Властивість об'ємних надпровідників захоплювати магнітний потік при переході в надпровідний стан можна покласти в основу роботи багатьох електромагнітних перетворювачів, зокрема, накопичувача електромагнітної енергії.

Об'ємний надпровідник при охолодженні в магнітному полі є джерелом електричної енергії і відіграє роль перетворювача (ПЕ) електричної енергії в енергію магнітного потоку і зберігає її, поки температура надпровідника нижче критичної температури надпровідного переходу.

Для зняття магнітної енергії та перетворення її знову в електричну енергію необхідно помістити об'ємний надпровідник в приймальну котушку споживача електроенергії та здійснити в ній зворотний перехід з надпровідного стану в нормальний, при цьому «вморожені» магнітний потік, зменшуючись до нуля, наведе ЕРС в обмотках приймальні котушки

					ДП 2022 141	Лист
						32
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

споживача електроенергії, віддавши таким чином накопичену магнітну енергію в необхідний час і в необхідному місці.

У витратному співвідношенні технологія виготовлення масивних надпровідників значно нижче вартості провідникового матеріалу, технологія криостатування при температурах рідкого азоту в десятки і сотні разів дешевше криостатування при температурі рідкого гелію. Сам азот у рідкому і газовому стані інертний газ і відмінний діелектрик. Всі разом дозволить створити дешевий промисловий накопичувач для електричних мереж альтернативної енергетики, що працюють від ВДЕ. Поліпшення механічних властивостей масивного надпровідника як конструкційного матеріалу призведе до створення нових конструкцій електромагнітних машин з масивних надпровідників, що дозволить поліпшити технічні та економічні характеристики самих ПЕ ВДЕ, зробивши їх компактнішими, дешевшими і доступнішими для масового споживача енергії ВДЕ.

				<b>РОЗДІЛ 2</b>			<i>ДП 2022 141</i>		
				Дослідження низькочастотних коливань міжсистемних перетоків					
Зм.	Арк.	Дослідження низькочастотних коливань міжсистемних перетоків		Дослідження низькочастотних коливань міжсистемних перетоків		Літ	Арк	Архівів	
Розроб		Ільченко М.С.		Дослідження низькочастотних коливань міжсистемних перетоків			34	27	
Перевір		Юнєєва Н.Т.		Дослідження низькочастотних коливань міжсистемних перетоків					
Реценз				ДП 2022 141		ННІТІ ім.акад. І.С Гуло		33	
Зм. К.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	потужності з врахуванням моделювання НІПН		ЕЛ – 4 – 11ск		
Затверд.		Балюта С.М.							

потужності з врахуванням моделювання НППН

## **2.1 Спектральний аналіз коливань активної потужності по міжсистемних лініях електропередач**

Процес подальшого об'єднання електроенергетичних систем (ЕЕС), створення енергетичних об'єднань континентального масштабу загострює проблему стійкості їхнього функціонування, а порушення стійкості – одна з найбільш небезпечних причин системних аварій з величезними матеріальними, екологічними та соціальними втратами. Сучасні ЕЕС забезпечують електропостачання тисяч і навіть мільйонів споживачів і тому необхідний кожної миті баланс виробництва і споживання електроенергії здійснюється в умовах випадкових змін споживання та реакції на них систем автоматизованого регулювання цього балансу, якими обладнані енергоблоки електростанцій і в цілому ЕЕС. Це певною мірою стосується і планованого об'єднання Об'єднаної енергосистеми (ОЕС) України і Єдиної енергосистеми (ЄЕС) Російської Федерації з одного боку, із західноєвропейським енергооб'єднанням UCTE, з другого.

Досвід показує, що вищезгадані випадкові коливання споживання у сучасних енергооб'єднаннях можуть мати значну амплітуду і далеке поширення по системі. Накладаючись на потоки потужності, які передаються по електричних зв'язках між системами, особливо, коли той чи інший перетин має обмежену пропускну здатність, ці коливання вимагають зменшення максимально допустимої потужності для запобігання порушення стійкості системи. Наявність на синхронних генераторах електростанцій електронних автоматичних регуляторів збудження (АРЗ) сильної дії, які мають високу швидкодію, великі коефіцієнти підсилення і здійснюють регулювання по похідних режимних параметрів,

створює небезпеку так званого само розхитування системи – виникнення коливань, амплітуда яких збільшується із загрозою порушення стійкості. Зазвичай, частота цих коливань лежить у діапазоні 0.06...2 Гц.

Додатковим негативним чинником у цьому аспекті є вільні коливання споживання: якщо їхня частота співпадає з частотою коливань АРЗ, створюються умови резонансу і суттєво зростає небезпека порушення стійкості. Щоб запобігти цьому, треба придушувати коливання на цих частотах. Ефективним заходом для цього може бути НППН, а для вирішення питання щодо його бажаної енергоємності, необхідно мати реальну оцінку параметрів (частоти і амплітуди) нерегулярних коливань споживання, які призводять до коливань активної потужності по міжсистемних лініях електропередачі.

В ОЕС України все більше поширюється використання мікропроцесорних цифрових реєстраторів, зокрема, розробки Інституту електродинаміки НАН України, які мають шифр "Регіна". Реєстратори, які встановлені на підстанціях (ПС) 400 кВ "Мукачеве" здійснюють реєстрацію електричних параметрів, в тому числі, активної потужності по міждержавних лініях 400 кВ на Капушани (Словаччина), Шайосегед (Угорщина) та Рошіорь (Румунія). Енергосистеми цих країн входять до складу енергооб'єднання УСТЕ, тому спектральний аналіз зареєстрованих процесів випадкової зміни потужності по цих лініях дозволить одержати оцінку нерегулярних коливань споживання в УСТЕ і відповідно прогнозувати їхній вплив на режим ОЕС України в разі її об'єднання з УСТЕ не тільки Бурштинським "островом", а усією системою.

Система "Регіна" встановлена також на ПС-750 кВ Західно-Українська і здійснює реєстрацію, зокрема, активної потужності по повітряній лінії (ПЛ) 750 кВ на ПС "Вінниця-750". Ця лінія входить до складу перетину ОЕС України Захід-Вінниця, по якому здійснюється видача на схід, у Центральну ЕЕС і далі потужності Хмельницької та Рівненської АЕС. Якомога повніше використання цього перетину є надзвичайно важливим з огляду на надлишок потужності у західній частині ОЕС і тому реальна оцінка параметрів нерегулярних коливань на лінії Західно-Українська – Вінниця є також потрібною і корисною.

"Регіна" здійснює пофазну цифрову реєстрацію напруги, струму, активної і реактивної потужності для відрізка часу 1100 с, для кожного періоду активної частоти, що дає дискретизацію  $\omega_{\delta}=50$  Гц. На рис. 1.1 для прикладу показана активна потужність для фази А ПЛ-750 кВ Західно-

Українська – Вінниця (реєстрація о 15 год. 13.07.07). Візуальний аналіз показує наявність інфранизькочастотної складової з періодом 300 с, тобто частотою приблизно 0.003 Гц, з повним розмахом коливань (для трьох фаз)  $(99.3-92.1) \cdot 3 = 21.6$  МВт і відповідно амплітудою 10.8 МВт. На рис. 1.2 показаний відрізок процесу тривалістю 80 с, з періодом близько 70 с (частотою 0.014 Гц), розмахом коливань  $(98.2-94.5) \cdot 3 = 11.1$  МВт, амплітудою 5.5 МВт. Рис. 1.3 для відрізка 12 с показує наявність складової з періодом 2...4 с (відповідно частотою 0.5...0.25 Гц), розмахом коливань  $(96.5-94.5) \cdot 3 = 6$  МВт, амплітудою 3 МВт.

Спектральний аналіз, тобто визначення гармонічного складу часової послідовності, яку утворюють зареєстровані дискретно цифрові значення фізичної величини, яка нас цікавить (конкретно, активної потужності по лінії Рл), будемо виконувати за допомогою пакету MATLAB, у якому реалізоване дискретне перетворення Фур'є (ДПФ). Зауважимо, що перетворення Фур'є передбачає, що задана на певному інтервалі часу послідовність періодично продовжується вперед і назад у часі. Як наслідок, якщо перше і останнє значення послідовності сильно відрізняються (а практично це може бути досить часто), на стиках виникають стрибки (якщо розглядати процес у часі), а у частотній області у спектрі з'являються додаткові складові.

Алгоритм швидкого перетворення Фур'є вимагає, щоб кількість точок (членів часової послідовності) становила  $N=2^n$ , де  $n$  - ціле число. Якщо взяти  $N=32768$ , то це буде відповідати  $T=655.4$  с. Для послідовності саме такої довжини виконувався спектральний аналіз. На рис. 1.4, рис. 1.5 і рис. 1.6 наведено обчислені спектри для активної потужності лінії Західно-Українська – Вінниця. З них видно домінуючі частоти: 0.7, 0.64, а також 0.0011, 0.008, 0.003 Гц.

Щодо ліній 400 кВ від ПС "Мукачеве" в УСТЕ. На рис. 1.7 показана активна потужність (для однієї фази) лінії Мукачеве-Капушани. Інфранизькочастотна складова має період близько 200 с (тобто частоту 0.005 Гц), повний розмах коливань (для трьох фаз)  $(73-40) \cdot 3 = 99$  МВт і амплітуду ~50 МВт. Частотний спектр наведено на рис. 1.8, рис. 1.9 та рис. 1.10. Домінуючі частоти: 0.24, 0.011 та 0.003 Гц.

Для лінії Мукачеве-Шайосегед зміну потужності у часі (для однієї фази) показано на рис. 1.11. Повний розмах коливань на відріжку 1100 с становить

					ДП 2022 141	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		
						36

(для трьох фаз)  $(67-42) \cdot 3 = 69$  МВт, амплітуда 35 МВт. Спектр наведено на рис. 1.12, рис. 1.13 та рис. 1.14. Домінуючі частоти: 0.3...0.6, 0.011 та 0.007 Гц.

Для лінії Мукачеве-Рошпіль графік потужності у часі показано на рис. 1.15. Повний розмах коливань становить  $(78-30) \cdot 3 = 144$  МВт, амплітуда 72 МВт. Спектр наведено на рис. 1.16, рис. 1.17, рис. 1.18. Домінуючі частоти: 0.24, 0.006 та 0.003 Гц.

З використанням результатів спектрального аналізу коливань потужності по міжсистемних лініях можна зробити оцінку енергоємності НППН, необхідної для придушення коливань певної частоти, не розглядаючи поки що питання про те, яким повинен бути регулятор, який буде це здійснювати.

Як міру необхідної енергоємності НППН можна взяти енергію, яка може накопичуватися за півперіода гармонічного коливання. Якщо амплітуда цього коливання  $P_{\text{кол}}$ , а частота  $\omega$ , то ця енергія  $W_{\text{кол}} = P_{\text{кол}} / (\omega \cdot \pi)$ . Враховуючи, що саморозхитування, яке можуть викликати автоматичні регулятори збурення синхронних генераторів, відбувається, як показує досвід, на частотах у діапазоні 0.06...2 Гц, небезпечними у цьому сенсі для ПЛ-750 Західно-Українська – Вінниця є частоти в діапазоні 0.7...0.64 Гц. Якщо амплітуда цих коливань становить  $P_{\text{кол}} = 3$  МВт, то енергія цих коливань буде  $W_{\text{кол}} = 3 / (0.64 \cdot \pi) = 1.5$  МДж.

Для ПЛ-400, які ідуть з ПС Мукачеве на УСТЕ, небезпечною є частота 0.24 Гц. Якщо амплітуду для цих коливань прийняти  $P_{\text{кол}} = 20$  МВт, то одержимо  $W_{\text{кол}} = 20 / (0.24 \cdot \pi) = 26.5$  МДж. Це буде оцінкою енергоємності НППН, який треба встановлювати на кожній лінії 400 кВ, які з'єднують Бурштинський "острів" з УСТЕ.

Якщо ставити задачу зменшувати за рахунок НППН амплітуду нерегулярних коливань найбільш низької частоти 0.003 Гц і вважаючи для ПЛ-750 кВ Західно-Українська – Вінниця їхню амплітуду рівною  $P_{\text{кол}} = 8$  МВт, то енергія цих коливань буде  $W_{\text{кол}} = 8 / (0.003 \cdot \pi) = 849$  МДж.

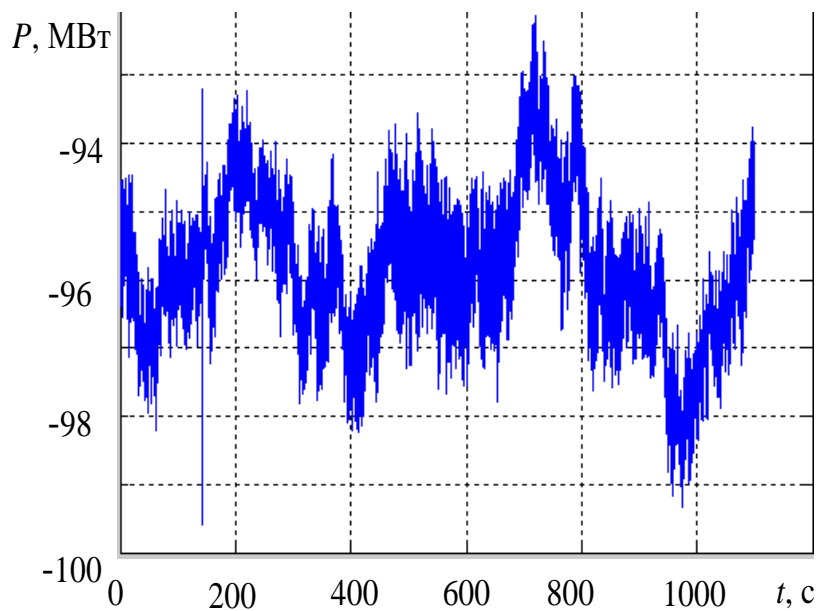


Рисунок 1.1 – Потужність (на 1 фазу, МВт)  
ПЛ- 750 кВ Західно-Українська - Вінниця

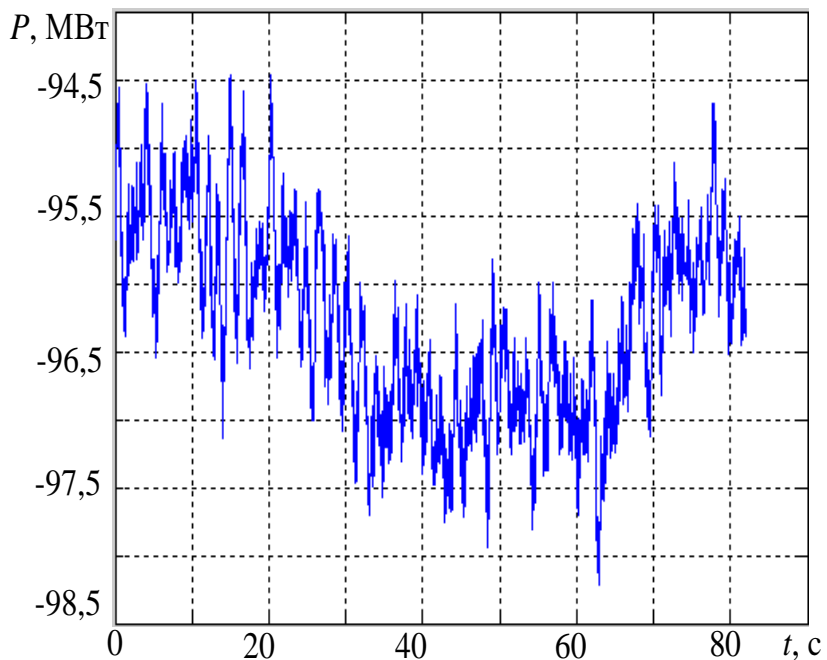


Рисунок 1.2 – Потужність (на 1 фазу, МВт)  
ПЛ- 750 кВ Західно-Українська - Вінниця

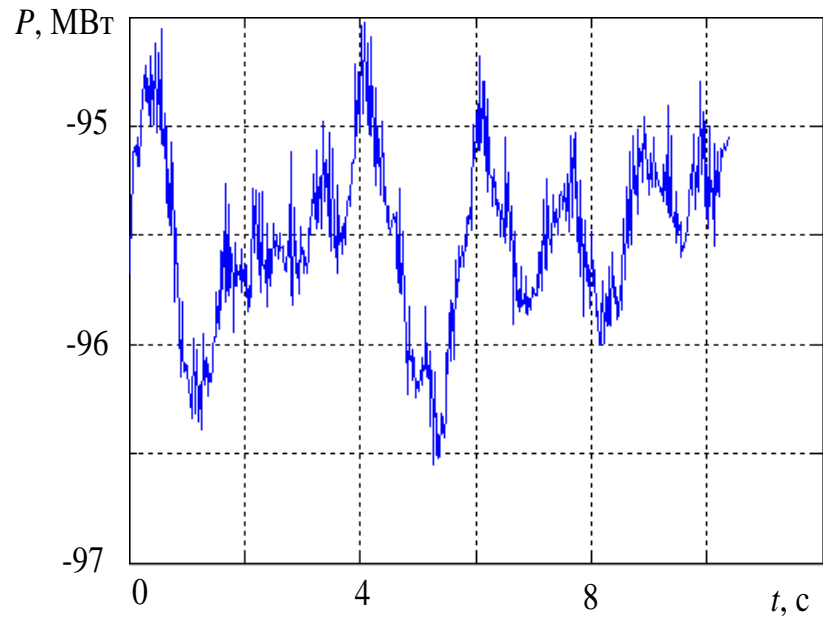


Рисунок 1.3 – Потужність (на 1 фазу, МВт)  
ПЛ- 750 кВ Західно-Українська – Вінниця

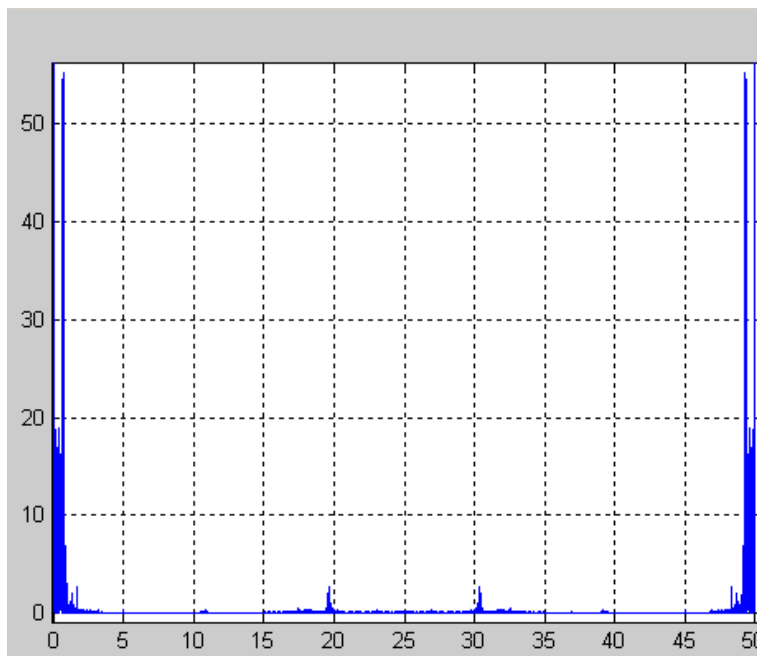


Рисунок 1.4 – Спектр для потужності  
ПЛ- 750 кВ Західно-Українська – Вінниця ( $f = 0...50$ Гц)

Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

ДП 2022 141

Лист

40

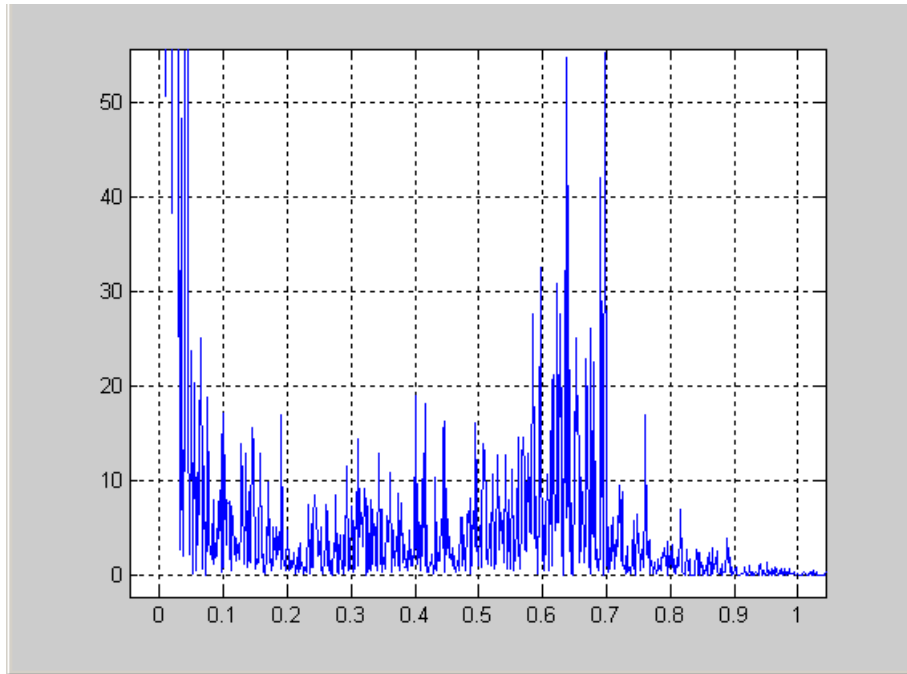


Рисунок 1.5 – Спектр для потужності  
ПЛ- 750 кВ Західно-Українська – Вінниця ( $f = 0...1,4$ Гц)

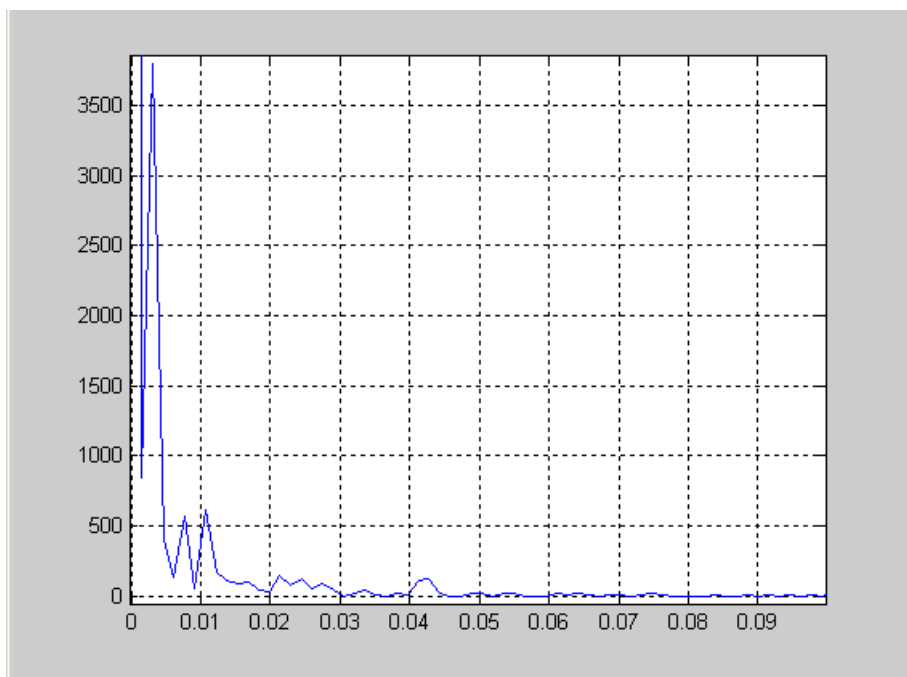


Рисунок 1.6 – Спектр для потужності  
ПЛ- 750 кВ Західно-Українська – Вінниця ( $f = 0...0,1$ Гц)

Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

ДП 2022 141

Лист

41

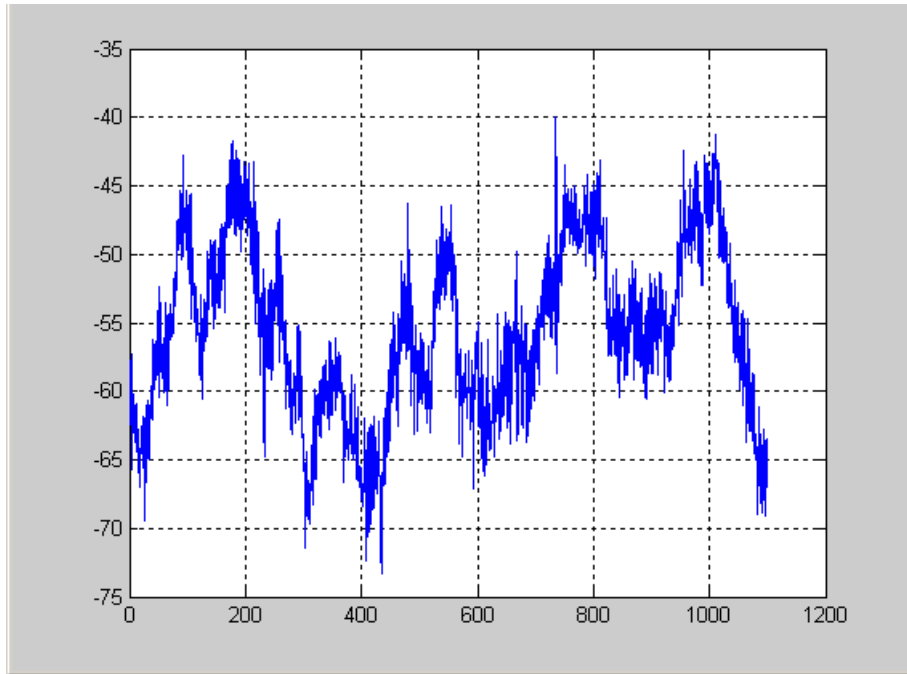


Рисунок 1.7 – Потужність (на 1 фазу, МВт)  
 ПЛ- 400 кВ Мукачеве – Капушани ( $t = 0...1200$  с)

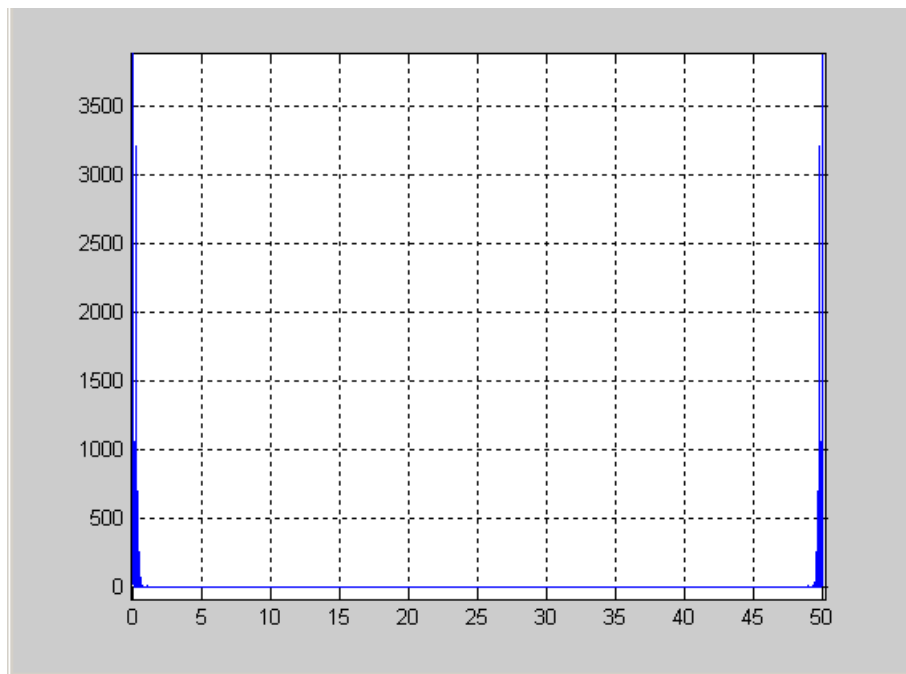


Рисунок 1.8 – Спектр для потужності  
 ПЛ- 400 кВ Мукачеве – Капушани ( $f = 0...50$  Гц)

Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

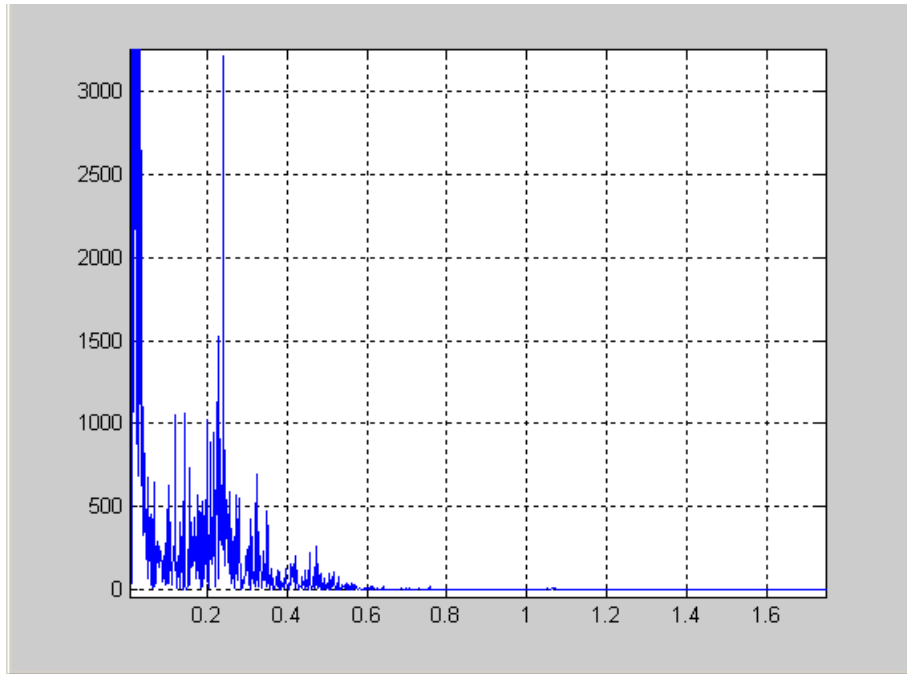


Рисунок 1.9 – Спектр для потужності  
 ПЛ- 400 кВ Мукачеве – Капушани ( $f = 0...1,7$  Гц)

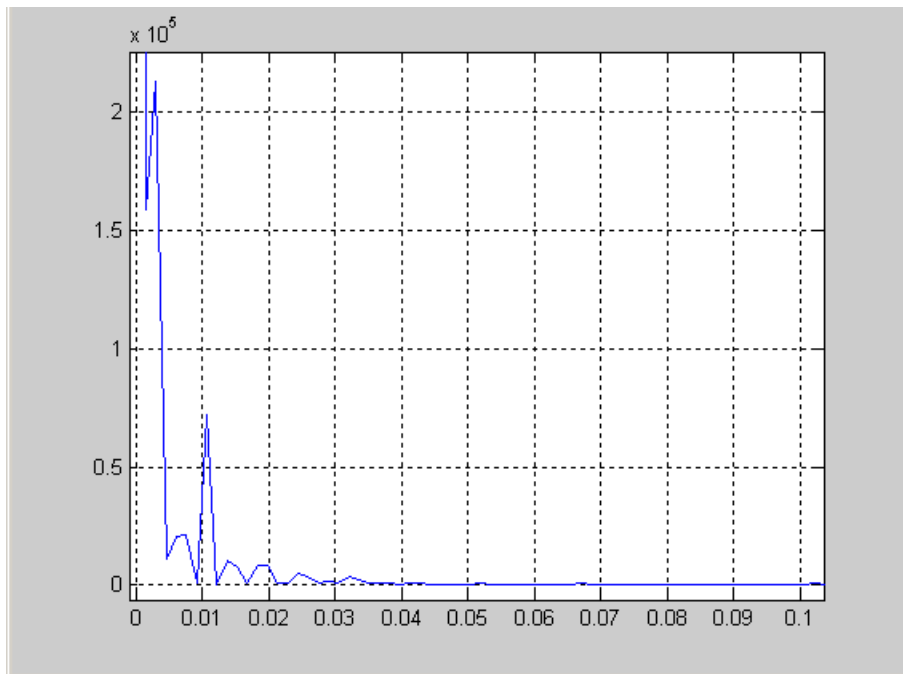


Рисунок 1.10 – Спектр для потужності  
 ПЛ- 400 кВ Мукачеве – Капушани ( $f = 0...0,1$  Гц)

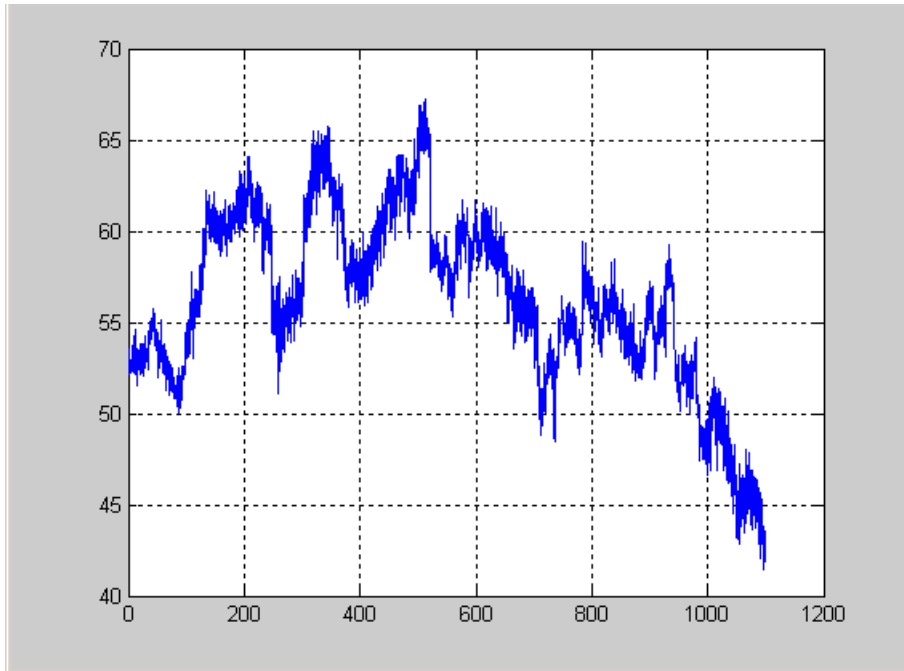


Рисунок 1.11 – Потужність (на 1 фазу, МВт)  
 ПЛ- 400 кВ Мукачеве – Шайосегед ( $t = 0..1200$  с)

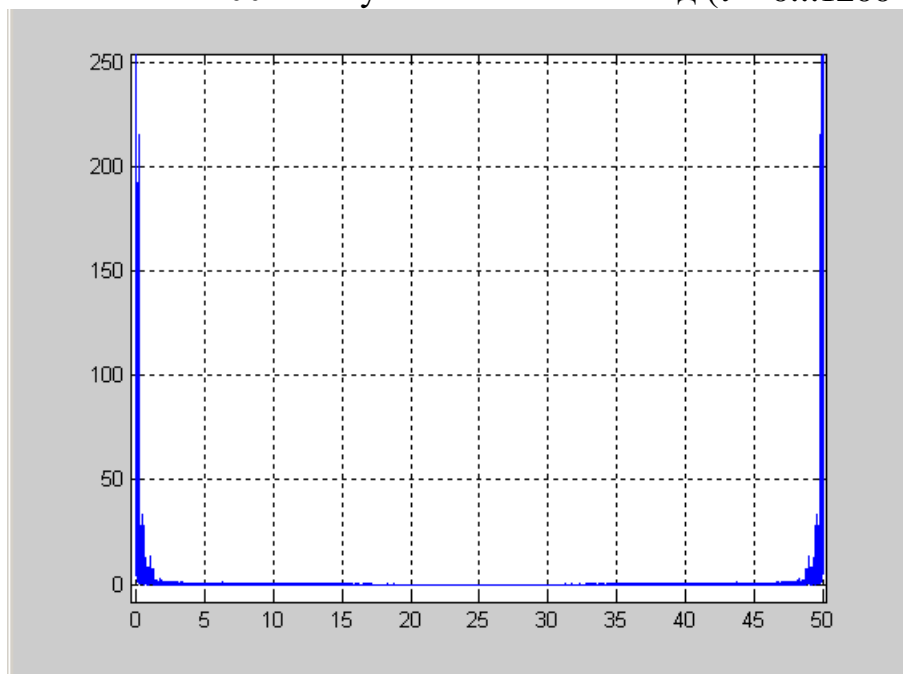


Рисунок 1.12 – Спектр для потужності  
 ПЛ- 400 кВ Мукачеве – Шайосегед ( $f = 0..50$  Гц)

Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

ДП 2022 141

Лист

44

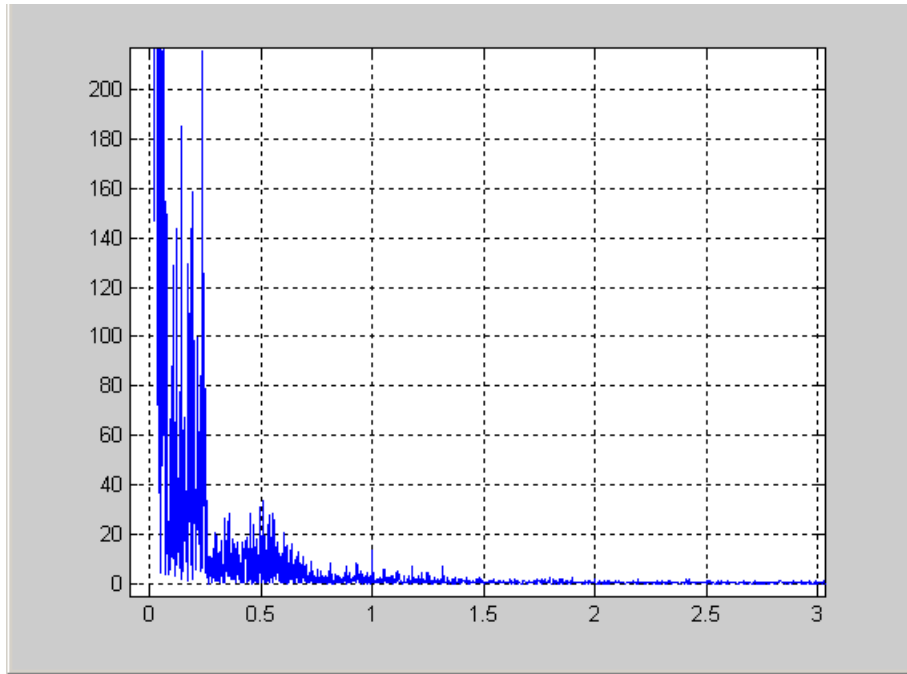


Рисунок 1.13 – Спектр для потужності  
ПЛ- 400 кВ Мукачеве – Шайосегед ( $f = 0...3$ Гц)

