

Міністерство освіти і науки України
Сумський державний університет
Факультет електроніки та інформаційних технологій
Кафедра електроенергетики

Робота допущена до захисту

Зав. кафедри

_____ І. Л. Лебединський

" ____ " _____ 2022 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА БАКАЛАВРА

на тему:

«Балансування енергетичної системи з атомними, тепловими і сонячними електростанціями»

Спеціальність: 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Виконав студент гр. ЕТ-81/2-9 _____ І. М. Євтушенко

Керівник, к.т.н., доц. _____ І. М. Дяговченко

Нормоконтроль _____ М. А. Никифоров

Суми–2022

Сумський державний університет

Факультет електроніки та інформаційних технологій

Кафедра електроенергетики

Спеціальність – 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖЕНО

Зав. кафедри електроенергетики

_____ І.Л. Лебединський

« » _____ 2022 р.

Завдання

на кваліфікаційну роботу бакалавра

Євтушенко Ігор Миколайович

1.Тема роботи : «Балансування енергетичної системи з атомними, тепловими і сонячними електростанціями»

затверджена наказом по університету № _____ від “ _____ ” _____ 20__ р.

2.Термін здачі студентом закінченої роботи 15.06.2022 р.

3.Вихідні дані до роботи: параметри споживачів електроенергії (річні графіки споживання потужності, коефіцієнт потужності, час найбільшого навантаження, категорія електроспоживачів); річні графіки генерації електроенергії сонячними панелями.

4.Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які необхідно вирішити).

- Особливості генерації електроенергії АЕС
- Основні складові частини атомних електростанцій
- Види АЕС, їхні переваги
- Проблеми українських АЕС
- Балансування Об'єднаної енергосистеми України
- Охорона праці на АЕС.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№п/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Особливості генерації електроенергії АЕС	10.05.2022 р.	
2	Основні складові частини атомних електростанцій	15.05.2022 р.	
3	Види АЕС, їхні переваги	20.05.2022 р.	
4	Проблеми українських АЕС	25.05.2022 р.	
5	Балансування Об'єднаної енергосистеми України	07.06.2022 р.	
6	Охорона праці на АЕС	10.06.2022 р.	
7	Оформлення пояснювальної записки	12.06.2022 р.	
8	Здача роботи на перевірку	15.06.2022 р.	

Студент

(підпис)

Керівник роботи

(підпис)

РЕФЕРАТ

с. 77, рис. 22, табл. 16.

Бібліографічний опис: “Балансування енергетичної системи з атомними, тепловими і сонячними електростанціями”: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавра; спеціальність 141 – “Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка”; Освітня програма Електротехнічні системи електроспоживання /Євтушенко І. М.; Дяговченко І. М. – Суми: СумДУ, 2022. – 77 с.

Ключові слова: електрична мережа, споживач, категорія, потужність, трансформатор, ЛЕП, провід, опір, напруга, активна енергія, реактивна енергія, схема заміщення, АЕС, ТЕЦ, СЕС.

электрическая сеть, потребитель, категория, мощность, трансформатор, ЛЭП, провод, сопротивление, напряжение, активная энергия, реактивная энергия, схема замещения, АЭС, ТЭЦ, СЭС.

electrical network, consumer, category, power, transformer, Power line, wire, resistance, High-voltage, active energy, reactive energy, substitution scheme, NPP, TPP, SPP.

Короткий огляд – Опис особливостей генерації електричної енергії атомними електростанціями. Види АЕС, їх типи і переваги. Огляд і опис проблем українській атомних електростанцій. Балансування Об'єднаної енергосистеми України. Розрахунок і моделювання процесів та режимів роботи електричної мережі у спеціальному програмному забезпеченні. Охорона праці на атомних електростанціях.

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ:

- АЕС (NPP) – атомна електростанція
- ВВЕР – водно водяний енергетичний реактор
- ВДЕ – відновлювальні джерела електроенергії
- ВКП – внутрішньо корпусний присрій
- ВН – вища напруга
- ЕЕ – електрична енергія
- ЕС – електростанція
- КЗ – коротке замикання
- НДЕ – невідновлювальні джерела електроенергії
- НН – низька напруга
- НН – низька напруга
- ОЕС – об'єднана енергосистема
- ПВТ – підігрівач високого тиску
- ПЛ – повітряна лінія
- ПНТ – підігрівач низького тиску
- ПС – понижувальна підстанція
- ПУЕ – правила улаштування електроустановок
- РВПК – реактор великої потужності каналний
- РЕМ – розподільні мережі
- РПН – регулювання під навантаженням
- САОЗ – система аварійного охолодження активної зони
- СЕС (SPP) – сонячна електростанція
- СН – середня напруга
- СУЗ – система управління захисту
- ТВЗ – тепло виділяюча збірка
- ТЕЦ (TRP) – теплова електростанція
- ТН – трансформатор напруги
- ТС – трансформатор струму

ЦВТ – циліндр високого тиску

ЦНТ – циліндр низького тиску

ЯЕУ – ядерна енергетична установка

ЗМІСТ

ВСТУП.....	9
1. Особливості генерації електроенергії АЕС.....	11
1.1. Основні складові частини атомних електростанцій.....	11
1.1.1 Головний корпус АЕС.....	11
1.1.2 Машинна зала електростанції.....	12
1.1.3 Ядерний реактор.....	13
1.1.4 Коефіцієнт ділення.....	14
1.1.5 Парогенератор.....	15
1.1.6 Парова турбіна.....	16
1.2. Види АЕС, їхні переваги.....	18
1.2.1 Реактори на теплових нейтронах.....	18
1.2.2 Реактори, що використовують як теплоносій звичайну воду.....	19
1.2.3 Киплячі реактори.....	19
1.2.4 Реактори з графітовим сповільнювачем.....	20
1.2.5 Високотемпературні газоохолоджувані реактори із графітовим сповільнювачем.....	22
1.2.6 Реактори з водою під тиском.....	25
1.3. Проблеми українських АЕС.....	28
1.3.1 Виготовлення ядерного палива – твелів й тепловиділяючих збірок.....	28
1.3.2 Радіаційна переробка відпрацьованого ядерного палива.....	30
1.3.3 Зберігання відпрацьованого ядерного палива в Україні.....	33
1.3.4 Закінчення термінів експлуатації атомних електростанцій в Україні.....	34
1.3.5 Синхронізація з ENTSO-E.....	35
2. Балансування Об'єднаної енергосистеми України.....	37

БР 3.8.141.001 ЕТ-81/2-9 ПЗ				
Змн.	Арк.	№ докум	Підпис	Дата
Розроб.		Євтушенко І. М.		
Перевір.		Дяговченко І. М.		
Реценз.				
Н. Контр.				
Затверд.				
Балансування енергетичної системи з атомними, тепловими і сонячними електростанціями				
		Лит.	Аркуш	Листів
		7	7	77
СумДУ ЕТ-81/2-9				

2.1	Процес об'єднання енергетичних систем: основні поняття й призначення.....	37
2.2	Об'єднана енергетична система України.....	38
2.3	Практична частина.....	44
2.4	Параметри атомних і сонячних генераторів енергії.....	58
3.	Охорона праці на АЕС.....	61
3.1	Радіаційна безпека. Іонізуюче випромінювання.....	61
3.2	Пожежна безпека.....	65
	ВИСНОВОК.....	74
	СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ.....	76

					БР 3.8.141.001 ЕТ-81/2-9 ПЗ	Арк.
						8
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВСТУП

Оскільки потужності атомних електростанцій не можна різко збільшувати і зменшувати, тому вони не дуже є гнучкими. Вони спроектовані на роботу з постійною потужністю, в той час як попит на електроенергію змінюється протягом доби та року. В енергосистемі виробництво має постійно відповідати споживанню. Якщо в системі буде забагато атомних електростанцій (АЕС), їм доведеться змінювати свою потужність у відповідь на зміну попиту. З таким режимом роботи на атомних реакторах ризикують отримати аварійні ситуації. [12].

Існуюча частка АЕС у виробництві електроенергії в Україні зависока для надійної роботи енергосистеми. Через завелику потужність блоків АЕС аварійна зупинка одного з них означає раптову втрату 5–6 % всього виробництва електроенергії, які потрібно швидко компенсувати, вводячи в роботу інші електростанції.

Те, що Україні необхідно збільшувати балансувальні потужності, відомо давно і в уряді, і в Мінекоенерго, і в Укренерго. Щонайменше з 2017 року існував механізм для проведення конкурсу на високоманеврену балансуєчу генерацію, однак уряд оголосив про його проведення восени 2020 — коли проблему стало неможливо ігнорувати.

Для України відновлювальні джерела електроенергії (ВДЕ) — це в першу можливість появи нових підприємств та, відповідно, робочих місць:

- з виробництва та продажу сонячної, вітрової, біоенергії (тепла, електроенергії);
- з виготовлення обладнання: сонячних панелей, вітрових турбін, котлів і деталей для комплектування;
- з виробництва сировини: заводи з виробництва пелет, кооперативи з вирощування енергетичних культур, фірми зі збору та транспортування сільськогосподарських відходів
- з монтажу й установки станцій;

					<i>БР 3.8.141.001 ЕТ-81/2-9 ПЗ</i>	Арк.
						9
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- з обслуговування та ремонту станцій.

Крім інженерів, науковців, робітників заводів робочі місця будуть створені і для програмістів, інших спеціалістів з інформаційних технологій (ІТ) технологій. Сучасне виробництво немислиме без автоматизації і комп'ютеризації технологічних процесів. Робочі місця отримають також електрики, монтажники будівельники, дизайнери та працівники допоміжних сфер — фінансисти, бухгалтери, менеджери, шофери та інші.

Дуже важливо забезпечити належне балансування об'єднаної енергосистеми (ОЕС) з атомними електростанціями та відновлювальними джерелами електроенергії (ВДЕ).

					<i>БР 3.8.141.001 ЕТ-81/2-9 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		10

1 Особливості генерації електроенергії АЕС

1.1 Основні складові частини атомних електростанцій

1.1.1 Головний корпус АЕС

Головний корпус АЕС включає реакторне відділення, машинний зал, деаераторну етажерку й етажерку електротехнічних пристроїв, що примикає до машинного залу. У даний час використовується принцип модульної компоновки: кожен енергоблок розміщується в окремій будівлі, що забезпечує можливість поточного будівництва атомних електростанцій потужністю 4–6 МВт. Реакторне відділення являє собою окрему ємність і складається з герметичної частини – оболонки і негерметичного оббудовування [1].