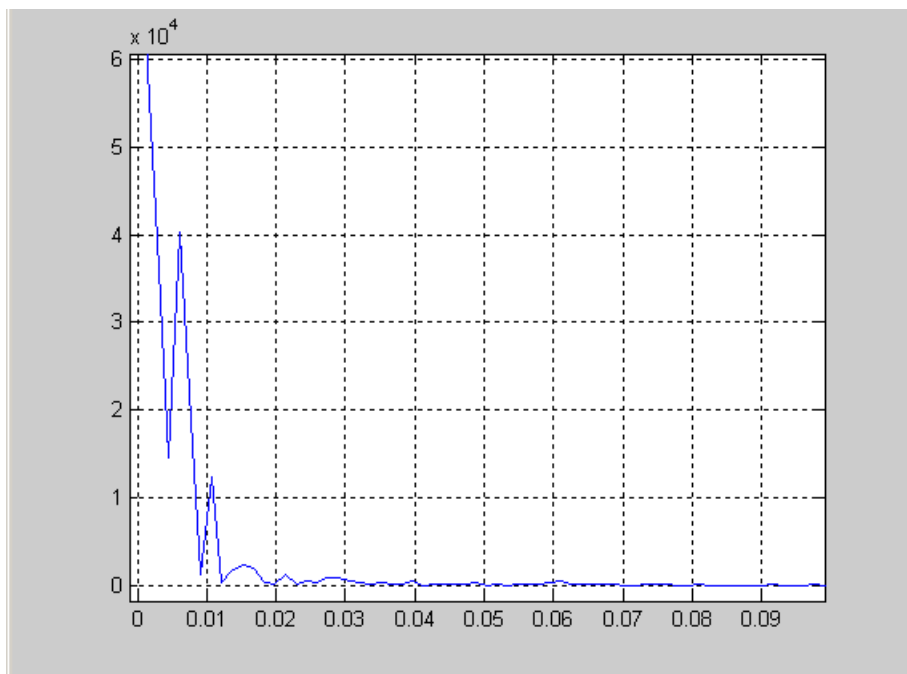


Рисунок 1.14 – Спектр для потужності  
ПЛ- 400 кВ Мукачеве – Шайосегед ( $f = 0...0,1$ Гц)

Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

ДП 2022 141

Лист

45

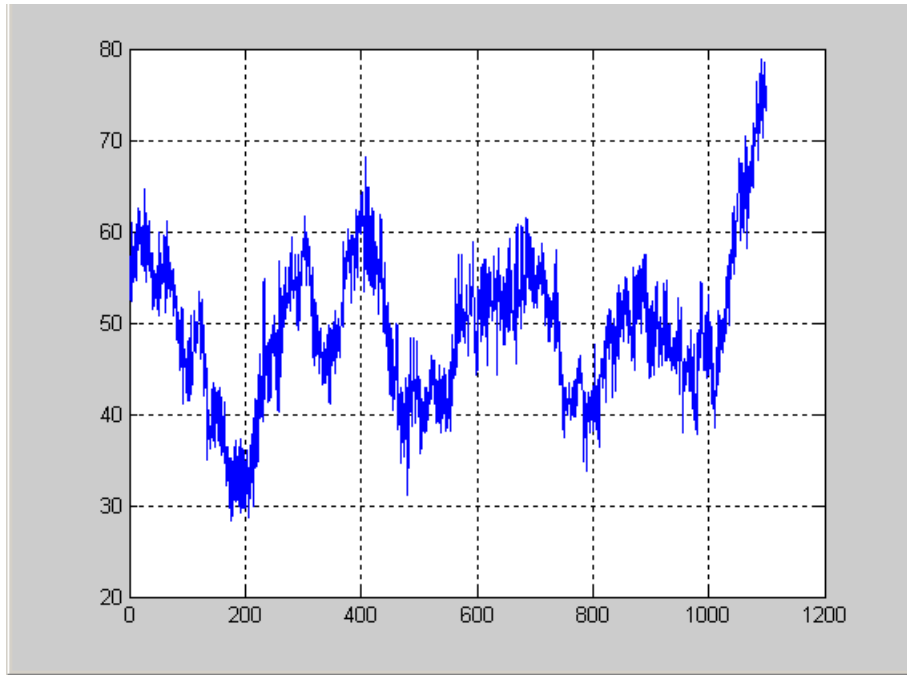


Рисунок 1.15 – Потужність (на 1 фазу, МВт)  
ПЛ- 400 кВ Мукачеве – Рошіорь ( $t = 0...1200$  с)

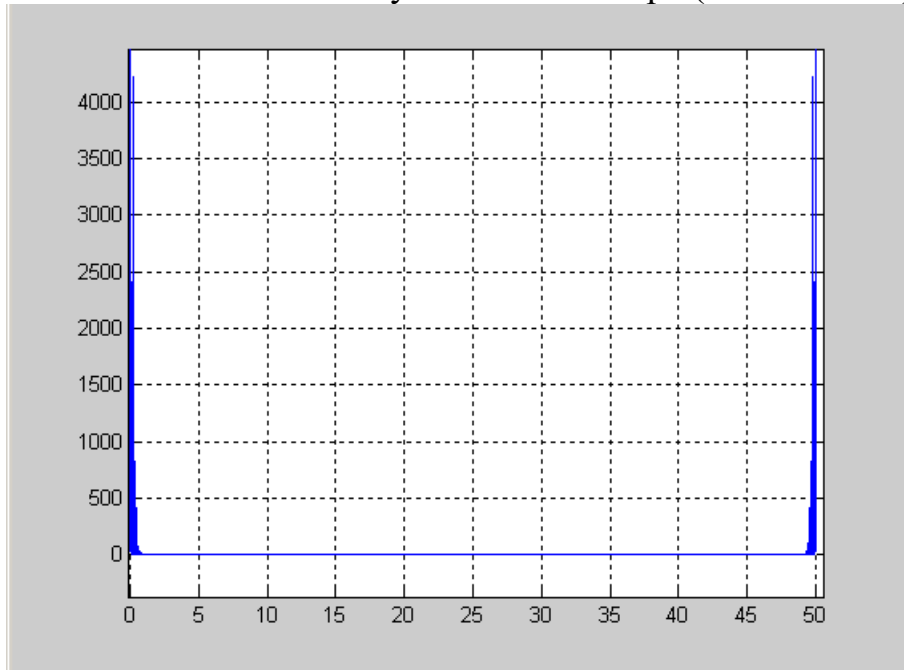


Рисунок 1.16 – Спектр для потужності  
ПЛ- 400 кВ Мукачеве – Рошіорь ( $f = 0...50$  Гц)

Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

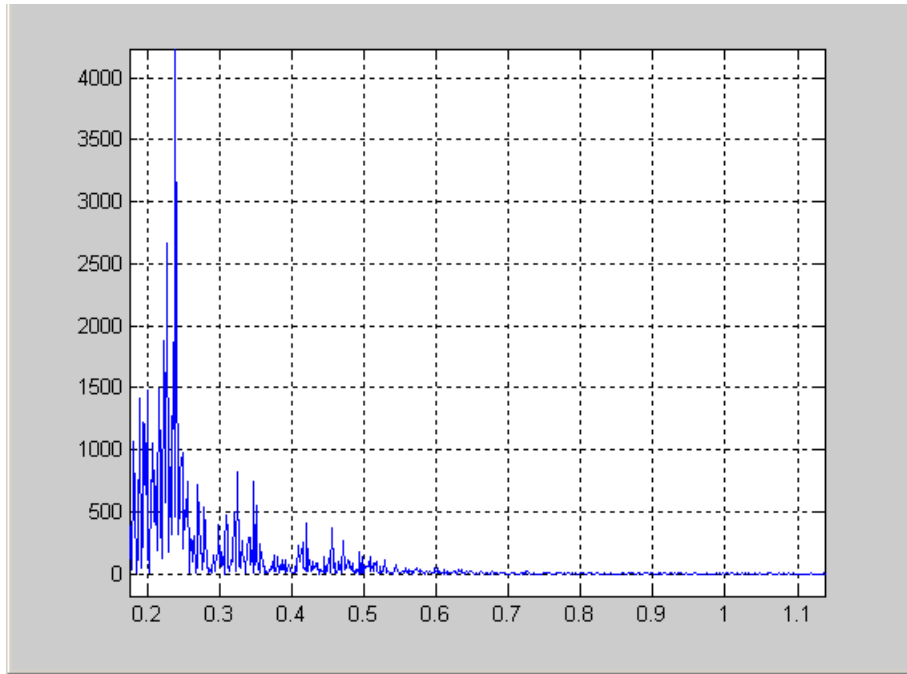


Рисунок 1.17 – Спектр для потужності  
ПЛ- 400 кВ Мукачеве – Рошіорь ( $f = 0...1,1$  Гц)

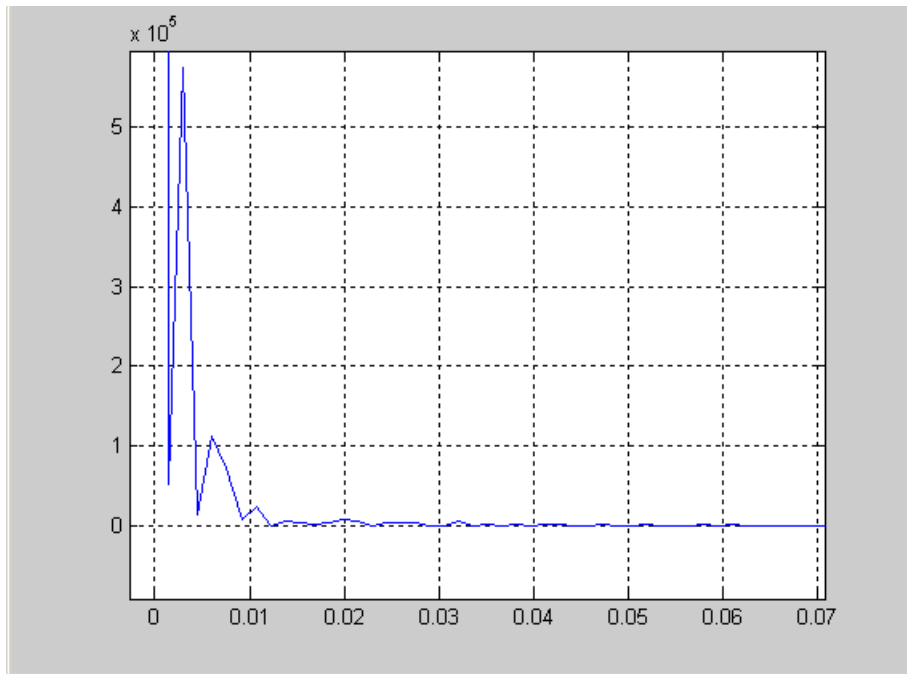


Рисунок 1.18 – Спектр для потужності  
ПЛ- 400 кВ Мукачеве – Рошіорь ( $f = 0...0,07$  Гц)

## 2.2 Методика визначення характеристик низькочастотних коливань міжсистемних перетоків потужності та алгоритм їх демпфірування за допомогою НПН

Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата



кусово-поліноміальної апроксимації є такі:

1. Кожен відрізок кривої, яка апроксимується, може бути представлений поліномами різних ступенів (від першої до четвертої).
2. Відрізки, що апроксимуються, плавно сполучаються між собою.

Розглянемо більш детально результат розв’язання вищенаведених задач з прикладами обробки інформації про перетоки активної потужності по магістральній ЛЕП 750кВ (Західно-Українська – Вінниця) та міжсистемної ЛЕП 400кВ (Мукачєво – Капушани). Всі виміри (по 55000 значень по кожному об’єкту з дискретністю 0,2 с) було отримано за допомогою інформаційно-діагностичного комплексу “Регіна”.

На рис. 1.19 і рис. 1.20 наведено фрагменти виборок вимірних та апроксимованих значень перетоків потужності на міжсистемній ЛЕП 400кВ Мукачєво – Капушани та магістральній ЛЕП 750кВ відповідно.

Стабілізації перетоків потужності та демпфірування нерегулярних низькочастотних коливань по міжсистемним ЛЕП за допомогою НПН можуть бути реалізовані з використанням субоптимального двохчастотного фільтру Калмана [10]. У даний час графіки міжсистемних перетоків задаються досить грубо – постійними інтервалами в кілька годин, вимоги до точності витримування графіків також невисокі. У запропонованому алгоритмі передбачено завдання графіку з суттєво меншою дискретністю (від 1 до 10 хвилин) та суворе його видержування.

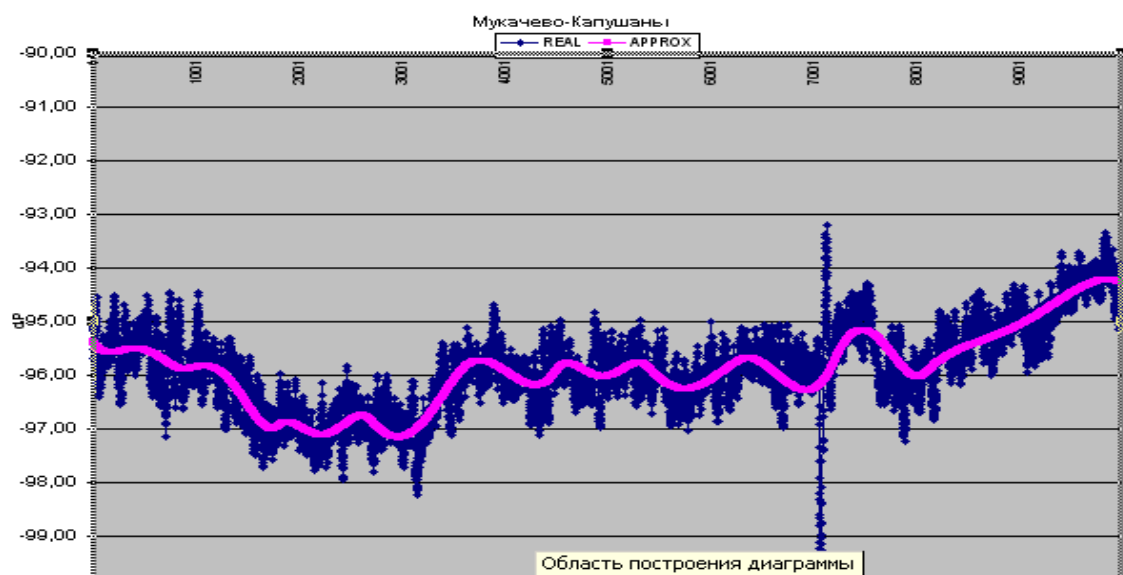


Рисунок 1.19 – Виборки вимірних та апроксимованих значень перетоків потужності на міжсистемній ЛЕП 400кВ Мукачєво – Капушани





накопичування енергії у НППН  $W$ .

Таким чином, використання НППН максимальної енергоємності 50 МДж дозволяє збільшити потужність, яка видається з АЕС по лінії 750 кВ, більш ніж на 100 МВт.

Таблиця 1.1

$T$ [с]	$I_d$ [А]	$W$ [в.о]	$P_n$ [МВт]	$U_d$ [кВ]	$U$ [кВ]
0.10	5.191456	0.242561	111.530525	21.483479	402.32
0.12	5.676624	0.290017	123.935303	21.832573	408.86
0.14	6.147459	0.340121	130.249542	21.187542	396.78
0.16	6.615032	0.393828	139.185623	21.040808	394.03
0.18	7.081306	0.451304	148.582397	20.982344	392.93
0.20	7.908204	0.562857	294.267548	37.210411	696.83
0.22	8.723988	0.684972	320.259796	36.710255	687.47
0.24	9.566654	0.823688	362.767487	37.919998	710.12
0.26	10.411860	0.975662	396.007538	38.034275	712.26
0.28	11.256080	0.975662	427.617126	37.989880	711.43

$$W_{\max} = 50.00 \text{ МДж } U_{d\max} = 40.00 \text{ кВ } I_{d\max} = 10.540926$$

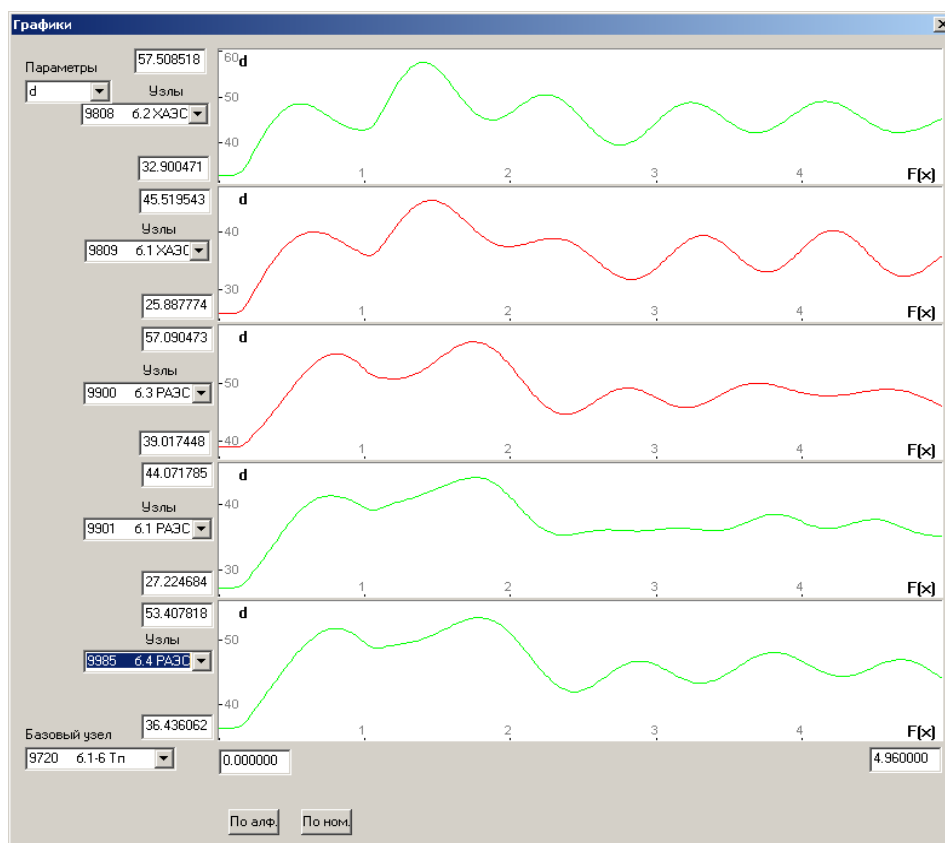


Рисунок 1.21 – Кути  $\delta$  (град) генераторів ХАЕС і РАЕС відносно Трипільської ТЕС ( $t=0\dots 5$ с), однофазне КЗ з неуспішним ОАПВ (обважений режим у нормальній схемі)

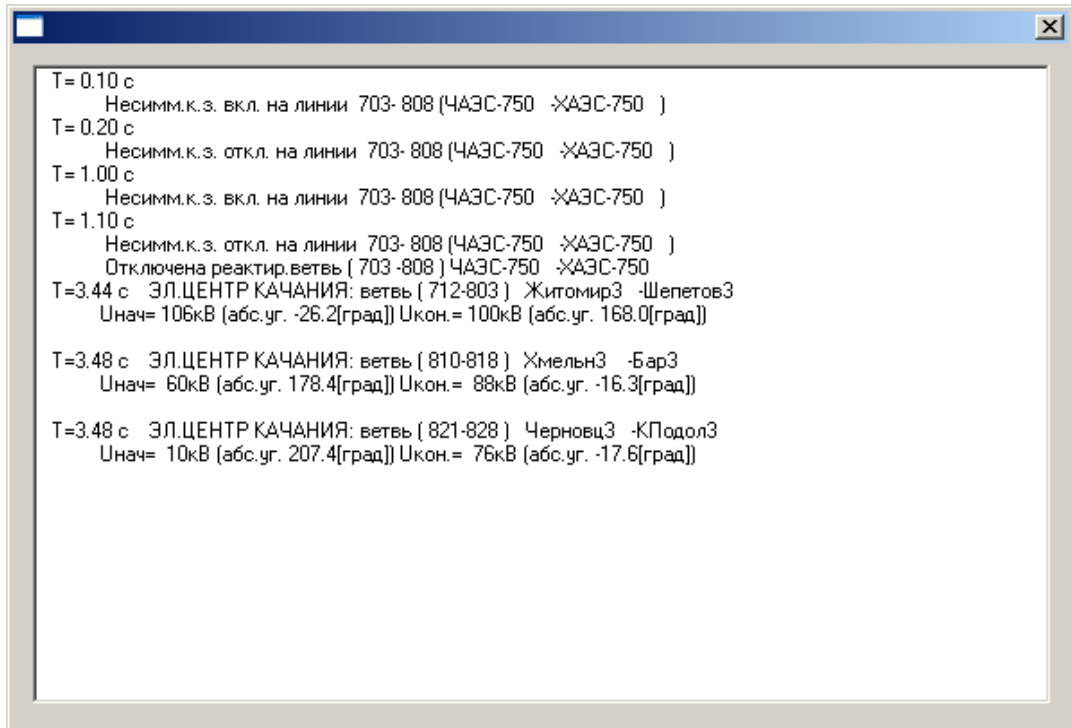


Рисунок 1.22 – Протокол збурення та виникнення електричного центру коливань (ремонтний режим, потужність РАЕС знижена на 200 МВт)