З погляду безпеки герметична оболонка є третім бар'єром, що захищає населення від наслідків аварії (першим бар'єром є оболонка тепловиділяючих елементів (твелів), другим – межа першого контура). У нормальному режимі роботи оболонка оберігає реактор і його контур охолодження від зовнішніх дій і є захисним екраном від випромінювань активної зони реактора. В аномальних або аварійних умовах оболонка повинна знизити радіологічну дію в межах майданчика до допустимих доз опромінювання.

Для зниження аварійного тиску пароповітряної суміші у разі розриву головного циркуляційного трубопроводу в приміщеннях герметичної оболонки використовуються спеціальні спринклерні системи. Враховуючи значення герметичної оболонки, перед пуском АЕС, під час першої зупинки реактора для завантаження паливом і потім раз на десять років проводять її випробування на механічну міцність і герметичність, піддаючи її внутрішньому надмірному тиску 0,46 МПа (1,15 від розрахункового).

					БР 3.8.141.001 ЕТ-81/2-9 ПЗ			
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>		<i>Євтушенко І. М.</i>			<i>Балансування енергетичної системи з атомними, тепловими і сонячними електростанціями</i>	<i>Лит.</i>	<i>Аркуш</i>	<i>Листів</i>
<i>Перевір.</i>		<i>Дяговченко І. М.</i>					11	77
<i>Реценз.</i>						СумДУ ЕТ-81/2-9		
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Затверд.</i>								

Обладнання реакторного відділення всісиметрично оточує герметичну оболонку і є в плані квадратом розміром 66×66 м. В обладнанні розміщені системи, устаткування і конструкції, що забезпечують безпеку енергоблока, планову і аварійну зупинку ядерного реактора [1].

1.1.2 Машинна зала електростанції

Машинна зала електростанції – це частина будівлі станції, де розміщуються агрегати, що виробляють електроенергію, — електричні генератори і двигуни (турбіни, дизеля), що обертають їх, з допоміжним устаткуванням, що відноситься до них. М. з. ГРЕС(державна районна електростанція), теплоелектроцентралі (ТЕЦ), атомній електростанції (АЕС), гідроелектричні станції (ГЕС), газотурбінної, дизельної і геотермальної електростанцій розрізняються по типові встановленого в них устаткування і його компоновці. [5].

В машинній залі ГРЕС (державна районна електростанція), ТЕЦ і АЕС розташовуються турбогенератори, парові турбіни, конденсатори, теплообмінники системи регенерації, живильні, циркуляційні, конденсаційні і дренажні насоси, устаткування для власних потреб електростанції. У машинній залі ТЕЦ крім того, встановлюються мережеві підігрівачі і їх насоси. У машинній залі АЕС, що працюють на вологому або слабоперегретом парі, розміщуються проміжні сепаратори і пароперегрівачі.

По розташуванню турбоагрегатів розрізняють машинну залу (МЗ) з поперечною і подовжньою компоновкою. Турбіни і генератори встановлюються в МЗ на залізобетонних або металевих фундаментах. Висота фундаменту залежить від потужності і конструктивних особливостей встановлюваного устаткування. Верхня відмітка фундаменту є відміткою обслуговування турбоагрегату. Частина МЗ, розташована нижче за відмітку обслуговування, називається конденсаторним приміщенням.

Зона МЗ, займана одним турбоагрегатом, його допоміжним устаткуванням і ремонтними майданчиками, називається вічком. У

					БР 3.8.141.001 ЕТ-81/2-9 ПЗ	Арк.
						12
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

одноконтурних АЕС окремі агрегати встановлюються в бетонних боксах; велика частина устаткування має біологічний захист. Монтажний майданчик для збірки основного і допоміжного устаткування агрегату на сучасних багатоагрегатних електростанціях знаходиться безпосередньо біля кожного нового агрегату (тимчасовий майданчик). Біля капітальної стіни МЗ знаходиться монтажний майданчик для проведення крупного ремонту вже експлуатованого устаткування. Зовнішня стіна МЗ граничить з розподільним пристроєм. З боку службових приміщень торцева стіна МЗ капітальна, з боку можливого розширення станції — тимчасова.

1.1.3 Ядерний реактор

Ядерний (атомний) реактор є пристроєм для здійснення керованої ланцюгової реакції ділення. Основною частиною ядерного реактора є активна зона, в якій відбуваються формування енергетичного спектру нейтронів, поділ ядер палива й перетворення ядерної енергії в теплову для подальшого використання. Активна зона складається з ядерного палива, сповільнювача нейтронів (у реакторах на теплових або проміжних нейтронах) і конструкційних матеріалів. Для відведення тепла від активної зони служить теплоносій. Керування ланцюговою реакцією ділення здійснюється органами регулювання. Для зменшення витоку нейтронів активну зону оточують відбивачем – матеріалом, що не ділиться, добре розсіюючим нейтрони й слабо їх поглинаючим. Всі ці складові частини знаходяться в корпусі ядерного реактора, закритого кришкою, на якій змонтовані виконавчі механізми органів регулювання. [5].