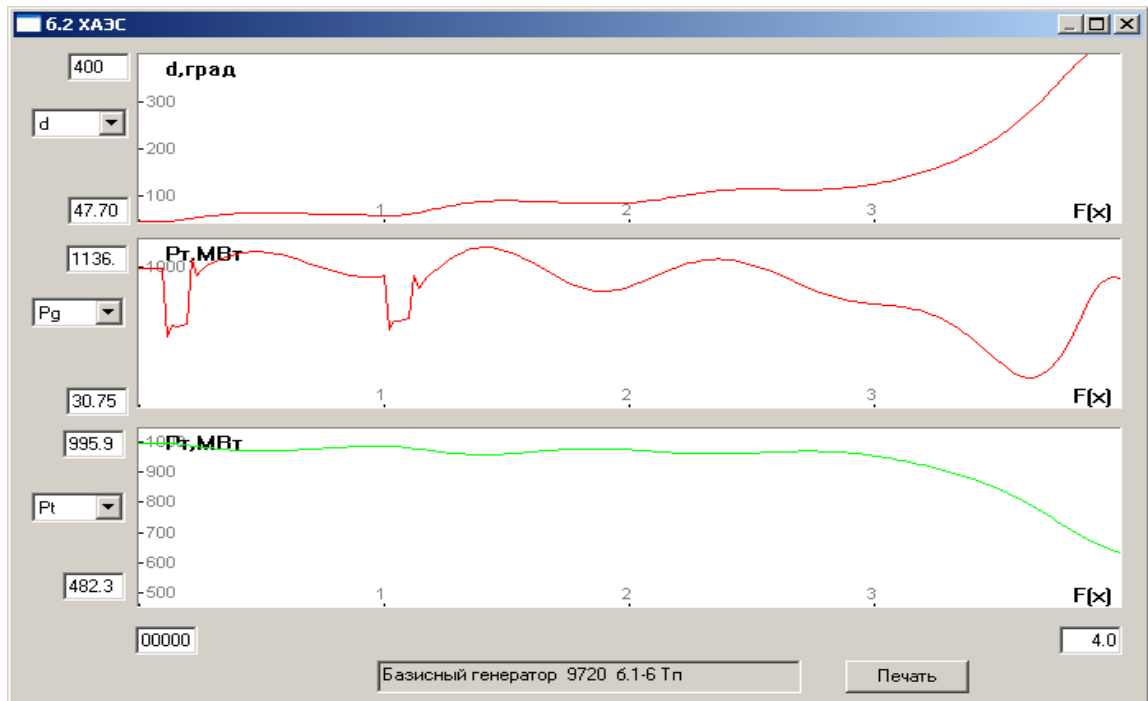


Рисунок 1.23 – Кут  $\delta$  (град), потужність генератора  $P_T$ (МВт) та турбіни  $P_T$ (МВт) ХАЕС відносно ТпТЕС (ремонтний режим, потужність РАЕС знижено на 200 МВт)

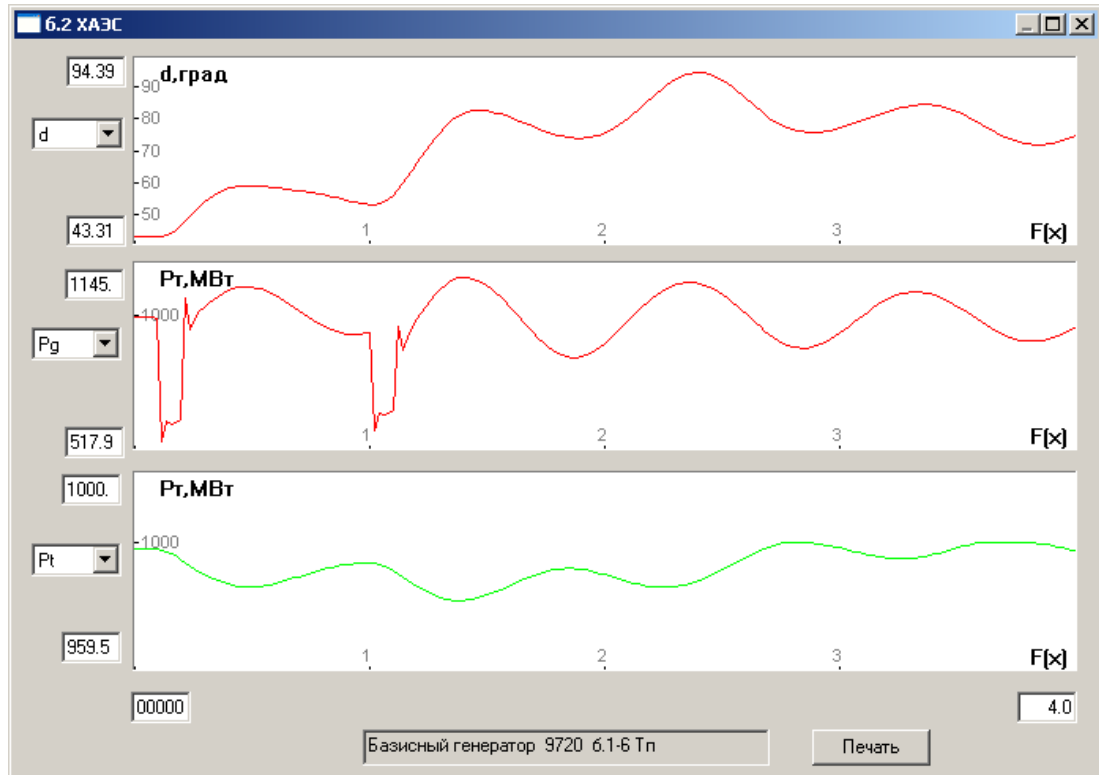


Рисунок 1.24 – Кут  $\delta$  (град), потужність генератора  $P_T$ (МВт) та турбіни  $P_T$ (МВт) ХАЕС відносно ТпТЕС (ремонтний режим, потужність РАЕС знижено на 300 МВт)

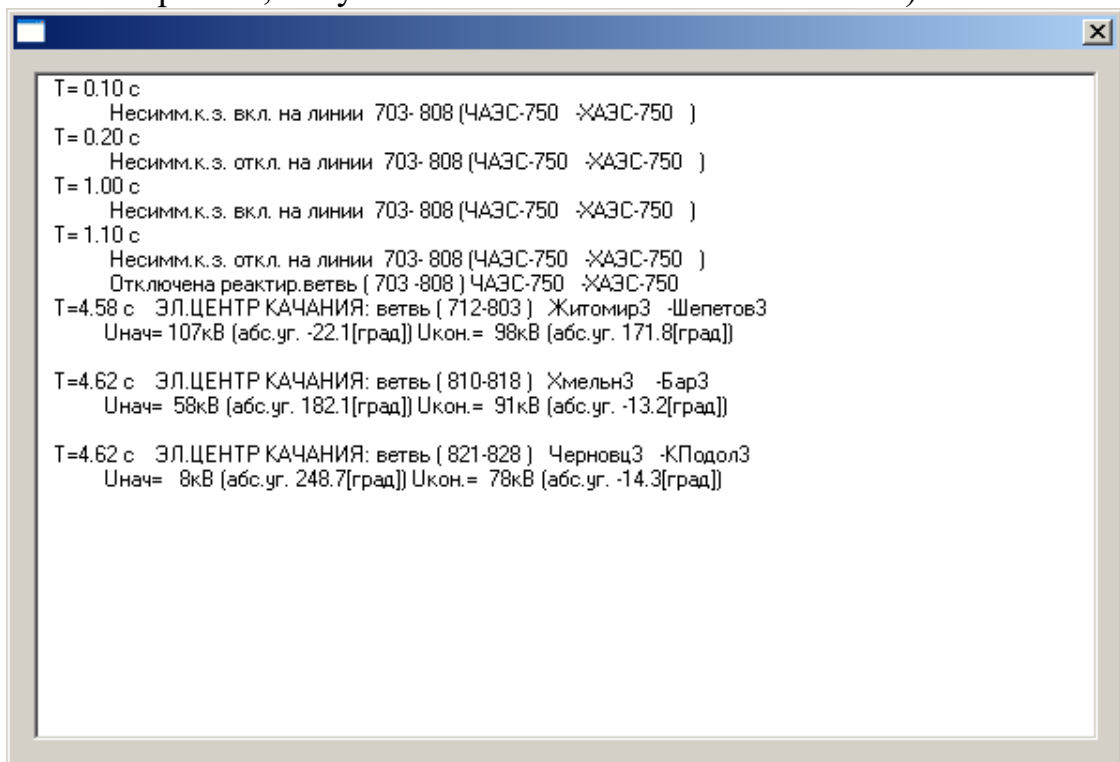


Рисунок 1.25 – Протокол збурення та виникнення електричного центру коливань (ремонтний режим, потужність РАЕС знижено на 250 МВт), НППН відсутній

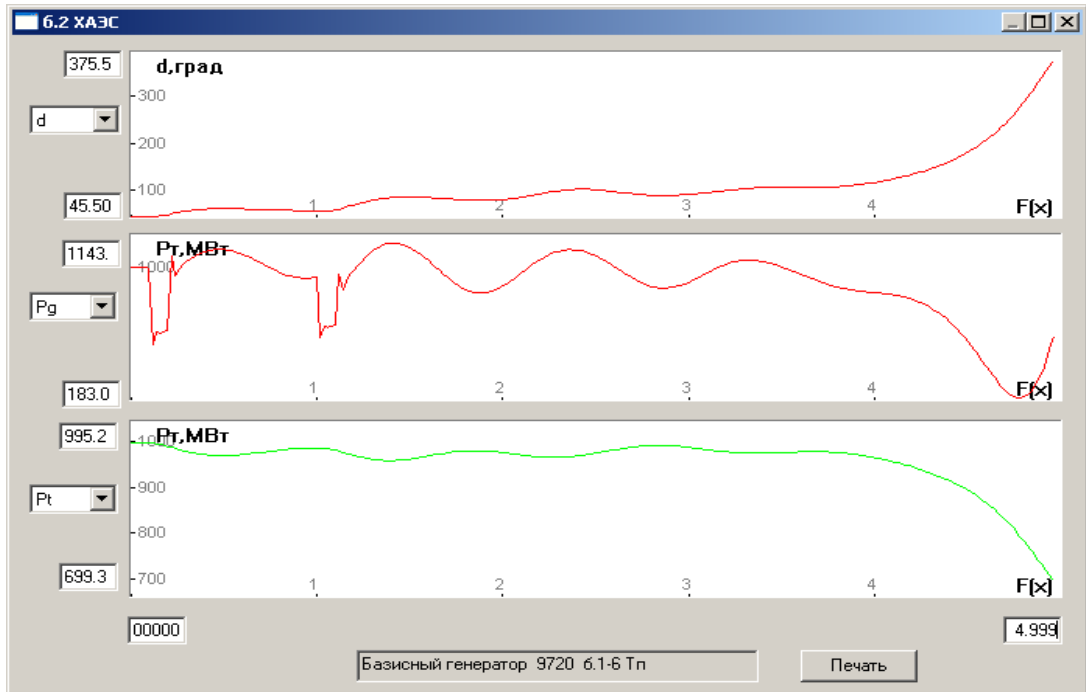


Рисунок 1.26 – Кут  $\delta$  (град), потужність генератора  $P_G$ (МВт) та турбіни  $P_T$ (МВт) ХАЕС відносно ТпТЕС (ремонтний режим, потужність РАЕС знижено на 250 МВт), НПН відсутній

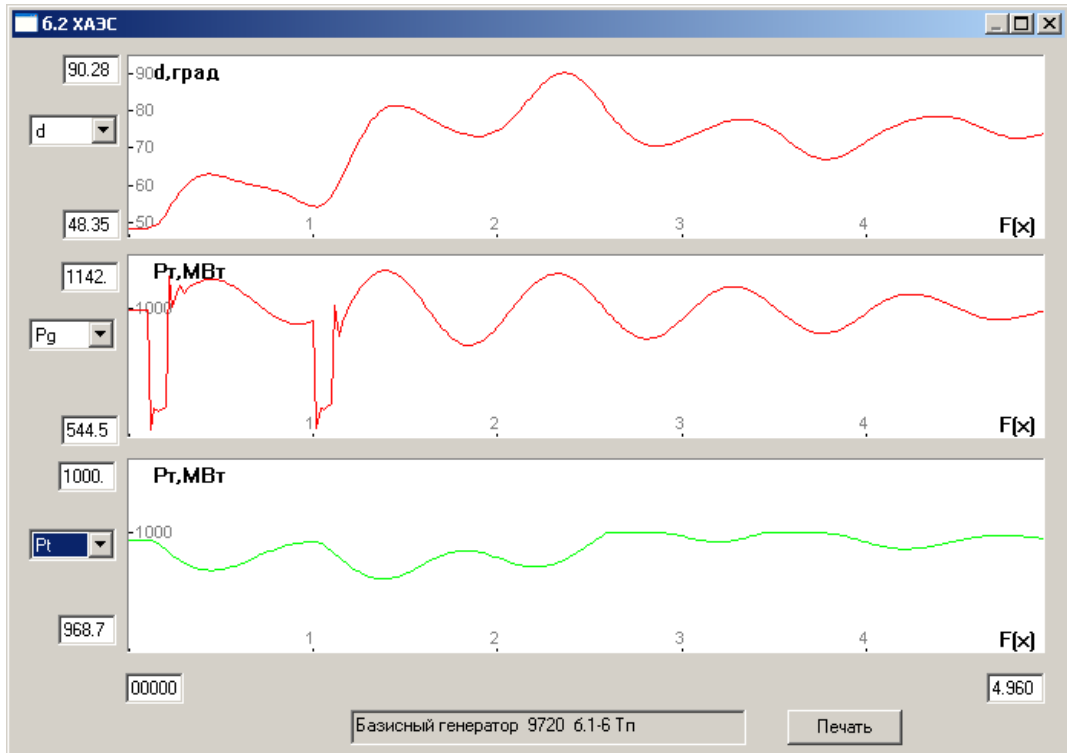


Рисунок 1.27 – Кут  $\delta$  (град), потужність генератора  $P_G$ (МВт) та турбіни  $P_T$ (МВт) ХАЕС відносно ТпТЕС (ремонтний режим, потужність РАЕС знижено на 150 МВт), НПН з  $W_{\max}=50$  МДж

## 2.4 Приклад застосування НПН для забезпечення виділення електростанції на обмежений район навантаження

Важливим заходом забезпечення живучості енергетичних об'єднань, тобто їхньої здатності в екстремальних умовах зберегти мінімальний рівень функціонування та досить швидко відновити його у повному обсязі, є виділення електростанцій для забезпечення власних потреб і певного регіону навантаження навколо станції. Проблемою тут є необхідність забезпечити приблизний баланс генерації та навантаження у районі, який відокремлюється. Зауважимо, що однаково небезпечним є як дефіцит, так і надлишок потужності у районі, які можуть призвести до недопустимих – низьких або високих – значень частоти.

Досить типовою для важких аварій є ситуація, коли внаслідок втрати значних генеруючих потужностей максимально збільшується генерація на тих станціях, які залишаються у роботі, суттєво перебільшуючи навантаження району з власними потребами станції, який запланований для автоматичного виділення у випадку зниження частоти у системі нижче певного критичного рівня. Але після виділення району із значним надлишком потужності частота у районі швидко зростає і регулятори частоти обертання турбогенераторів не встигають зменшити потужність турбін, частота обертання (і частота електричного струму) зростає і агрегат аварійно вимикається автоматами безпеки. Саме за таким сценарієм розвивалися події під час аварії на півдні України у 2000 р., спричиненою надзвичайною ожеледдю, коли в умовах аварійного вимикання багатьох повітряних ліній і втрати енергоблоків Південно-Українська АЕС та Ладжинська ТЕС, які виділялися на обмежений район навантаження, не змогли збалансувати генерацію і навантаження і були погашені.

Розглянемо таку ситуацію на гіпотетичному прикладі Ладжинської ТЕС. Нехай на Лад. ТЕС (вузол 9822 у розрахунковій схемі ОЕС України) у роботі два енергоблоки потужністю 300 МВт кожний, які працюють на шини 330 кВ станції і несуть разом  $P_T=576$  МВт. Загальна потужність навантаження в районі навколо станції така, що в ситуації, коли після численних аварійних вимикань зв'язок станції з системою здійснюється по трьох лініях 330 кВ: Лад. ТЕС – Дністровська ГЕС, Лад. ТЕС – Котовськ та Вінниця - Козятин, по

										Лист
										57
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата						

яких видається потужність близько 300 МВт. Виділення станції на місцевий район навантаження, здійснюване аварійним вимиканням цих ліній, призводить до великого надлишку потужності у районі (на генераторах – 328 МВт) і стрімкого зростання частоти, яке показано на рис. 1.28. З рисунку видно, що у цьому випадку частота зростає вище 55 Гц, що недопустимо і викликає спрацювання автоматів безпеки і зупинку турбоагрегатів. Для запобігання такого розвитку аварійної ситуації можна використати НПІН, який за певних умов по частоті  $f$  і можливо її похідної  $df/dt$  вмикається на зарядку, створюючи додаткове навантаження генератора і відповідно зменшуючи надлишок потужності, який викликає зростання частоти. Якщо увімкнути накопичувач у  $t=1.4$  с і з оптимальною швидкістю забезпечувати його заряд, як показано на рис. 1.29, з одночасним зменшенням потужності турбіни  $P_T$  дією автоматичного регулятора частоти обертання, то можна обмежити зростання частоти гранично допустимим значенням 55,0 Гц (рис. 1.30). У даному випадку використовувався НПІН з максимальною енергоємністю 300 МДж та початковим зарядом  $W_0=7$  МДж.

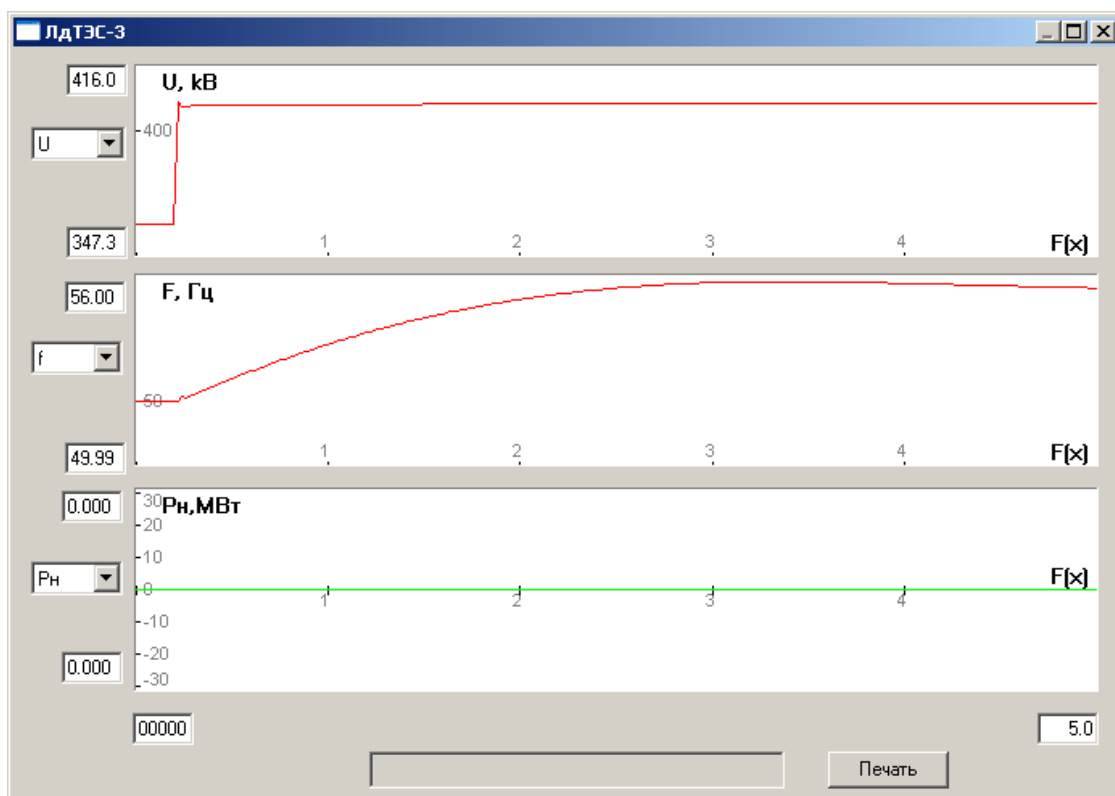


Рисунок 1.28 – Напруга  $U$ (кВ) та частота  $f$ (Гц) на шинах 330 кВ Лад.ТЕС

при аварійному виділенні на місцевий район навантаження

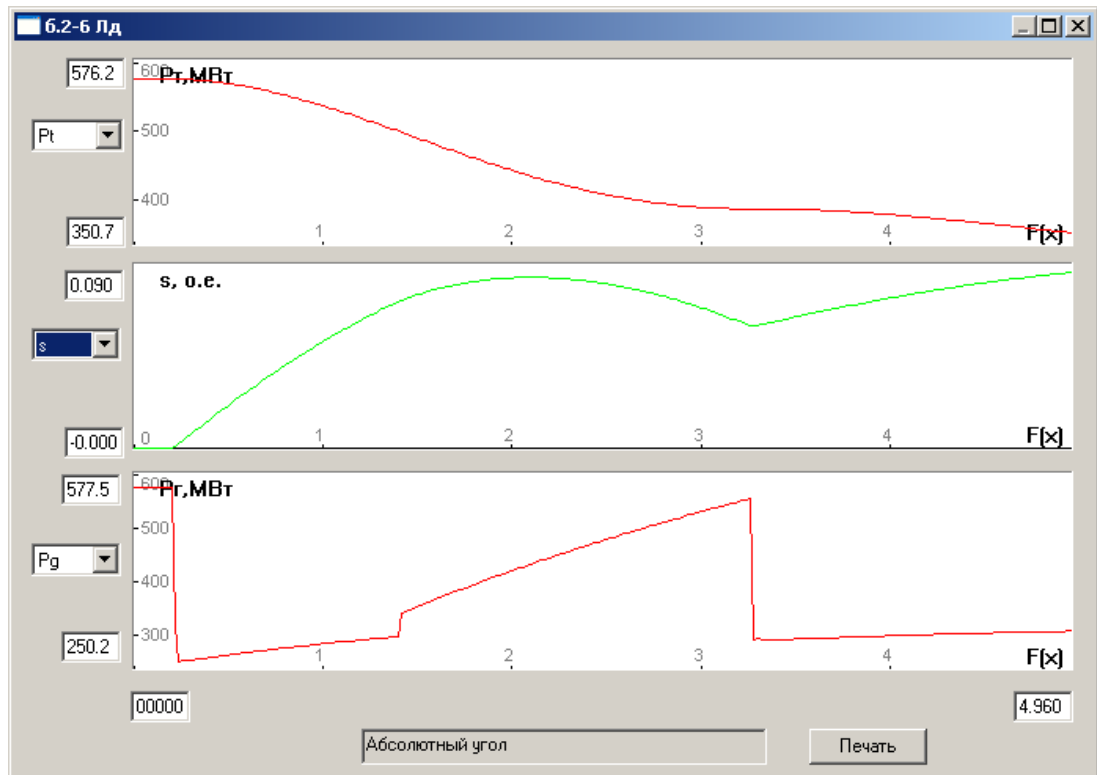
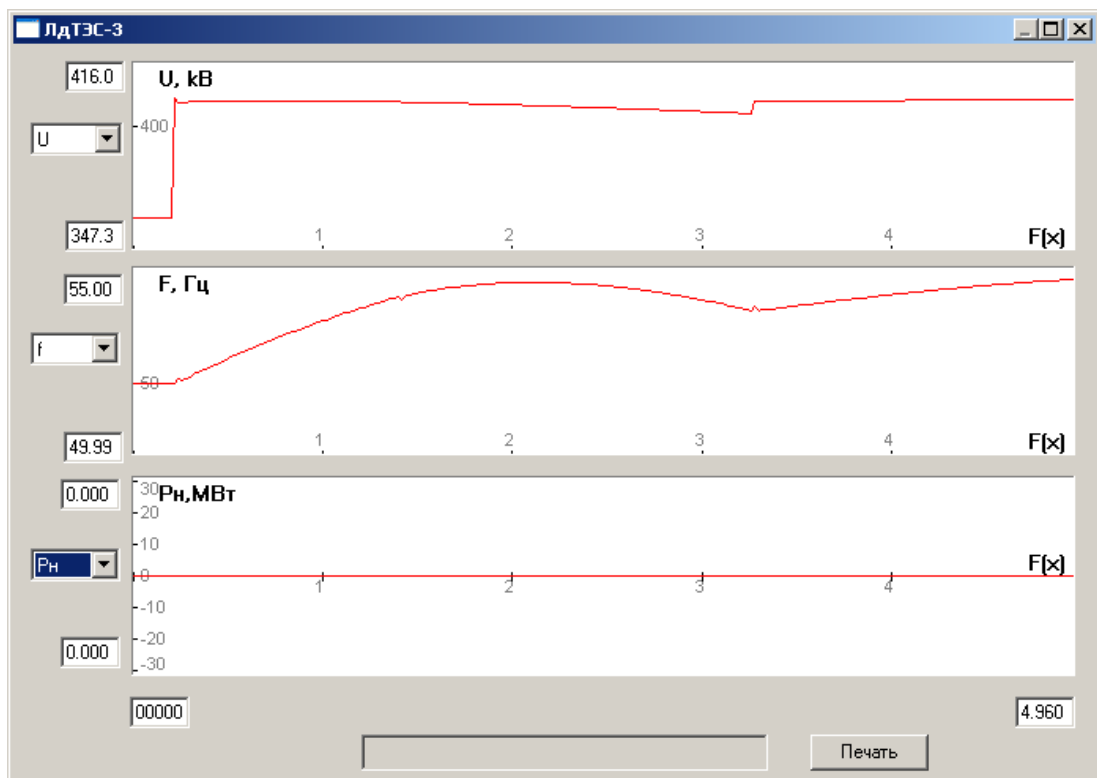


Рисунок 1.29 – Потужність турбіни  $P_t$ (МВт), ковзання  $s$ (в.о.) та потужність генератора  $P_g$ (МВт) на Лад.ТЕС (аварійне виділення), НПІН з  $W_{max}=300$  МДж,  $W_o=7$  МДж



Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

Рисунок 1.30 – Напруга  $U$ (кВ) та частота  $f$ (Гц) на шинах 330 кВ Лад.ТЕС (аварійне виділення), НППН з  $W_{\max}=300$  МДж,  $W_0=7$  МДж

## 2.5. Енергоємність індуктивних накопичувачів для використання в електроенергетичних системах

Проведені дослідження використання НППН в трьох наступних областях електроенергетики: демпфірування випадкових коливань потужностей по лінії електропередачі (ЛЕП); підвищення динамічної стійкості ЕЕС; забезпечення живучості енергетичних об'єднань при виділенні електростанцій на обмежений район навантаження – дозволяють зробити оцінку енергоємності накопичувачів, здатних забезпечити виконання відповідних функцій.

Нижче в табл. 1.2 наведено значення діапазону енергоємностей накопичувачів в залежності від галузі їх використання.

Таблиця 1.2

Демпфірування випадкових коливань потужності $W$ , МДж	Забезпечення динамічної стійкості ЕЕС $W$ , МДж	Забезпечення живучості енергетичних об'єднань
200 ÷ 1000	50 ÷ 150	300 ÷ 1000
(3000 ÷ 4500) [6]	(250) [11]	

Необхідно відзначити, що наведені оцінки стосуються обмеженої кількості об'єктів, для яких було досліджено режими роботи. Тому вказаний діапазон значень енергоємностей може розширятися. В цьому відношенні в дужках показано максимальні значення із літературних джерел для близьких цілей використання.

Наприкінці зазначимо, що як видно з табл. 1.2, за енергоємністю один і той же накопичувач може бути призначений для декількох функцій. Наприклад, накопичувач, призначений для демпфірування коливань потужності (і тому постійно працюючий), може при необхідності

забезпечити динамічну стійкість ЕЕС.

### Розділ 3. ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА

**Тема** – «Моделювання електроенергетичних об’єктів та систем в ОЕС України».

**Завдання** – проектування системи електропостачання цеху дерев’яних конструкцій.

Позиція	Обладнання	Кількість	Потужність, кВт
1,2	Шліфувальний верстат	2	23
3	Свердлильний верстат	1	8
	4 Сушильна шафа	1	36
	5 Флуоресцентний	2	19
Зм.	Арк.	5.5 докум.	Флуоресцентний
Розроб.	Ільєнко М.С.		
Перевір.	Юнесєва Н.Т.		
Реценз.			
Н. Контр.			
Затверд.	Балюта С.М.		

ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА		Літ	Арк	Аркушів
			61	32
		ННІТІ ім.акад. І.С Гулого ЕЛ – 4 – 11ск		

	верстат		
7,8	Циркуляційна пила	2	22
9,10	Прес	2	16
11,12	Токарний верстат	2	14
13	Полірувальний верстат	1	22
14	Фрезерувальний верстат	1	10
15	Клеєварка	1	11

16	Зварювальний трансформатор	1	44
17,18	Точильний верстат	2	8
19	Вентилятор	1	12
20	Кран - балка	1	17

Табл.1 Дані електроспоживачів цеху

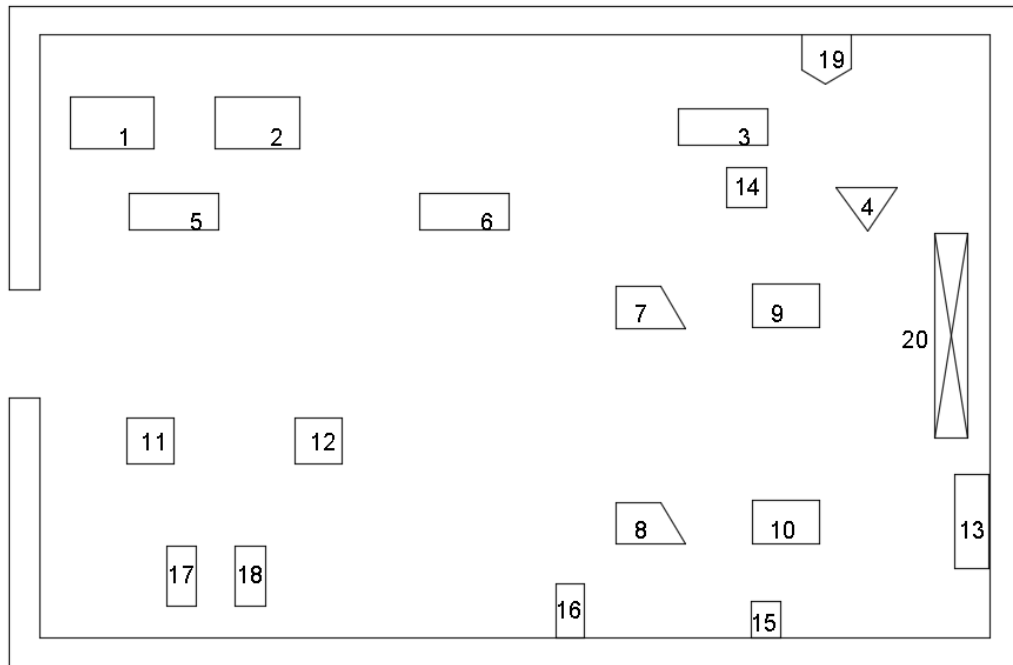


Рис.1 Генплан цеху дерев'яних конструкцій

Табл.2 Технічні вимоги до електроприймачів

Матеріал низьковольтного провідника	Al
Категорійність електроспоживачів	3

Розміри цеху : А x B x h = 85 м x 54 м x 7,5 м .

### 3.1. Розрахунок навантаження цеху дерев'яних конструкцій

Табл.3.1.1 Електричні дані електроприймачів

№	n ,шт	$P_{вст.}$ , кВт	$K_B$	$\cos\varphi / \text{tg}\varphi$
1,2	2	23	0,17	$\frac{0,65}{1,17}$
3	1	8	0,17	$\frac{0,65}{1,17}$

4	1	36	0,75	$\frac{0,95}{0,33}$
5,6	2	19	0,17	$\frac{0,65}{1,17}$
7,8	2	22	0,17	$\frac{0,65}{1,17}$
9,10	2	16	0,17	$\frac{0,65}{1,17}$
11,12	2	14	0,17	$\frac{0,65}{1,17}$
13	1	22	0,17	$\frac{0,65}{1,17}$
14	1	10	0,17	$\frac{0,65}{1,17}$
15	1	11	0,65	$\frac{0,8}{0,75}$
16	1	44	0,25	$\frac{0,35}{2,67}$
17,18	2	8	0,17	$\frac{0,65}{1,17}$
19	1	12	0,6	$\frac{0,8}{0,75}$
20	1	17	0,1	$\frac{0,5}{1,73}$

Кількість електроприймачів цеху дерев'яних конструкцій – 20. Згідно з їхніми коефіцієнтами використання, вони всі відносяться до електроприймачів зі змінним графіком навантаження. Всі вищенаведені електроприймачі становлять силове навантаження цеху. Для електроприймача «Шліфувальний верстат» будемо демонструвати розрахунки.

Номінальна активна потужність «Шліфувальний верстат»:

$$P_{\text{ном.ш.в.}} = n * P_{\text{вст.ш.в.}} = 2 * 23 = 46 \text{ кВт.}$$

Сумарна номінальна активна потужність:

$$P_{\text{ном.з.}} = \sum P_{\text{ном.і.}} = 364 \text{ кВт.}$$

Середня активна потужність «Шліфувальний верстат»:

					ДП 2022 141	Лист
						63
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		



Розрахунковий струм:

$$I_{р.сил.} = \frac{S_{р.з.}}{\sqrt{3} * U_{н.}} = \frac{188,78}{\sqrt{3} * 0,4} = 272,48 \text{ А.}$$

Величина пікового струму цеху дерев'яних конструкцій:

$$I_{пik.} = i_{пуск}^{ДВ} + (I_{р.сил.} - K_B * I_{н.}^{ДВ}).$$

Найпотужніший двигун цеху – шліфувальний верстат потужністю 23 кВт.

Номінальний струм шліфувального верстату:

$$I_{н.}^{ДВ} = \frac{P_{н.}^{ДВ}}{\sqrt{3} * U_{н.м.} * \cos\varphi * \eta_{дв.}} = \frac{23}{\sqrt{3} * 0,4 * 0,65 * 0,8} = 63,84 \text{ А.}$$

Пусковий струм:

$$i_{пуск}^{ДВ} = K_{пуск} * I_{н.}^{ДВ} = 5 * 63,84 = 319,2 \text{ А,}$$

де  $K_{пуск}$  – кратність пускового струму АД.

Піковий струм:

$$I_{пik.} = i_{пуск}^{ДВ} + (I_{р.сил.} - K_B * I_{н.}^{ДВ}) = 319,2 + (272,48 - 0,17 * 63,84) = 580,83 \text{ А.}$$

Для розрахунку освітлення у виробничих приміщеннях, оберемо питому активну потужність освітлення з діапазону:

$$P_{пит} = 10 \dots 15 \text{ Вт/м}^2.$$

Визначимо площу цеху:

$$S = a * b = 85 * 54 = 4 590 \text{ м}^2.$$

Активна потужність освітлення цеху дерев'яних конструкцій:

$$P_{ос.} = P_{пит} * S = 15 * 4 590 = 68 850 \text{ Вт} = 68,85 \text{ кВт.}$$

Реактивна потужність освітлення цеху дерев'яних конструкцій:

$$Q_{ос.} = P_{ос.} * \text{tg}\varphi = 68,85 * 0,246 = 16,94 \text{ квар,}$$

де,  $\cos\varphi = 0,97$  – для світлодіодного світла,  $\text{tg}\varphi = \arccos(0,97) = 0,246$

Потужність освітлення цеху дерев'яних конструкцій:

					ДП 2022 141	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		66

$$S_{oc.} = \sqrt{P_{oc.}^2 + Q_{oc.}^2} = \sqrt{68,85^2 + 16,94^2} = 70,9 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Струм освітлення цеху дерев'яних конструкцій:

$$I_{oc.} = \frac{S_{oc.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{70,9}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 102,34 \text{ А}.$$

Загальна споживана потужність споживачами напругою до 1000 В цеху дерев'яних виробів:

$$S_{роз.} = S_{сил.} + S_{oc.} = 188,78 + 70,9 = 259,68 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Загальний струм споживачів напругою до 1000 В цеху дерев'яних виробів:

$$I_{роз.} = \frac{S_{роз.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{259,68}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 374,82 \text{ А}.$$

### 3.2. Компенсація реактивної потужності

Компенсація реактивної потужності, або підвищення коефіцієнта потужності електроустановок промислових підприємств, має велике народногосподарське значення і є частиною загальної проблеми підвищення ККД роботи систем електропостачання й поліпшення якості електроенергії, що відпускає споживачеві. Підвищення коефіцієнта потужності на 0,01 у масштабі країни дає можливість додаткової корисної відпустки електроенергії в 500 млн. кВт·год у рік. Споживачі електроенергії, наприклад асинхронні двигуни, для нормальної роботи потребують як активної, так і реактивної потужностей, які виробляються, як правило, синхронними генераторами й передаються по системі електропостачання трифазного змінного струму від електростанції до споживачів.

Реактивна потужність, споживана промисловими підприємствами, розподіляється між окремими видами електроспоживачів у такий спосіб: 65- 70% доводиться на асинхронні двигуни, 20-25% - на трансформатори

									Лист
									67
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	ДП 2022 141				

й близько 10% - на повітряні електричні мережі й інші електроспоживачі (люмінесцентні лампи, реактори, індуктивні прилади й т.п.).

Збільшення споживання реактивної потужності електроустановкою викликає ріст струму в провідниках будь-якої ланки системи електропостачання й зниження величини коефіцієнта потужності електроустановки.

Підвищення коефіцієнта потужності електроустановки залежить від зниження споживання реактивної потужності. При зниженні споживання реактивної потужності  $Q$  до значення  $(Q - Q_k)$ , де  $Q_k$  — потужність пристрою, що компенсує, значення кута  $\varphi_1$  також зменшується до  $\varphi_2$ , а отже, коефіцієнт потужності збільшується із  $\cos\varphi_1$  електроспоживачі 1 до  $\cos\varphi_2$ .

Використання пристроїв, що компенсують реактивну потужність, трохи здорожує експлуатацію електричних установок. Крім того, у них створюються деякі додаткові втрати активної потужності  $\Delta P_k$ , які, однак, значно менше втрат активної потужності  $\Delta P$ .

Величина реактивної потужності, яку ми плануємо компенсувати складає:

$$Q_{ку} = Q_p = 140,94 \text{ квар.}$$

За величиною реактивної потужності яку ми плануємо компенсувати я обираю до встановлення регульовану конденсаторну установку УКМ 58-0,4-150-30УЗ.

Виконаємо виконання умови:

$$Q_{ку} \geq Q_p$$

$$Q_{ку} = 150 \text{ квар} > Q_p = 140,94 \text{ квар.}$$

Розрахуємо фактичний коефіцієнт потужності:

$$\cos\varphi = \frac{P_{роз}}{S_{роз}} = \frac{211,19}{\sqrt{211,19^2 + (140,94 - 150)^2}} = 0,99.$$

					ДП 2022 141	Лист
						68
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Конденсаторну установку будемо захищати автоматичним вимикачем. Розрахуємо номінальний струм конденсаторної установки:

$$I_{\text{КУ}} = \frac{Q_{\text{КУ}}}{\sqrt{3} * U_{\text{НОМ}}} = \frac{150}{\sqrt{3} * 0,4} = 216,5 \text{ А.}$$

Оберемо автоматичний вимикач:

$$I_{\text{НОМ.РОЗЧ}} = 250 \text{ А} > I_{\text{НОМ.КУ}} = 216,5 \text{ А};$$

$$I_{\text{НОМ.АВ}} = 400 \text{ А} > I_{\text{НОМ.РОЗЧ.}} = 250 \text{ А.}$$

Для захисту конденсаторної установки УКМ 58-0,4-150-30 УЗ від надструмів обираю до встановлення автоматичний вимикач ВА0436-34.