Конструкції ядерних реакторів залежать від їх призначення: для вироблення електроенергії, технологічної теплоти, теплопостачання, збройового матеріалу, вторинного ядерного палива, спалювання радіоактивних відходів від переробки відпрацьованого ядерного палива. Вибір конструкції ядерного реактора може визначатися наявністю національних ресурсів й економікою країни, міркуваннями безпеки та небезпекою розповсюдження

					БР 3.8.141.001 ЕТ-81/2-9 ПЗ	Арк.
						13
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ядерних матеріалів з метою використання їх як зброї.

Проектування конструкцій ядерних реакторів засноване на трьох основних принципах, а саме на залежності конструкції реактора:

- від енергії нейтронів, енергетичний спектр яких повинен бути сформований в його активній зоні (реактори на теплових або швидких нейтронах);
- від конфігурації й структури активної зони (гомогенного або гетерогенного розташування ядерного палива, сповільнювача, теплоносія);
- від мети використання ядерного палива (спалювання, конвертація сировинного матеріалу – торія-232 або урану-238, відтворення вторинного ядерного палива).

1.1.4 Коефіцієнт ділення

Для отримання енергії в ядерному реакторі використовується чудова фізична властивість ділення ядер урану під дією нейтронів. [7].

Ядерна реакція – це процес взаємодії атомного ядра з іншим ядром або елементарною часткою, що супроводжується зміною складу й структури ядра й виділенням вторинних часток або γ -квантів. У результаті ядерних реакцій можуть утворюватися нові радіоактивні ізотопи, яких немає на Землі в природніх умовах.

При ядерних реакціях виконується кілька законів збереження: імпульсу, енергії, моменту імпульсу, заряду. На додаток до цих класичних законів при ядерних реакціях виконується закон збереження так званого баріонного заряду (тобто числа нуклонів – протонів і нейтронів). Виконується також ряд інших законів збереження, специфічних для ядерної фізики й фізики елементарних часток.

Ядерні реакції можуть протікати при бомбардуванні атомів швидкими зарядженими частками (протони, нейтрони, α -частки, іони). На відміну від радіоактивного розпаду ядер, що супроводжується випускненням α - або β -часток, реакції ділення – це процес, при яким нестабільне ядро ділиться на два великі

					БР 3.8.141.001 ЕТ-81/2-9 ПЗ	Арк.
						14
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

фрагменти порівнянних мас.

В 1939 році німецькими вченими О. Ганом і Ф. Штрассманом було відкрито ділення ядер урану. Продовжуючи дослідження, розпочаті Фермі, вони встановили, що при бомбардуванні урану нейтронами виникають елементи середньої частини періодичної системи – радіоактивні ізотопи барію ($Z = 56$), криптону ($Z = 6$) та ін.

Уран зустрічається в природі у вигляді двох ізотопів: уран-238 (99,3 %) і уран-235 (0,7 %). При бомбардуванні нейтронами ядра обох ізотопів можуть розщеплюватися на два осколки. При цьому реакція ділення урану-235 найбільше інтенсивно йде на повільних (теплових) нейтронах, у той час як ядра урану-238 вступають у реакцію ділення тільки зі швидкими нейтронами з енергією порядку 1 МеВ.

Основний інтерес для ядерної енергетики представляє реакція ділення ядра урану-235. У цей час відомі близько 100 різних ізотопів з масовими числами приблизно від 90 до 145, що виникають при діленні цього ядра.

1.1.5 Парогенератор

Парогенератор – це сполучна ланка між першим і другим контурами. Зображений на рисунку 1.1. Це трубчастий випарник природної циркуляції з механічною сушкою пари. Теплоносій першого контура (охолоджуючий реактор) циркулює трубами і віддає своє тепло теплоносію другого контура (живильній воді) із зовнішнього боку трубчатки парогенератора, виробляючи при цьому пару. Парогенератор паровиробляючої ядерної установки (ЯППУ) з реактором ВВЕР–1000 є двоконтурним теплообмінним апаратом із зануреною поверхнею теплообміну (трубчастим пучком), вбудованими сепараційними пристроями і природною циркуляцією робочого тіла. Поверхня нагріву парогенераторів завжди є системою змійовиків малого діаметру, усередині яких тече теплоносій під високим тиском. Парогенератори можуть бути горизонтальними і вертикальними. В обох випадках по стороні другого контура використовується природна циркуляція. [5].

					БР 3.8.141.001 ЕТ-81/2-9 ПЗ	Арк.
						15
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

За вибраних параметрів теплоносія на виході з ядерного реактора, параметрів пари, що подається на турбіну, теплотехнічна схема установки парогенератора з ВВЕР–1000 достатньо проста. Живильна вода, що поступає в парогенератор із сепараторів вологи, змішується з водою, що знаходиться усередині його корпусу, нагрівається до температури насичення і випаровується.

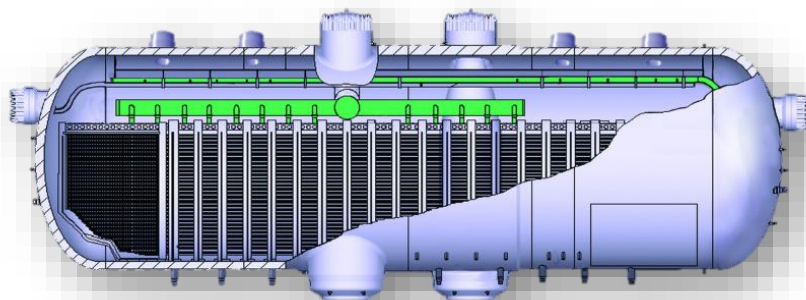


Рисунок 1.1 – Парогенератор типу ПГВ-1000 МКП

1.1.6 Парова турбіна

Основний шлях отримання електроенергії на сучасних АЕС – використання електричних генераторів машинного типу з механічним приводом від парової турбіни. Парова турбіна зображена на рисунку 1.2. Теплова енергія пари при її розширенні в проточній частині турбіни перетворюється на кінетичну енергію потоку пари, яка використовується для обертання ротора турбіни електрогенератора. Параметри пари, що поступає на турбіну, знаходяться в прямій залежності від параметрів теплоносія, що охолоджує активну зону ядерного реактора.

Для двоконтурної АЕС з реактором ВВЕР-1000 вибраний максимально можливий тиск теплоносія, який визначається технічними можливостями виготовлення потужних корпусів. При сучасному стані промисловості світового реакторобудівництва таким тиском є 16 МПа. Умовою однофазності теплоносія на виході з ядерного реактора є його недогрів до кипіння. Відповідно обмежується не тільки температура теплоносія на виході з реактора

					БР 3.8.141.001 ЕТ-81/2-9 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		16

(325 °С), але й температура на вході в реактор (на виході парогенератора), яка приймається рівною 290 °С.

З урахуванням необхідного перепаду температур в парогенераторі між теплоносієм ядерного реактора і пароводяною сумішшю в парогенераторі, температура паротворення складає 278 °С, що відповідає тиску 6,4 МПа. Початкові параметри пари перед турбіною – тиск 6 МПа, температура 274 °С.

Особливості парових турбін АЕС з реакторами ВВЕР (PWR) пов'язані з їх роботою на насиченій парі з відносно малим теплоперепадом, що спричиняє до великої витрати пари, і велика частина ступенів турбіни працює на вологій парі. У процесі розширення насиченої пари в турбіні її вологість безперервно зростає й досягає значень, при яких виникає ерозійний знос проточної частини турбіни. [6].

У зв'язку з цим термодинамічний цикл для АЕС з водним теплоносієм включає проміжну сепарацію: пара, що досягла гранично допустимих значень вологості після головного циліндра турбіни, відводиться в спеціальний сепаратор й осушується в ньому при постійному тиску (температурі).

Для забезпечення необхідної витрати пари в турбінах АЕС, що працюють з насиченою парою, необхідне велике число вихлопів, що призводить до збільшення загальної довжини турбіни. Зменшенням частоти обертання ротора турбіни (наприклад до 1500 об/хв) можна скоротити кількість ЦНТ. При цьому збільшується довжина лопаток останніх ступенів турбіни і середній діаметр, збільшується площа вихлопу, отже, зменшується число циліндрів. За сучасними концепціями число роторів валопроводів не повинно перевищувати п'яти, а гранична довжина турбіни 55–65 м.

Максимальна потужність турбіни на насиченій парі при частоті обертання ротора 3000 об/хв складає 1000–1200 МВт, а для тихохідних вона зростає приблизно в 4 рази. Маса тихохідних турбін потужністю до 1000 МВт перевершує масу турбін з частотою обертання ротора в 3000 об/хв і лише при потужності більше 1000 МВт їх маси стають майже однаковими. Так, питома маса турбіни К-1000-60/3000, встановленої на Рівненській АЕС, в ~ 1,3 рази

					БР 3.8.141.001 ЕТ-81/2-9 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		17

менша, ніж у турбін К-100060/1500, встановлених на Запорізькій АЕС.

Парова турбіна К-1000-60/1500, що має загальну довжину 57,8 м й вагу ~ 3000 тонн, є багатоступінчатою турбіною, що складається з одного двох потокового циліндра високого тиску (ЦВД) і трьох двохпотокових циліндрів низького тиску (ЦНТ). Швидкість обертання ротора турбіни 1500 об/хв. Після скидання тиску в ЦВД пара поступає в сепаратори-перегрівачі, де вона втрачає частину вологи, після чого пара перегрівається й надходить в ЦВД. У процесі скидання тиску частина пари відбирається для підігріву живильної води. Ротори турбіни зібрані з кованих елементів, зварених по периферії.