### 3.3. Вибір схеми внутрішнього електропостачання цеху

Внутрішню схему електропостачання обирають в залежності від того, як розміщені електроприймачі цеху, яка категорія надійності електропостачання цих електроприймачів, виходячи з геометричних і будівельних особливостей приміщення цеху та за техніко-економічного обґрунтування.

#### 3.3.1. Вибір типу та розміщення трансформаторної підстанції

Трансформаторні підстанції мають наступні варіанти розміщення:

- прибудовані;
- вбудовані;
- окремо встановлені;
- внутрішньоцеховими.

Згідно з генпланом не передбачається місця для розміщення підстанції в середині цеху (тобто, варіанти вбудованого і внутрішньоцехового розміщення відпадають). Тому, приймаю рішення виконувати цехову трансформаторну підстанції прибудованого розміщення.

					ДП 2022 141	Лист
						69
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Прибудовану ЦТП (цехову трансформаторну підстанцію) потрібно розміщувати біля найпотужніших електроприймачів або біля найбільшого скупчення електроприймачів (в залежності від техніко-економічної доцільності).

Виконання ЦТП прибудованого виконання дає перевагу в можливості вільного доступу до підстанції незалежно від того, працює цех чи ні.

### 3.3.2. Розрахунок кількості й потужності трансформаторів

Згідно із завданням на проєктування ми маємо 3-тю категорію надійності електропостачання цеху, а це означає, що живлення всього цеху потрібно здійснювати за допомогою одного силового трансформатора.

На підстанції будемо встановлювати масляний трансформатор типу ТМ, так як він дозволяється до встановлення в підстанціях прибудованого типу і має більш низьку вартість в порівнянні, наприклад, із трансформаторами сухими ТС.

Розрахувати потужність трансформатора будемо лише з врахуванням силової активної потужності (реактивну ми компенсуємо за допомогою УКМ 58-0,4-150-30 УЗ):

$$S_p \approx P_p = 211,19 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Потрібна потужність трансформатора:

$$S_{\text{тр.баж}} = \frac{S_p}{n_{\text{тр}} \cdot \beta_T} = \frac{211,19}{1 \cdot 0,9} = 234,66 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

За розрахованою потужністю обираємо трансформатор ТМ – 250/10.

Фактичний коефіцієнт завантаження:

$$\beta_{\text{т.ф.н.}} = \frac{S_p}{n_{\text{тр}} \cdot S_{\text{тр}}} = \frac{211,19}{1 \cdot 250} = 0,85,$$

що відповідає умові  $\beta_{\text{т.ф.н.}} \leq \beta_T \Rightarrow 0,85 < 0,9$ .

									Лист
									70
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата					

Табл.1.3.2.1 Технічні дані ТМ – 250 /10.

Тип	S <sub>тр.</sub> , кВ*А	U <sub>тр.</sub> , кВ		Втрати , кВт		U <sub>к.</sub> , %	I <sub>х.</sub> , %
		ВН	НН	P <sub>х</sub>	P <sub>к</sub>		
ТМ – 630/10	250	10	0,4	0,82	3,7	4,5	2,3

Реактивні втрати на х.х. ТМ – 250 /10:

$$\Delta Q_x = S_{тр.} * \frac{I_x}{100} = 250 * \frac{2,3}{100} = 5,75 \text{ квар};$$

Реактивні втрати на к.з. ТМ – 250 /10:

$$\Delta Q_k = S_{тр.} * \frac{U_k}{100} = 250 * \frac{4,5}{100} = 11,25 \text{ квар.}$$

Активні втрати на х.х. ТМ – 250 /10:

$$\Delta P_x' = \Delta P_x + k_e * \Delta Q_x = 0,82 + 0,05 * 5,75 = 1,1 \text{ кВт.}$$

Активні втрати на к.з. ТМ – 250 /10:

$$\Delta P_k' = \Delta P_k + k_e * \Delta Q_k = 3,7 + 0,05 * 11,25 = 4,26 \text{ кВт.}$$

### 3.3.3. Розрахунок кількості, типу та розташування розподільчих пристроїв

В цеху дерев'яних конструкцій, згідно з технологічним розміщенням електроприймачів і їхніми електричними характеристиками було прийнято рішення використовувати 3 силові пункти (СП) типу СПА 77. Дані силові пункти обладнані ввідними роз'єднувача на 250 А або на 400 А, обладнані автоматичними вимикачами на відхідних лініях.

Силові пункти прийнято розташовувати якомога ближче до групи електроприймачів, живлення якої вони здійснюють. Дані силові пункти встановлюються під внутрішніми стінами будівлі за для того, щоб не загроможувати проходи працюючому персоналу і транспорту, що переміщується по площі цеху.

										Лист
										71
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата						

### 3.3.4. Розрахунок трас та способів прокладання кабельних трас

За завданням на проєктування нам потрібно використовувати алюміній як матеріал струмопроводу.

Всі кабельні лінії від шин НН ТП до кожного СП, і від кожного СП до окремого електроприймача будуть виконуватися з прокладанням кабеля в землі в металевій водогазопровідній трубі.

Живлення буде здійснюватися за радіальною схемою, тобто, живлення кожного електроприймача буде виконуватися окремою кабельною лінією.

### 3.3.5. Вибір марки і перерізу проводів низьковольтних кабельних ліній

Враховуючи що всі електроприймачі цеху уявляють собою трифазне навантаження, тому, використання N провідника не має ніякого сенсу, так як струм по ньому не протікатиме (за симетричного трифазного навантаження). Виходячи з попередніх міркувань, приймаємо рішення використовувати 4-ри провідний кабель для живлення електроприймачів (L1, L2, L3, PE).

Алюмінієві струмопроводи обираємо за наступною формулою:

$$I_{\text{пр}} \geq \frac{k_3 * I_3}{K_{\text{прок}}},$$

де  $K_{\text{прок}}$  – коефіцієнт прокладання;

$k_3$  - кратність струму кабеля до струму апарата захисту (АЗ);

$I_3$  – струм розчеплювача АЗ.

Оберемо кабель для живлення електроприймача «Шліфувальний

					ДП 2022 141	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		72

верстат»:

$$I_{\text{пр}} \geq \frac{k_3 * I_3}{K_{\text{прок}}} = \frac{1,0 * 63}{1} = 63 \text{ А.}$$

Обираємо кабель АВВГнг-4х25 з  $I_{\text{доп}} = 65 \text{ А.}$

Розрахуємо потрібні розміри труби:

$$D \geq 1,35 * (d * n_{\text{пр}}),$$

$D$  – внутрішній діаметр труби, мм;

$d$  – зовнішній діаметр кабеля;

$n_{\text{пр}}$  – кількість кабелів.

$$D \geq 1,35 * (d * n_{\text{пр}}) = 1,35 * 20 * 1 = 27 \text{ мм.}$$

За попереднім розрахунком, приймаю рішення обрати водогазопровідну трубу з умовним діаметром проходу 32 мм.

Дані заносимо до таблиці 1.3.5.1.

Табл.1.3.5.1.

Початок траси	Кінець траси	$I_3, \text{А}$	$I_{\text{доп}}, \text{А}$	Тип КЛ Переріз і кількість жил $\text{мм}^2$	Діаметр труби, мм
НН ТП	СП №1	160	165	АВВГнг-4х95	50
НН ТП	СП №2	125	135	АВВГнг-4х70	40
НН ТП	СП №3	80	105	АВВГнг-4х50	40
СП №1	8	50	55	АВВГнг-4х16	25
СП №1	10	40	55	АВВГнг-4х16	25
СП №1	13	50	55	АВВГнг-4х16	25
СП №1	15	20	21	АВВГнг-4х4	15
СП №1	16	200	200	4хАВВГнг-1х95	50
СП №1	20	50	55	АВВГнг-4х16	25
СП №2	6	50	55	АВВГнг-4х16	25

					ДП 2022 141	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		70

СП №2	7	50	55	АВВГнг-4х16	25
СП №2	9	40	55	АВВГнг-4х16	25
СП №2	3	20	21	АВВГнг-4х4	15
СП №2	4	63	65	АВВГнг-4х25	32
СП №2	14	25	26	АВВГнг-4х6	15
СП №2	19	25	26	АВВГнг-4х6	15
СП №3	1	63	65	АВВГнг-4х25	32
СП №3	2	63	65	АВВГнг-4х25	32
СП №3	5	50	55	АВВГнг-4х16	25
СП №3	11	31,5	32	АВВГнг-4х8	20
СП №3	12	31,5	32	АВВГнг-4х8	20
СП №3	17	20	21	АВВГнг-4х4	15
СП №3	18	20	21	АВВГнг-4х4	15

Розрахуємо втрату напруги від шин НН ТП до кожного СП та від кожного СП до найвіддаленішого електроприймача групи за наступною формулою:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot l \cdot (\cos \varphi \cdot r_0 + \sin \varphi \cdot x_0), \text{ В};$$

у відсотках:

$$\Delta U\% = \frac{\Delta U}{U_{\text{мережі}}} * 100\%.$$

Табл.1.3.5.2

Початок траси	Кінець траси	Довжина траси, м	$\frac{\Delta U, \text{ В}}{\Delta U, \%}$
НН ТП	СП №1	82	$\frac{5,1}{1,28}$
НН ТП	СП №2	26	$\frac{1,87}{0,47}$
НН ТП	СП №3	75	$\frac{4,26}{1,07}$
СП №1	20	43,5	$\frac{3,91}{0,98}$



### 3.4.1. Розрахунок струмів короткого замикання у низьковольтній мережі

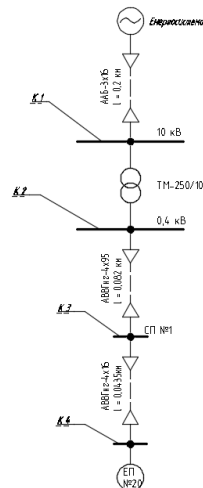


Рис.1.4.1 Однолінійна схема для обчислення струму КЗ

Визначимо струми к.з. в наступних точках мережі:

К1 – на шинах 10 кВ ЦТП;

К2 – на шиназ 0,4 кВ ЦТП;

К3 – на ввіді до найвіддаленішого СП;

К4 – на ввіді найвіддаленішого електроспоживача найвіддаленішого СП.

Для початку, розрахуємо кабельну лінію для живлення ЦТП на стороні 10 кВ.

Втрати в трансформаторі ТМ – 250/10:

$$\Delta Q_{\text{тр}} = \Delta Q_x + \Delta Q_k = 5,75 + 11,25 = 17 \text{ квар};$$

$$\Delta P_{\text{тр}} = \Delta P_x + \Delta P_k = 1,1 + 4,26 = 5,36 \text{ кВт}.$$

Повні втрати в трансформаторі:

$$\Delta S_{\text{тр}} = \sqrt{\Delta P_{\text{тр}}^2 + \Delta Q_{\text{тр}}^2} = \sqrt{5,36^2 + 17^2} = 17,83 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Повна потужність на шинах 10 кВ ЦТП:

$$S_{\text{ВН}} = \Delta S_{\text{тр}} + S_p = 17,83 + 211,19 = 229,02 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Струм на шині 10 кВ ЦТП:

					ДП 2022 141	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		60

$$I_{ВН} = \frac{S_{ВН}}{\sqrt{3} * U_{НОМ}} = \frac{229,02}{\sqrt{3} * 10} = 13,22 \text{ А.}$$

Переріз жили високовольтного кабелю:

$$S_{ек} = \frac{I_{ВН}}{j_{ек}} = \frac{13,22}{1,4} = 9,4 \text{ мм}^2,$$

де  $j_{ек}$  – при  $T_{max}$  від 3000 до 5000 год ,  $j_{ек} = 1,4 \frac{\text{А}}{\text{мм}^2}$  для алюмінієвих провідників.

За результатами розрахунків обираємо кабель ААБ-3х16, з  $I_{доп} = 75 \text{ А.}$

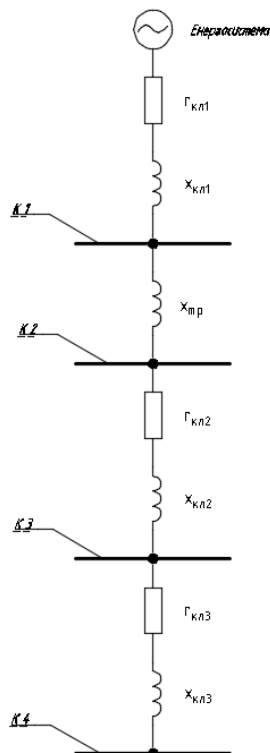


Рис.1.4.1.2 – Схема заміщення для обчислення трифазного КЗ

Уточнимо наступні базисні значення:

для точки К1:

$$x_c = 0,6;$$

$$S_G = 10 \text{ МВ} * \text{А};$$

$$U_G = 10 \text{ кВ.}$$

Опір  $x_{кЛ1}$  (ААБ – 3 х 16):

										Лист
										77
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата						

$$x_{\text{кл1}} = \frac{x_0 * l * S_6}{U_{\text{НОМ}}^2} = \frac{0,113 * 0,2 * 10}{10^2} = 0,002,$$

$$r_{\text{кл1}} = \frac{r_0 * l * S_6}{U_{\text{НОМ}}^2} = \frac{1,95 * 0,2 * 10}{10^2} = 0,039.$$

Загальний індуктивний опір до точки КЗ К1:

$$x_{\text{к1}} = x_{\text{кл1}} + x_{\text{с}} = 0,002 + 0,6 = 0,602.$$

Повний опір до К1:

$$Z_{\text{к1}} = \sqrt{r_{\text{кл1}}^2 + x_{\text{к1}}^2} = \sqrt{0,039^2 + 0,602^2} = 0,606.$$

Струм КЗ в К1:

$$I_{\text{к1}} = \frac{U_6}{\sqrt{3} * Z_{\text{к1}}} = \frac{10}{\sqrt{3} * 0,606} = 9,53 \text{ кА}.$$

Стала часу:

$$T_A = 0,05 \text{ с}.$$

Аперіодична складова:

$$i_a = \sqrt{2} * I_{\text{к1}} * e^{-\frac{\tau_{\text{пв}}}{T_a}} = \sqrt{2} * 9,53 * e^{-\frac{0,04}{0,05}} = 6,06 \text{ кА},$$

$\tau_{\text{пв}}$  - час початку розмикання струму КЗ:

$$\tau_{\text{пв}} = \tau_{\text{р.з. min}} + \tau_{\text{о.р.}} = 0,01 + 0,03 = 0,04 \text{ с},$$

$\tau_{\text{о.р.}}$  - час спрацювання високовольтного апарату захисту.

Ударний струм :

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} * I_{\text{к1}} * K_{\text{уд}} = \sqrt{2} * 9,53 * 1,8 = 24,26 \text{ кА}.$$

Тепловий імпульс:

$$W_{\text{к}} = I_{\text{к1}}^2 * (\tau_{\text{к}} + T_a) = 9,53^2 * (0,04 + 0,05) = 8,2 \text{ кА}^2 * \text{с}.$$

Мінімальна площа перерізу провідника:

$$S_{\text{min}} = \frac{\sqrt{W_{\text{к}}}}{C} = \frac{\sqrt{8,2 * 10^6}}{90} = 31,82 \text{ мм}^2.$$

C – для алюмінієвих кабелів напругою до 10 кВ.

Обраний кабель проходить за мінімальним перерізом.

											Лист
											78
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	ДП 2022 141						

Згідно з розрахунками, приходимо до висновку, що переріз кабелю ААБ потрібно збільшити до 35 мм<sup>2</sup>.

Перерахувавши струм КЗ в точці К1 отримали наступні дані:

$$I_{к1} = 9,6 \text{ кА};$$

$$i_a = 6,1 \text{ кА};$$

$$i_{уд} = 24,44 \text{ кА};$$

$$W_k = 8,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$S_{min} = 32 \text{ мм}^2.$$

Залишаємо кабель 10 кВ ААБ-3х35.

Розрахунки для точки К2:

ААБ – 3 х 35:

$$r_{кЛ1} = r_0 \cdot \frac{l}{n_{кб}} \cdot \left( \frac{U_{НОМ}^{НН}}{U_{НОМ}^{ВН}} \right)^2 \cdot 10^3 = 0,894 \cdot \frac{0,2}{1} \cdot \left( \frac{0,4}{10} \right)^2 \cdot 10^3 = 0,286 \text{ мОм},$$

$$X_{кЛ1} = x_0 \cdot \frac{l}{n_{кб}} \cdot \left( \frac{U_{НОМ}^{НН}}{U_{НОМ}^{ВН}} \right)^2 \cdot 10^3 = 0,095 \cdot \frac{0,2}{1} \cdot \left( \frac{0,4}{10} \right)^2 \cdot 10^3 = 0,03 \text{ мОм}.$$

Опір ТМ - 250/10:

$$X_{тр} = \sqrt{\left( \frac{U_k}{100} \right)^2 - \left( \frac{P_k}{S_{НОМ тр}} \right)^2} \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ тр}} = \sqrt{\left( \frac{4,5}{100} \right)^2 - \left( \frac{3,7}{250} \right)^2} \cdot \frac{0,4^2}{250 \cdot 10^{-6}} =$$

$$27,2 \text{ мОм}.$$

Опір алюмінієвих з'єднань:

$$r_{кон} = 25 \text{ мОм}.$$

Повний опір до К2:

$$Z_{к2} = \sqrt{(r_{кЛ1} + r_{кон})^2 + (x_{кЛ1} + X_{тр})^2}$$

$$= \sqrt{(0,286 + 25)^2 + (0,03 + 27,2)^2} = 37,16 \text{ мОм}.$$

Струм КЗ в К2:

$$I_{к2} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot Z_{к2}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 37,16} = 6,22 \text{ кА}.$$

Розрахунки результатів додаємо в таблицю 1.4.1.1.

										Лист
										80
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата						

Табл.1.4.1.1

Точка КЗ	$I_{к}$ , кА	$i_{уд}$ , кА	$i_{а}$ , кА	$B_{к}$ , кА <sup>2</sup> * с.	$S_{min}$ , мм <sup>2</sup>
К1	9,6	24,44	6,1	8,3	32
К2	6,22	9,11	0	1,28	15,09
К3	3,55	5,72	0	0,44	8,84
К4	1,54	3,05	0	0,097	4,15

### 3.4.2. Розрахунок комутаційної апаратури на напругу 0,38 кВ

Умови вибору і одночасної перевірки автоматичних вимикачів:

- 1)  $U_{ном} \geq U_{ном.м}$ ;
- 2)  $I_{розч} \geq I_{ном}$ ;
- 3)  $I_{ном.ав.} \geq I_{розч}$ ;
- 4)  $I_{спр.} \geq 1,25 * I_{пік}$ ;
- 5)  $I_{кз} \leq I_{max.в.}$
- 6)  $i_{ел.д.} \geq i_{уд}$ .

Для прикладу оберемо АВ і відразу його перевіримо на відповідь умовам для електроспоживача «Шліфувальний верстат»:

- 1)  $U_{ном} \geq U_{ном.м}$   
660 В > 380 В;
- 2)  $I_{розч.} \geq I_{ном}$   
63 А > 51,07 А.
- 3)  $I_{ном.ав.} \geq I_{розч}$   
63 А = 63 А

										Лист
										81
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	ДП 2022 141					

$$4) I_{\text{ср.}} \geq 1,25 * I_{\text{пік}};$$

$$756 \text{ A} > 1,25 * 5 * 51,07 = 319,2 \text{ A}$$

$$5) I_{\text{кз}} \leq I_{\text{max.в.}}$$

$$1,54 \text{ кА} < 4 \text{ кА}$$

$$6) i_{\text{ел.д.}} \geq i_{\text{уд.}}$$

$$4 \text{ кА} > 3,05 \text{ кА.}$$

Автоматичний вимикач АЕ 2046МП виконує всі умови вибору і перевірки.