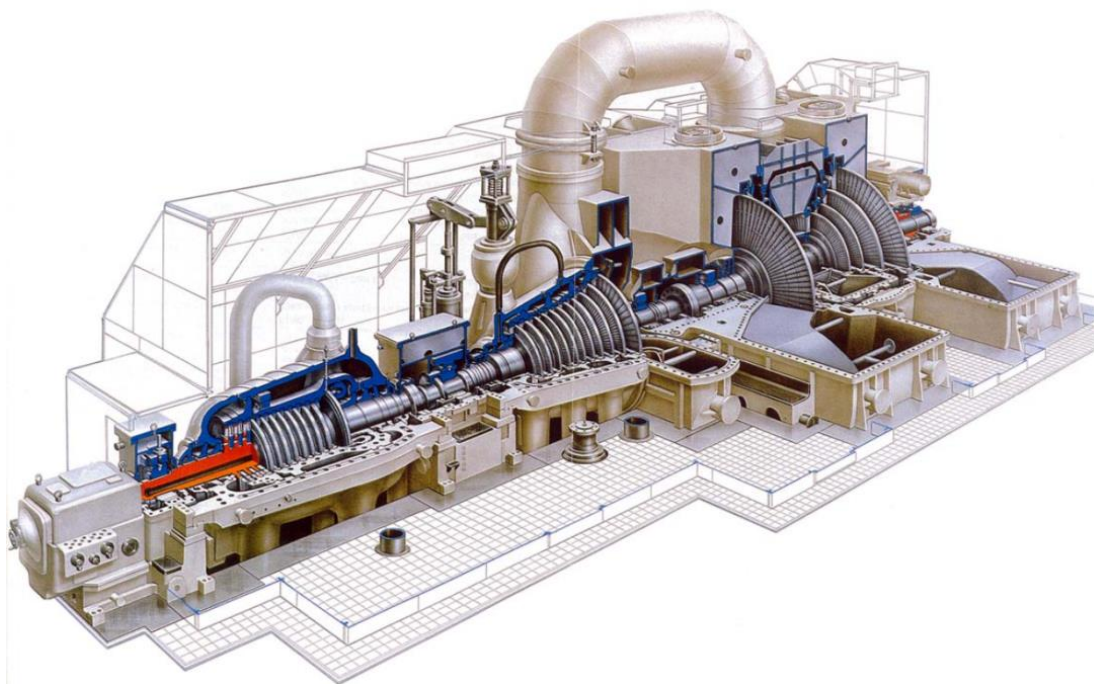


Рисунок 1.2 – Парова турбіна типу ЛМЗ К-225-12,8.

1.2 Види АЕС, їхні переваги

1.2.1 Реактори на теплових нейтронах

Реактори на теплових нейтронах зазвичай класифікуються за типом сповільнювача. Як сповільнювач використовуються матеріали, що мають гарну уповільнюючу здатність й низьке поглинання нейтронів. Серед них водень (у

					<i>БР 3.8.141.001 ЕТ-81/2-9 ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		18

складі звичайної води), дейтерій (у складі важкої води) та вуглець (у вигляді графіту). Всі ці сповільнювачі використовуються в промислових енергетичних реакторах. Всі ці реактори працюють на твердому паливі. Існує ще один тип реактора – рідкосольовий реактор-розмножувач (MSBR), в якому рідка паливна суміш розплавів фторидів безперервно циркулює через канали в графітовому сповільнювачі.

1.2.2 Реактори, що використовують як теплоносій звичайну воду

Такі можна поділити на два типи: двоконтурні й одноконтурні. Якщо контури теплоносія й робочого тіла суміщені, то систему знімання тепла називають одноконтурною, якщо ж вони розділені, то двоконтурною. У цьому випадку контур теплоносія називають першим, а контур робочого тіла – другим.

В одноконтурних енергетичних реакторах вода при проходженні через активну зону нагрівається до температури кипіння, й у верхній частині активної зони утворюється пара. Пара з такого реактора надходить до сепаратора, де від неї відділяється волога, після чого пара надходить до турбіни. Конденсат пари із конденсатора турбіни через підігрівачі низького тиску направляють до деаератора, а потім до реактора. Гази, що не конденсуються, з конденсатора турбіни викидають до системи спецвентиляції або на очищення.

1.2.3 Киплячі реактори

За конструкцією поділяються на корпусні й каналні. У корпусному киплячому реакторі BWR (рисунок 1.3) активна зона розміщена у високоміцному товстостінному сталевому баці. Такі реактори складаються із корпусу з кришкою та ущільнюючими елементами; корзини активної зони, в якій розміщуються касети з твелями. Теплоносій (H₂O) усередині корпусу знаходиться під тиском ~ 7 МПа, тому корпус повинен бути міцним та добре протистояти корозійній й ерозійній дії теплоносія.

Канальні киплячі реактори наприклад РВПК-1000 (Реактор Великої

					БР 3.8.141.001 ЕТ-81/2-9 ПЗ	Арк.
						19
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Потужності Канальний) складаються з циліндричної графітової кладки сповільнювача, що розміщується в бетонній шахті, через яку проходять спеціальні канали для органів регулювання й технологічні канали з урановим паливом, яке охолоджується водою. Проходячи через технологічні канали, вода спочатку нагрівається, а потім частково випаровується. Пароводяна суміш індивідуальними трубопроводами прямує в барабани-сепаратори, де пара осушується, а потім прямує в турбіну. [7].