Табл.1.4.2.1.

Початок траси	Кінець траси	$I_{\text{розч.}}, \text{ A}$	$I_{\text{ном.ав.}}, \text{ A}$	Назва АВ
НН ТП	СП №1	160	250	АЕ 2066-100
НН ТП	СП №2	125	250	АЕ 2066-100
НН ТП	СП №3	80	250	АЕ 2066-100
СП №1	8	50	63	АЕ 2066МП
СП №1	10	40	63	АЕ 2066МП
СП №1	13	50	63	АЕ 2066МП
СП №1	15	20	63	АЕ 2066МП
СП №1	16	200	250	АЕ 2066-100
СП №1	20	50	63	АЕ 2066МП
СП №2	6	50	63	АЕ 2066МП
СП №2	7	50	63	АЕ 2066МП
СП №2	9	40	63	АЕ 2066МП
СП №2	3	20	63	АЕ 2066МП
СП №2	4	63	63	АЕ 2066МП
СП №2	14	25	63	АЕ 2066МП
СП №2	19	25	63	АЕ 2066МП
СП №3	1	63	63	АЕ 2066МП

СП №3	2	63	63	АЕ 2066МП
СП №3	5	50	63	АЕ 2066МП
СП №3	11	31,5	63	АЕ 2066МП
СП №3	12	31,5	63	АЕ 2066МП
СП №3	17	20	63	АЕ 2066МП
СП №3	18	20	63	АЕ 2066МП

На ввіді силових пунктів типу СПА-77 встановлюються рубильники ВР-32. Виконаємо їх відповідність наступним умовам:

$$1) U_{\text{ном.р.}} \geq U_{\text{ном.м}}$$

$$2) I_{\text{ном.р.}} \geq I_{\text{ном.л.}}$$

$$3) i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$$

Табл.1.4.2.2.

№ СП	Рубильник	$I_{\text{ном.р.}}, \text{А}$	$U_{\text{ном.р.}}, \text{кВ}$	$U_{\text{ном.м}}, \text{кВ}$	$I_{\text{ном.л.}}, \text{А}$	$i_{\text{дин}}, \text{кА}$	$i_{\text{уд}}, \text{кА}$
1	ВР32 - 400	250	660	400	129,5	16	5,72
2					117,36		
3					69,57		

### 3.4.3. Розрахунок електричних апаратів РП - 10 кВ

В даному розділі, враховуючи малі струми на стороні 10 кВ, як електричні апарати будемо використовувати:

- рубильник двопозиційний;
- високовольтний плавкий запобіжник.

Умови обрання й перевірки:

$$1) U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.мер.}}$$

$$2) I_{\text{ном}} \geq I_{\text{ВН.}}$$

										Лист
										83
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	ДП 2022 141					

$$3) I_{\text{ном.р.}} \geq I_{\text{птр.}}$$

$$4) i_{\text{дин.}} \geq i_{\text{уд.}}$$

$$5) I_{\text{дин.}} \geq I_{\text{по.}}$$

$$6) I_{0.0}^2 * \tau \geq \beta_k.$$

Для захисту КЛ АББ – 3 х 35 оберемо плавкий запобіжник:

$$1) U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.мер.}}$$

$$10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ.}$$

$$2) I_{\text{ном}} \geq I_{\text{ВН}}$$

$$16 \text{ А} > 13,22 \text{ А.}$$

$$3) I_{\text{роз.}} \geq I_{\text{птр.}}$$

$$31,5 \text{ кА} > 9,6 \text{ кА.}$$

$$4) i_{\text{дин.}} \geq i_{\text{уд.}}$$

$$74,5 \text{ кА} > 24,44 \text{ кА.}$$

$$5) I_{\text{дин.}} \geq I_{\text{по.}}$$

$$29,22 \text{ кА} > 9,6 \text{ кА.}$$

$$6) I_{0.0}^2 * \tau \geq \beta_k.$$

$$28,35 \text{ кА}^2 * \text{с} > 8,3 \text{ кА}^2 * \text{с.}$$

Для захисту кабелю ААБ-3х35 обираємо ПТ-011-10-16-31,5 УЗ.

Для можливості створення зняття напруги з лінії і створення відомого розриву, оберемо двопозиційний роз'єднувач:

$$1) U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.мер.}}$$

$$10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ.}$$

$$2) I_{\text{ном}} \geq I_{\text{ВН}}$$

$$200 \text{ А} > 13,22 \text{ А.}$$

$$3) i_{\text{дин.}} \geq i_{\text{уд.}}$$

$$35 \text{ кА} > 24,44 \text{ кА.}$$

$$4) I_{\text{дин.}} \geq I_{\text{по.}}$$

$$13,73 \text{ кА} > 9,6 \text{ кА.}$$

					ДП 2022 141	Лист
						84
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

$$5) I_{0.0}^2 * \tau \geq \beta_k.$$

$$63 \text{ кА}^2 * \text{с} > 8,3 \text{ кА}^2 * \text{с}.$$

Для можливості створення зняття напруги з лінії і створення відомого розриву обрано й перевірено двопозиційний роз'єднувач РЛНД-10/200.

### 3.4.4. Розрахунок трансформаторів струму для приладів контролю і обліку

Обирати і перевіряти ТС (трансформатори струму) будемо за наступними умовами:

$$1) U_{1\text{ном}} \geq U_{\text{ном.м.}}$$

$$2) I_{1\text{та}} \geq I_{\text{нн}}$$

$$3) i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$$

$$4) I_{\tau}^2 * \tau \geq B_k$$

$$5) Z_{2\text{та}} \geq Z_{2\text{факт}}$$

ТС для НН ЦТП.

Табл.1.4.4.1

Тип ТС	Дані за каталогом	Умова		Розрахункові дані
		Перевірки	Фактична	
Т-0,66 400/5 клас точності 0,5s	$U_{1\text{ном}} = 0,66 \text{ кВ}$	$\geq$	$>$	$U_{\text{ном.м}} = 0,38 \text{ кВ}$
	$I_{1\text{ном}} = 400 \text{ А}$	$\geq$	$>$	$I_p = 304,83 \text{ А}$
	$i_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$	$\geq$	$>$	$i_{\text{уд}} = 9,11 \text{ кА}$
	$I_{\tau}^2 * \tau = 16 \text{ кА}^2 * \text{с}$	$\geq$	$>$	$B_k = 1,28 \text{ кА}^2 * \text{с}$

	$Z_{2ном}$ = 1,2 Ом	$\geq$	$>$	$Z_2$ = 0,81 Ом
--	------------------------	--------	-----	--------------------

Табл.1.4.4.2.

Прилад	Тип приладу	Навантаження , В*А		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С
Амперметр	Е - 378	0,1	0,1	0,1
Лічильник активної енергії	Меркурій 230	2,5	-	2,5
Усього		2,6	0,1	2,6

Опір найбільш завантаженої фази (або фаза А або фаза С):

$$Z_{\Sigma прл} = \frac{S_{\Sigma прил}}{I_{2ном}^2} = \frac{2,6}{5^2} = 0,11 \text{ Ом.}$$

Опір провідників:

$$Z_{пр} = Z_{2ном} - Z_{прл} - Z_{кн} = 1,2 - 0,11 - 0,05 = 1,04 \text{ Ом ,}$$

де  $Z_{кн}$  – опір контактних з'єднань.

Довжина провідників  $l = 35 \text{ м.}$

Переріз провідників для з'єднанням з ТС:

$$S = \frac{\rho * l}{Z_{пр}} = \frac{0,028 * 35}{1,04} = 0,94 \text{ мм}^2.$$

Опір за даного перерізу:

$$Z_{пр} = \frac{\rho * l}{S} = \frac{0,028 * 35}{1,5} = 0,65 \text{ Ом .}$$

Опір вторинної обмотки :

$$Z_2 = Z_{пр} + Z_{прл} + Z_{кн} = 0,65 + 0,11 + 0,05 = 0,81 \text{ Ом.}$$

### 3.5 . Визначення якості електричної енергії

Знайдемо фактичне значення напруги на НН ЦТП ТМ-250/10 за

					ДП 2022 141	Лист
						86
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

формулою:

$$U_2^{\text{прд.}} = U - \Delta U_{\text{л}} - \Delta U_{\text{тр}};$$

де  $U_2^{\text{НН}}$  – приведена напруга з ВН на НН;

$\Delta U_{\text{л}}$  – втрати напруги в ААБ – 3 х 35;

$\Delta U_{\text{тр}}$  – втрати напруги в трансформаторі ТМ – 250/10.

Втрати напруги в ТМ – 250/10:

$$U_{\text{ка}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{S_{\text{тр}}} * 100 = \frac{3,7}{250} * 100 = 1,48 \%,$$

$$U_{\text{кр}} = \sqrt{U_{\text{к}}^2 - U_{\text{ка}}^2} = \sqrt{4,5^2 - 1,48^2} = 4,25 \%.$$

Втрати у вольтах:

$$\begin{aligned} \Delta U_{\text{тр}} &= \frac{U}{S_{\text{тр}}} * (U_{\text{ка}} * (S_{\text{НН}} * \cos \varphi) + U_{\text{кр}} * (S_{\text{НН}} * \sin \varphi)) \\ &= \frac{10}{250} * (1,48 * (211,19 * 0,99) + 4,25 * (211,19 * 0,14)) \\ &= 17,4 \text{ В.} \end{aligned}$$

Втрати в лінії ААБ – 3 х 35:

$$\begin{aligned} \Delta U_{\text{л}} &= \sqrt{3} * I_p * l * (\cos \varphi * r_0 + \sin \varphi * x_0) \\ &= \sqrt{3} * 0,2 * 13,22 * (0,99 * 0,894 + 0,14 * 0,095) = 4,11 \text{ В.} \end{aligned}$$

Визначимо  $U_2^{\text{прд.}}$  :

$$U_2^{\text{прд.}} = U - \Delta U_{\text{л}} - \Delta U_{\text{тр}} = 10000 - 4,11 - 17,4 = 9978,5 \text{ В.}$$

Коефіцієнт трансформації напруги ТМ – 25 /10:

$$K_{\text{т}} = \frac{U_1}{U_2} = \frac{10}{0,4} = 25.$$

Фактичне значення напруги на НН ТМ-250/10:

$$U_2^{\text{ф.}} = \frac{U_2^{\text{прд.}}}{K_{\text{т}}} = \frac{9978,5}{25} = 399,14 \text{ В.}$$

Відхилення:

					ДП 2022 141	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		87

$$\Delta U_{\text{HH}}^{\%} = \frac{U_2^{\Phi} - U_{\text{НОМ}}^{\text{HH}}}{U_{\text{НОМ}}^{\text{HH}}} * 100\% = \frac{399,14 - 400}{400} * 100 = -0,22 \%$$

### 3.6. Розрахунок електричного освітлення

У цехах, на складах та інших виробничих об'єктах все частіше встановлюють LED-світильники. Вони забезпечують умови для ефективної й безпечної праці, є більш економічними та простими в обслуговуванні, ніж інші моделі.

Освітлення на виробництві потрібне не лише під час робочих змін, але й для охорони, швидкої евакуації в разі аварії тощо. Вирішувати ці та інші завдання допомагають різні світлодіодні світильники: панелі, лінійні та консольні пристрої, прожектори та інші.

В галузі застосовують штучне чи комбіноване світло. Останнє передбачає одночасне використання світильників і природного сонячного світла.

Також освітлення на виробництві буває загальним і місцевим. Перше необхідне, щоб освітити всю площу. Воно може бути досить яскравим і передбаченим для роботи або невеликої інтенсивності — для орієнтації в просторі.

Місьцеве світло використовують тільки як додаткове, наприклад, там, де ведуться роботи зі значним зоровим навантаженням. На виробництвах заборонено встановлювати лише місцеві джерела, оскільки контраст між світлом і тінню збільшує число травм.

Крива сили світла для світлодіодної лампи лінійного типу - Л  
Висота підвісу ламп:

$$H_{\text{підв.}} = H - h_c - h_p = 7,5 - 1,0 - 1,0 = 5,5 \text{ м,}$$

де:

$h_c$  – відстань від стелі до світильника;

					ДП 2022 141	Лист
						88
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

$h_p$  – відстань від підлоги до робочої поверхні.

Визначимо площу:

$$S = a \times b = 85 * 54 = 4\,590 \text{ м}^2 .$$

Відстань між центральними точками світильників:

$$L = \lambda * H_{\text{підв.}} = (1,4 \dots 2) * 5,5 = 7,7 \dots 11 \text{ м} .$$

Прийmemo  $L = 8 \text{ м} .$

Числов рядів:

$$n_B = \frac{b}{L} = \frac{54}{8} \approx 6,75 = 7 .$$

Рекомендована кількість в ряду:

$$n_A = \frac{a}{L} = \frac{85}{8} \approx 10,63 = 11 .$$

Кількість світильників:

$$N_{\text{св}} = n_A * n_B = 7 * 11 = 77 .$$

Індекс форми приміщення:

$$i = \frac{S}{H_p * (A + B)} = \frac{4\,590}{5,5 * (85 + 54)} = 6 .$$

Прийmemo:

$$\rho_{\text{стелі}} = 50\%; \rho_{\text{стін}} = 30\%; \rho_{\text{підлоги}} = 10\% .$$

Коефіцієнт використання світлового потоку складатиме:

$$\eta = 0,75;$$

коефіцієнт запасу  $\kappa_3 = 1,5;$

коефіцієнт нерівномірності  $z = 1,1.$

Розрахунковий світловий потік

$$\Phi_p = \frac{E_n * S * \kappa_3 * z}{N_{\text{л}} * \eta} = \frac{200 * 4\,590 * 1,5 * 1,1}{77 * 0,75} = 26\,229 \text{ лм} .$$

Обираю світильник НВ LED 228 D60 5000К з  $\Phi_n = 23\,900 \text{ лм} .$

Відхилення  $\Phi_p$  від  $\Phi_n$ :

					ДП 2022 141	Лист
						88
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\Delta\Phi = \frac{\Phi_H - \Phi_p}{\Phi_p} * 100\% = \frac{23\,900 - 26\,229}{26\,229} * 100 = -8,88 \%,$$

що входить в діапазон -10...+20 %.

Споживана активна потужність у кВт:

$$P_{св.} = N_L * P_H * 10^3 = 77 * 225 * 10^3 = 17,33 \text{ кВт.}$$

Питома потужність:

$$P_{пит.р.} = \frac{P_{о.р.}}{S} = \frac{17\,330}{4\,590} = 3,78 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2}.$$

Сумарне навантаження для робочого освітлення:

$$P_{р.о.} = \left( \sum P_{св.} * n \right) * K_{\Pi} = (225 * 77) * 0,95 = 16\,459 \text{ Вт,}$$

де  $K_{\Pi} = 0,95$  – для виробничих будівель.

Струм робочого освітлення:

$$I_{р.о.} = \frac{P_{р.о.}}{\sqrt{3} * U_L * \cos\varphi} = \frac{16,46}{\sqrt{3} * 0,4 * 0,97} = 24,5 \text{ А.}$$

Оберемо ввідний АВ для ЩО (щит освітлення):

$$I_{розч.} \geq I_{роб.};$$

$$I_{ном.ав} \geq I_{розч.};$$

$$I_{розч.} \geq 1,4 * I_{роб.};$$

$$I_{розч.} = 40 \text{ А} > I_{роб} = 24,5 \text{ А}$$

$$I_{ном.ав} = 63 \text{ А} > I_{розч.} = 40 \text{ А};$$

$$I_{розч.} = 40 \text{ А} > 1,4 * I_{роб} = 1,4 * 24,5 = 34,3 \text{ А,}$$

обираємо АЕ2046МП.

Кабель для живлення для ЩО:

$$I_{пр} \geq \frac{k_3 * I_3}{K_{пр}} = \frac{1 * 40}{1} = 40 \text{ А,}$$

оберемо кабель АВВГнг– 4х16, з  $I_{доп.кл.} = 55 \text{ А.}$

Під час улаштування аварійного освітлення будемо використовувати ті ж самі LED світильники, що і для робочого

						Лист
						91
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	ДП 2022 141	

освітлення (НВ 228 D60). Розміщувати світильники аварійного освітлення будемо вздовж коридорів, проходів і виходів.

Споживана активна потужність у кВт:

$$P_a = N_{л} * P_{н} * 10^3 = 12 * 225 * 10^{-3} = 2,7 \text{ кВт.}$$

Струм:

$$I_a = \frac{P_a}{U_{\phi} * \cos\varphi} = \frac{2,7}{0,23 * 0,97} = 12,1 \text{ А.}$$

АВ на вводі в ЩАО (щит аварійного освітлення):

$$I_{розч.} \geq I_a;$$

$$I_{ном.ав} \geq I_{розч.};$$

$$I_{розч.} \geq 1,4 * I_a;$$

$$I_{розч.} = 20 \text{ А} > I_a = 12,1 \text{ А}$$

$$I_{ном.ав} = 63 \text{ А} > I_{розч.} = 20 \text{ А};$$

$$I_{розч.} = 20 \text{ А} > 1,4 * I_a = 1,4 * 12,1 = 16,94 \text{ А.}$$

Кабель живлення ЩАО:

$$I_{пр} \geq \frac{k_3 * I_3}{K_{прок}} = \frac{1 * 20}{1} = 20 \text{ А,}$$

АВВГнг-3х3 , з  $I_{доп} = 22 \text{ А}$

					ДП 2022 141	Лист
						92
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

## 4. Охорона праці

### 4.1 Обґрунтування рішення щодо розміщення електротехнічного обладнання

За завданням дипломного проекту проводився виробничого об'єкту .

Враховуючи висоту цеху, наявність кран – балок, використання шинопроводів для живлення електроприймачів було б технічно складною задачею. Тому для живлення електроприймачів було обрано кабельні лінії що прокладаються в бетонній підлозі в залізних трубах і кабельні лінії, що прокладаються по лотках. Кабельні лінії електропередач мають перевагу в тому, що їх можна прокласти безпосередньо в підлозі, за рахунок чього, кабельні траси не заважають технологічному процесу в цеху. Однак, при інших обставинах, доцільніше було б використовувати шинопроводи, так як вони мають більш суттєві переваги.

Шинопроводом називається жорсткий струмопровід, з'єднаний між собою зварюванням, болтовими затискачами або штепсельними з'єднаннями. Залежно від призначення шинопроводи поділяються на магістральні, розподільні, тролейні, монотролейні та освітлювальні, конструктивно вони бувають відкритими і закритими, вільно лежачими та натягнутими, з алюмінієвими та мідними жилами.

Шинопроводи на відміну від кабельних ліній та відкритих магістралей мають більші переваги: високу надійність, триваліший термін роботи, зручність при монтуванні та обслуговуванні. А наявність готових комплектних секцій дає змогу створити універсальну мережу, під'єднувати допоміжні електроприймачі в разі зміни технології виробництва.

Монтаж магістральних шинопроводів виконують індустріально в дві

					<i>ДП 2022 141</i>				
<i>Зм.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>					
<i>Розроб.</i>		Ільєнко М.С.			<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Архуів</i>		
<i>Перевір.</i>		Юнєсєва Н.Т.				93	11		
<i>Реценз.</i>					<b>Охорона праці</b> ННІТІ ім.акад. І.С Гулого Ел-4-11ск				
<i>Н. Контр.</i>									
<i>Затверд.</i>		Балюта С.М.							

стадії: підготовка трас і прокладання шинопроводів.

Обираючи траси для магістральних шинопроводів слід прагнути до того, щоб шинопроводи мали мінімальну кількість поворотів у горизонтальній та вертикальній площинах. Це дає змогу зменшити використання складних кутових секцій. Підготовка траси для прокладання шинопроводів складається з розмітки траси, пробивних і кріпильних робіт. Розмітку виконують з дотриманням нормованих відстаней: від опорних конструкцій до перекриттів — 700 мм; від опорних конструкцій до чистої підлоги — 2500 мм (в електротехнічних приміщеннях не нормується). Відстань між шинопроводами і стінами або іншими будівельними конструкціями споруд не повинна бути меншою 50 мм для зручності знімання кришок, а також для кращого охолодження.

При паралельному прокладанні шинопроводу відстань від нього до теплопроводу повинна бути не менше 500 мм (за температури теплопроводу понад 70°C відстань збільшується, або теплопровід додатково ізолюють), при перетинах з теплопроводом — не менше 100 мм, а в зоні перетину — додаткова ізоляція з обох боків від теплопроводу на відстані не менше 500 мм. Відстань між шинопроводами при паралельному прокладанні повинна бути не менше 50 мм. Відстань між точками кріплення шинопроводу по довжині траси не нормується, але вона не повинна перевищувати 3 м і залежить від довжини секцій, з яких складається шинопровід.

На другій стадії монтажу виконують піднімання, підвішування, стикування та закріплення шинопроводів. Блоки секцій шинопроводів довжиною до 12 м або окремі секції підіймають за допомогою механізмів і пристроїв на установлені конструкції й підвіски, стикують та остаточно закріплюють.

Підіймання секції на проектну висоту виконують за допомогою автогідропідійомників, мостового крана, самохідних висувних риштувань,

					ДП 2022 141	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		95

гідравлічної платформи, двох ручних телескопічних підйомників, самохідних висувних веж.

Якщо проліт між колонами до 6 м, то шинопроводи прикріплюють до троса спеціальним підвісом, до колони — кронштейнами, а трос до колони — обхватом, тросовим затискачем і натягу-вальною муфтою.

Коли ж проліт між колонами понад 6 м, шинопроводи кріплять до троса двома підвісами, а до колон — двома кронштейнами і спеціальним стояком. Підвіси до троса прикріплюють сталевим тросом і затискачами, а трос до колони — обхватом, натягувальною муфтою і затискачем. Прокладання шинопроводів на стояках разом з кронштейнами і тросовими підвісками забезпечує високу надійність монтажу.

Заземлення короба кожної секції здійснюється з'єднанням його із нульовим проводом у процесі виготовлення секції, чим забезпечується заземлення всієї траси шинопроводів. Заземлювальний контакт штепселя гарантує його з'єднання з заземленим коробом як до приєднання, так і після роз'єднання робочих контактів з проводами секції.

Для забезпечення надійної і економічної роботи КЛ (кабельної лінії) при експлуатації працівники електропостачальної компанії (ЕЧ) здійснюють технагляд за їх прокладкою, тобто ведуть строгий контроль якості монтажу кабелів і муфт. Контроль починається з зовнішнього огляду представником ЕЧ кабелів на барабанах, оцінки цілості їх витків, а також щік і обшивки кабельних барабанів. Якщо при огляді виникають сумніви в придатності кабелю, його піддають спеціальним випробуванням із залученням електролабораторії. При посліду і тихий роботах перевіряють глибину траншей і укладання труб, габаритні відстані від траншей до довколишніх споруд і перешкод, пристрій піщаного ліжка, а також захист цеглиною і тому подібне. Укладання кабелів проводять тільки під спостереженням

										Лист
										96
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата						

представника ЕЧ.

При огляді що приймається в експлуатацію КЛ приймальна комісія переконується, що місця, де можливі пошкодження вертикально прокладених кабелів (вантажами, що перевозяться, або по яких-небудь іншим причинам), до висоти 2 м від рівня землі захищені трубами, коробами і др.; кабелі надійно закріплені на кінцях ліній, в місцях вигинів, у сполучних муфт, на вертикальних ділянках траси і тому подібне .

При експлуатації кабельних ліній головним чином ведуть спостереження за їх трасами, контролюють стан кабелів і їх навантаження, а також ведуть періодичні профілактичні випробування і ремонт КЛ. В процесі експлуатації обов'язково складають паспорт лінії, в який вносять не тільки технічні характеристики кабелів і умови їх прокладки, але і відомості про результати попередніх випробувань і ремонти, що дає можливість встановлювати правильний режим роботи ліній і своєчасно виводити їх в ремонт. Всі змонтовані кабелі повинні мати маркіровку (бирки) стандартної форми: круглою - для силових кабелів ВН (високої напруги); прямокутною - напругою до 1000 В; трикутника - для контрольних кабелів. Виготовляють бирки, як правило, з пластмаси і кріплять до кабелю оцинкованим дротом. Написи на бирках наносять незмивними фарбами; на металевих бірках - набивають за допомогою металевих шрифтів.

При спостереженні за кабельними трасами особливу увагу звертають на виконання земляних робіт поблизу траси, забезпечення доступності при роботах по ліквідації аварій і ремонту кабелів, прокладених в землі, на відсутність на трасі провалів, розмивів і інших нерівностей, які можуть викликати пошкодження кабелів і тому подібне Для забезпечення збереження кабелів земляні роботи поблизу кабельних трас повинні виконуватися тільки за попереднім погодженням з головним інженером ЕЧ. У необхідних випадках встановлюється технагляд за роботами, що проводяться, який

					ДП 2022 141	Лист
						97
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

ведеться до повного закінчення земляних робіт. Велику небезпеку для прокладених в землі кабелів представляють земляні роботи, що виконуються механізованими методами. У всіх випадках працювати землерийними механізмами на відстані від траси кабелю менше 1 метра не звільняється; на цій ділянці роботи виконують уручну і лише лопатами.

Періодичність оглядів кабельних трас встановлює головний інженер ЕЧ, керуючись досвідом і обліком місцевих умов (у місцях, де кабелі перетинаються з іншими комунікаціями або можуть піддаватися механічним пошкодженням, обходи проводять частіше). Кабельні траси повинні оглядатися в наступні терміни: траси кабелів, прокладених в землі, - не рідше 1 раз на 3 місяці; на естакадах, в тунелях, блоках, каналах, галереях і по стінах будівель - не рідше за 1 раз на 6 місяців. Огляд кабельних муфт напругою вище 1000 В - при кожному огляді електроустаткування.

Ремонт кабельних ліній виконують при необхідності на основі даних, отриманих при їх випробуваннях і оглядах. Ремонтні роботи прагнуть проводити в мінімальні терміни, оскільки на час ремонту доводиться переходити на менш надійні тимчасові схеми електропостачання. Крім того, до особливостей ремонту кабелів відноситься наявність в них залишкового заряду після відключення, а також (в більшості випадків) сусідніх кабелів, що діють, знаходяться під напругою. Все це вимагає від ремонтного персоналу великої уваги не тільки до особистої безпеки під час розкопки траншей для ремонту кабелів. Необхідно також ретельно стежити за збереженням рядом розташованих справних кабелів і інших підземних комунікацій. Після досягнення глибини 0,4 м розкопку дозволяється виконувати тільки лопатами. Застосування відбійних молотків, лом і інших інструментів для спущення ґрунту, починаючи з вказаної глибини, категорично забороняється.

					ДП 2022 141	Лист
						98
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Якщо під час земляних робіт виявлені невідомі кабелі або які-небудь інші підземні комунікації, роботи припиняють і повідомляють про це відповідальному за виконання робіт. Після розтину кабелів слід поклопотатися про те, щоб не допустити їх пошкодження. Для цього відриті кабелі і муфти укріплюють на міцній дошці, яку підвішують до перекинутих через траншею брусів.

Ремонт кабелів зводиться, в основному, до відновлення броньового покриву, свинцевої оболонки, муфт і кінцевих закладень.

Техніка безпеки при ремонті кабелів забезпечується головним чином, виконанням робіт по нарядах і не менше чим двома обличчями. Ремонтні роботи дозволяється проводити лише після всестороннього відключення кабелю, перевірки відсутності напруги на його кінцях і вивішування в місцях, звідки може бути подане напруга, плакатів «Не включати - працюють люди».

При ремонті КЛ часто доводиться розрізати кабель або розкривати муфту. Такі роботи можна виконувати, переконавшись заздалегідь в тому, що кабель не знаходиться під напругою, що здійснюють спеціальним пристосуванням для проколу, забезпеченим ізолюючою штангою.

Щоб уникнути пожеж при ремонті кабелів розігрівати кабельну масу і заправляти бензином паяльну лампу вирішується тільки поза кабельними спорудами. При випробуваннях силових кабелів постійним струмом підвищеної напруги слід працювати в діелектричних рукавичках, стоячи на ізолюючій підставі. Після закінчення випробування кабелів постійним струмом всі жили кабелю розряджають від накопиченого електричного заряду через обмежувальний опір розрядною штангою, передбаченою для цієї мети в кенотронних установках.

					ДП 2022 141	Лист
						100
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Персонал, який використовує електроустановки на виробництві, поділяється на електротехнічний, електротехнологічний та не електротехнічний. Електротехнічний персонал здійснює повне технічне обслуговування електроустановок. Електротехнологічний персонал здійснює технічне обслуговування (експлуатацію, налагоджування, дрібний ремонт) електротехнічної частини технологічного устаткування (електроапаратури/електроприводів) електрозварювального, електролізного, електротермічного та іншого енергонасиченого устаткування). Електротехнологічний персонал виробничих цехів (дільниць), що не входить до складу енергетичної служби підприємства, за своїми правами і обов'язками прирівнюється до електротехнічного. Не електротехнічний персонал залучається до виконання робіт, де може виникнути небезпека ураження електричним струмом.

Працівники, які виконують роботи в електроустановках, повинні мати професійну підготовку, що відповідає характеру виконуваних робіт. Мінімальний стаж роботи в електроустановках, достатній для присвоєння чергової групи з електробезпеки, визначений додатком 1 до Правил безпечної експлуатації електроустановок споживачів (НПАОП 40.1-1.21-98).

Електротехнологічний працівник (наприклад, налагоджувальник, регулювальник, ремонтник) повинен мати групу не нижче II, а не електротехнічний працівник — групу I з електробезпеки.

Електротехнічному (електротехнологічному) персоналу видається посвідчення про перевірку знань за формою (додаток 2 до НПАОП 40.1-1.21-98), а присвоєння групи I видачу посвідчення не передбачає.

					ДП 2022 141	Лист
						101
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

## 4.2 Організаційні та технічні заходи з охорони праці

Перед кожним використанням засоби безпеки слід ретельно оглянути і перевірити. Необхідно звертати увагу на їх комплектність, справність, брак тріщин, уламків, деформації. Під час обстеження рукавиць, спецодягу та взуття слід перевіряти, чи немає вологи, бруду, розривів або проколів. Крім того, електрозахисні засоби періодично піддають випробуванню змінним струмом частотою 50 Гц: гумові діелектричні рукавички 1 раз на 6 місяців, гумові діелектричні калоші — 1 раз на 12 місяців; гумові діелектричні боти — 1 раз на 36 місяців. Після успішної перевірки засобів захисту на них роблять позначку, де вказують їх інвентарні номери, строк наступної перевірки та за необхідності — максимально допустимі умови застосування. Захисні засоби, які використовуються в електроустановках, заборонено експлуатувати у разі виявлення будь-яких ознак, що можуть свідчити про їхню несправність.

## 4.3 Практичний розрахунок

Розрахувати габарити блискавковідводу категорії II та зони захисту виробничих будівель, споруд розмірами 25 x 15 x 6 класу В-Іг згідно з ПУЕ. Місце розташування промислового об'єкта – на всій території України, тип блискавковідводу – одинарний стрижневий блискавковідвід.

Розрахуємо значення щільності ударів блискавки на 1 км<sup>2</sup> земної поверхні за рік:

$$n = \frac{(6,7 * T_{гр})}{100} = \frac{(6,7 * 100)}{100} = 6,7 \frac{\text{км}^2}{\text{рік}}$$

					ДП 2022 141	Лист
						102
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

де  $T_{гр}$  – середня тривалість гроз у годинах, визначена за картами інтенсивності грозової діяльності або за середніми багаторічними даними метеостанції, найближчої до місця знаходження об'єкта. Враховуючи розташовування виробничої будівлі на всій території України, приймаємо значення  $T_{гр} = 100$  год, тому що об'єкт може бути розміщений як в зоні з невеликою кількістю грозових годин, так і в зоні з максимально можливою кількістю грозових годин в Україні.

Розрахуємо очікувану кількість уражень об'єкта блискавкою:

$$\begin{aligned} N &= ((B + 6 * h_{об}) * (A + 6 * h_{об}) - 7,7 * h_{об}^2) * n * 10^{-6} \\ &= ((15 + 6 * 6) * (25 + 6 * 6) - 7,7 * 6^2) * 6,7 * 10^{-6} \\ &= 0,019, \end{aligned}$$

де  $h_{об}$  – висота будівлі.

Згідно з отриманим значенням  $N$ , обираємо рівень блискавкозахисту – II.

Далі розрахунок будемо проводити при висоті блискавковідводу що не перевищує 30 м.

Визначимо радіус зони захисту в горизонтальному перерізі:

$$r_x = \frac{(A^2 + B^2)^{0.2}}{2} = \frac{(25^2 + 15^2)^{0.2}}{2} = 1,93 \text{ м.}$$

Розрахуємо висотку блискавковідводу:

$$h = \frac{r_x + h_x}{0,8} = \frac{1,93 + 6}{0,8} = 9,91 \text{ м,}$$

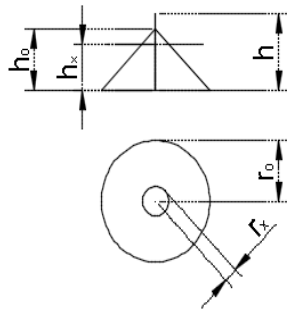
де  $h_x$  – висота зони захисту будівлі (максимальна висота

									Лист
									103
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата					

будівлі),м.

Розрахуємо максимальну зону захисту безпосередньо біля блискавковідводу:

$$h_0 = 0,8 * h = 0,8 * 9,91 = 7,93 \text{ м.}$$



- $h_0$  - максимальна висота зони захисту, 7,93 м;
- $h_x$  - висота зони захисту, 6 м;
- $h$  - висота блискавковідводу, 9,91 м;
- $r_0$  - радіус конусу захисту на поверхні землі, 7,93 м;
- $r_x$  - радіус зони захисту в горизонтальному перерізі, 1,93 м.

Рис. 8.1

Для блискавкоприймача приймаємо матеріал – сталь з перерізом 70 мм<sup>2</sup>;

для струмовідводів – сталь з перерізом 70 мм<sup>2</sup>;

для заземлювача – сталь з 100 мм<sup>2</sup>.

## 5. ВИСНОВКИ

1. Наведено особливості конструкції і використання різних типів накопичувачів енергії, які утворюють широкий клас енергетичних пристроїв з великим спектром функціональних можливостей. Кожний із типів накопичувачів енергії має свої специфічні особливості, що визначає основний напрямок науково-технічних розробок при його реалізації. Принципова перевага індуктивних накопичувачів полягає в тому, що енергія в них запасається в тому ж вигляді енергії, в якому використовується, - електромагнітної. А раз немає необхідності в перетворенні з одного виду енергії в інший, то немає і пов'язаних з перетворенням втрат енергії і витрат часу на процес перетворення в інший вид енергії, що властиво іншим типам акумуляторів, наприклад хімічним або механічним. Тому унікальною властивістю надпровідного індуктивного накопичувача є можливість миттєвого переходу з режиму накопичення енергії в режим її видачі
2. Проведені дослідження використання НППН в трьох наступних областях електроенергетики: демпфірування випадкових коливань потужностей по лінії електропередачі (ЛЕП); підвищення динамічної стійкості ЕЕС; забезпечення живучості енергетичних об'єднань при виділенні електростанцій на обмежений район навантаження – дозволяють зробити оцінку енергоємності накопичувачів, здатних забезпечити виконання відповідних функцій. Наведено значення діапазону енергоємностей накопичувачів в залежності від галузі їх використання. Наведені оцінки стосуються обмеженої кількості об'єктів, для яких було досліджено режими роботи. Тому вказаний діапазон значень енергоємностей може розширятися. За енергоємністю один і той же накопичувач може бути призначений для декількох функцій.

					<i>ДП 2022 141</i>			
<i>Зм.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>		Ільєнко М.С.			<b>Висновки</b>	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Архивів</i>
<i>Перевір.</i>		Юнєєва Н.Т.					106	2
<i>Реценз.</i>						ННІПТ ім.акад. І.С Гулого Ел-4-11ск		
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Затверд.</i>		Балюта С.М.						

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Забезпечення безпеки експлуатації електричних мереж в рамках енергетичної стратегії України шляхом впровадження пілотних проектів з переходу системи передачі та розподілу електричної енергії з триступеневої на двоступеневу [Електронний ресурс]: презентація. – НКРЕКП. – Київ, 2016. – Режим доступу: <http://www.slideshare.net/NKREKP/18072016-64339669> – URL.
2. Закон України від 16.10.1997 № 575/97- ВР «Про електроенергетику» [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/575/97-%D0%B2%D1%80>. – Назва з екрана.
3. Звіт про результати діяльності у 2015 році [Електронний ресурс] // Затверджено постановою НКРЕКП від 31.03.2016 № 515. – Режим доступу: <http://www.nerc.gov.ua/?id=19733>. – URL.
4. Интеллектуальные электроэнергетические системы: элементы и режимы: [Под общ. ред. акад. НАН Украины А.В. Кириленко / Институт электродинамики НАН Украины]. – К.: Ин-т электродинамики НАН Украины, 2014. – 408 с.
5. Каханер Д. Численные методы и математическое обеспечение / Д. Каханер, К. Моулер, С. Неш. – М.: Мир, 1998. – 575 с.
6. Кацадзе Т. Л. Експертні системи прийняття рішень в енергетиці: навч. посіб. / Т. Л. Кацадзе. – К.: ЛОГОС, 2014. – 173 с. – ISBN 978–966–171–768–7.
7. Кирик В.В. Електричні мережі та системи. Режим роботи розімкнених мереж. = Electrical power networks and systems. Operation modes of open networks: навч. посіб. / В.В. Кирик, Т.Б. Маслова. – Київ: НТУУ «КПІ», 2015. – 256 с. – ISBN 978-966-622-737-2.
8. Козирський В.В. Підхід щодо розміщення реклоузерів у розподільних мережах / В.В.Козирський, О.В.Гай, В.А. Костюк // Енергетика та електрифікація. – 2012. – №6. – С.6–011.
9. Комар В.О. Комплексна оцінка місць секціонування розподільної електричної мережі / В.О. Комар, Ю.В. Петрушенко // Технічна електродинаміка. Тематичний випуск. – 2016. – Том.1. – №6. – С.67–70.

					<i>ДП 2022 141</i>			
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Ільєнко М.С.			<b>СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ</b>	Літ.	Арк.	Архів
Перевір.		Юнєєва Н.Т.					108	2
Реценз.						ННІТІ ім.акад. І.С Гулого Ел-4-11ск		
Н. Контр.								
Затверд.		Балюта С.М.						

10. Кузнецов В. Г. Оптимизация режимов электрических сетей / В. Г. Кузнецов, Ю. И. Тугай, В. А. Баженов. – К.: Наукова думка, 1992. – 216 с.

11. Кузнецов В.Г. Тенденції розвитку систем електропостачання / В.Г. Кузнецов, Ю.І. Тугай // Електротехніка та електроенергетика. – 2000. – №2. – С. 73–76.

12. Кузьмін І.В. Критерії оцінки ефективності, якості та оптимальності складних систем / І. В. Кузьмін // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – Вінниця: ВПІ, 1994. – № 1(2). – С. 5 – 9.

13. Лебедев В. Б. Планирование СБИС методом генетического поиска / В. Б. Лебедев // Известия Южного федерального университета. Технические науки. – 1999. – Том 13, № 3.

14. Лежнюк П.Д. Функціональна залежність складових втрат потужності у вітках електричної мережі від потужності у вузлах / П.Д. Лежнюк, В.В. Кулик, О.Б. Бурикін // Вісник Вінницького політехн. ін-ту. – 2005. – № 4. – С. 58–62.

					ДП 2022 141	Лист
						109
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		