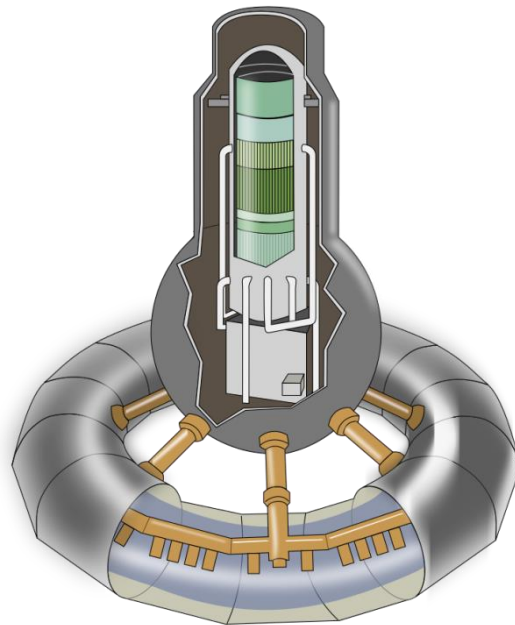


Рисунок 1.3 – Реактор із киплячою водою General Electric BWR

1.2.4 Реактори з графітовим сповільнювачем

Розвиток реакторів з графітовим сповільнювачем мотивувався можливістю створення системи з паливом із природного урану при використанні досяжного і недорогого теплоносія. Першим реактором з графітовим сповільнювачем і ядерним паливом з металевого природного урану була критична збірка, що охолоджується повітрям при природній його циркуляції.

Графіт має високу уповільнюючу здатність $\xi\Sigma_s=0,0626$, низький переріз поглинання теплових нейтронів $\Sigma\alpha=3,87\cdot 10^{-4} \text{ см}^{-1}$ й коефіцієнт уповільнення,

					БР 3.8.141.001 ЕТ-81/2-9 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		20

що дорівнює $\xi\Sigma_s/\Sigma\alpha=162$. Велика довжина дифузії нейтронів у чистому графіті $L=56,4$ см призводить до значних розмірів реакторів з графітовим сповільнювачем, що перевищує розміри реакторів із сповільнювачем на звичайній воді ($L=2,69$ см). Особливо це відноситься до реакторів з паливом із природного урану, витік нейтронів з яких повинний бути дуже малим, й, щоб забезпечити необхідний баланс нейтронів (запас реактивності), необхідно збільшити його розміри. [7].

Активна зона РВПК–1000 (рисунок 1.4) має форму вертикального циліндра з еквівалентним діаметром 11,8 м й заввишки 7 м. Вона оточена боковим графітовим відбивачем завтовшки 90 см, верхнім та нижнім графітовими відбивачами нейтронів завтовшки 50 см. [1].

У кладці графітового сповільнювача в осередках квадратних решіток з кроком 250 мм розташовано 1693 технологічні канали й 179 каналів СУЗ з кроком 700 мм, квадратні решітки розміщення яких повернені на 45° щодо ґраток технологічних каналів.

Паливне завантаження РВПК-1000 містить 61000 твелів із паливними таблетками з двооксиду урану UO_2 зі збагаченням ураном-235 (1,8 або 2 %),

маса урану в завантаженні активної зони реактора 192 тонни. Середнє вигорання ядерного палива в реакторі $18,5 \cdot 10^3$ МВт·доб/т, тривалість перебування касети з ядерним паливом в активній зоні 3 роки. РВПК–1000 працює в режимі безперервного перевантаження ядерного палива за допомогою розвантажувально-завантажувальної

Регулювання потужності реактора здійснюється стрижнями СУЗ, розташованими в каналах розміром 88×3 мм, що містять матеріали, які ефективно поглинають нейтрони. Стрижні приводяться в рух сервоприводами, розташованими над активною зоною. Органи регулювання забезпечують зменшення густини потоку нейтронів й потужності ядерного реактора зі швидкістю 4 % за годину, в аварійних випадках реактор може бути зупинений за 12–16 секунд.

					БР 3.8.141.001 ЕТ-81/2-9 ПЗ	Арк.
						21
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

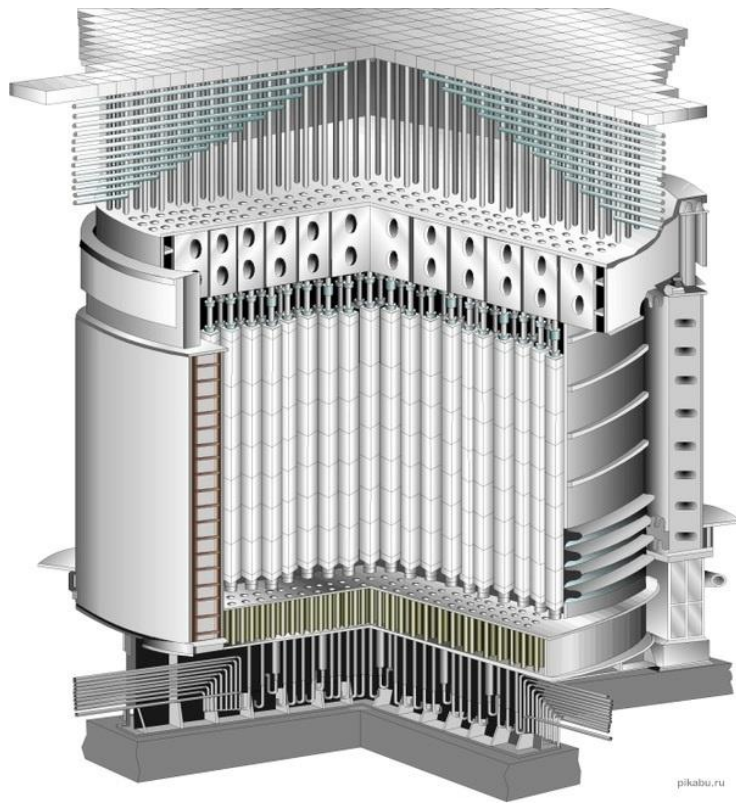


Рисунок 1.4 – Реактор із графітовим сповільнювачем РВПК–1000

Основними перевагами реакторів даного типу є:

- відсутність у каналних ядерних реакторах масивного дорогого сталевго корпусу, що розширює можливості спорудження реакторів великої потужності й дозволяє повернути до створення ядерних реакторів промисловість, не пов'язану із виготовленням складних товстостінних корпусів масою ~ 300 тонн; виключення утруднень, пов'язаних із транспортуванням великогабаритних корпусів реакторів;
- можливість працювати в режимі АТЕЦ, яка вперше була здійснена на Білібінській АЕС у 1974 р., де разом з виробництвом електроенергії одночасно проводився відбір теплоти в кількості $(15-20) \cdot 10^6$ ккал/год.

1.2.5 Високотемпературні газоохолоджувані реактори із графітовим сповільнювачем

Переваги використання графіту як уповільнювача нейтронів у порівнянні з уповільнювачами зі звичайної й важкої води полягає в тому, що можна

						Арк.
					БР 3.8.141.001 ЕТ-81/2-9 ПЗ	22
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

досягти високої температури активної зони ядерного реактора. Крім того, графіт дешевший за важку воду й відрізняється механічною міцністю, що спрощує конструкцію активної зони та ядерного реактора. Малий переріз поглинання нейтронів та хороші уповільнюючі властивості графіту дозволяють ядерним реакторам на теплових нейтронах використовувати ядерне паливо із природного урану (без збагачення).

Проте низький вміст матеріалу (0,7 % урану-235), здатного до поділу, призводить до низького рівня вигорання ядерного палива в реакторах, що працюють на паливі з природного урану. З цієї причини в удосконалених газоохолоджуваних реакторах використовується збагачений уран.

Графітова активна зона магноксових реакторів являла собою горизонтальний циліндр заввишки 10 м і діаметром 15 м, розміщений у сталевому кожусі з товщиною стінки 10 см. Сталевий кожух, вміщений в корпус із попередньо напруженого залізобетону з товщиною стінки 3 м,

служував внутрішньою стінкою корпусу тиску. Графітова кладка активної зони була пронизана каналами для розміщення твелів й теплоносія. Перевантаження палива проводилося в процесі експлуатації без зупинки ядерного реактора. Температура теплоносія на виході з активної зони досягала 414 °С, що на 100 °С вище, ніж у легководних ядерних реакторах. Пара вироблялася в газоводяних теплообмінниках.

Подальший розвиток конструкцій цих реакторів в Англії привів до створення більш вдосконалених газоохолоджуваних уран-графітових ядерних реакторів AGR, конструкція яких аналогічна конструкції магноксових, але вдалося підвищити к.к.д. реактора, рівень вигорання ядерного палива й потужність без збільшення капітальних витрат. У реакторах AGR магноксові твели з паливом із природного урану були замінені твелями із низькозбагаченого урану (~ 2 % урану-235) в оболонці з іржостійкої сталі, яка дозволила підвищити температуру поверхні твелів до 760 °С. В ядерному реакторі AGR паливні елементи розжарюються до червоного свічення, температура вуглекислого газу на виході з активної зони досягає 650 °С при

					БР 3.8.141.001 ЕТ-81/2-9 ПЗ	Арк.
						23
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

тиску 4 МПа. У результаті к.к.д. підвищується до 42 % (АЕС у Хінклі-Поїнті й АЕС в Хантерстоні, Англія, які почали працювати в 1976 р.

Корпус реактора АGR із попередньо напруженого залізобетону – циліндричний, зовнішній діаметр 25,9 м, висота 29,3 м, товщина стінки 6,4 м. Вісім парогенераторів розміщено в циліндричних порожнинах діаметром 2,75 м усередині бетонної стінки корпусу. Газодувки встановлені під парогенераторами.

Активна зона реактора вміщена в сталеву оболонку діаметром 13,1 м з товщиною стінки 19 мм, зовні охолоджувана водою, зверху закривається кришкою, котра пронизана каналами для перевантаження ядерного палива. Потік газового теплоносія організований так, що забезпечується температура графіту на рівні 325–500 °С, яка відповідає мінімуму запасеної в нім енергії й мінімальному його радіаційному розпуханняю. Температура газу на вході до активної зони 290 °С, на виході з неї 650 °С.

Конструкція активної зони реактора АGR діаметром 9,3 м і заввишки 8,2 м формується з кільцевих графітових блоків, з яких складається колона. Усередині цих блоків в каналах розміщуються 324 паливних касети з твелями, створюючи квадратну решітку з кроком 457 мм. Стандартна паливна касета АGR містить 37 циліндричних твелів з паливом із низькозбагаченого урану. Оболонки твелів з іржостійкої сталі мають оребрення. Кожна паливна збірка має довжину 1041 мм. Вісім таких збірок встановлюються послідовно одна за одною й стягнуті стрижнем, ця касета повністю завантажується й вивантажується з реактора.

У реакторах НТGR і ТНTR (рисунок 1.5) використовувався торій-урановий паливний цикл з паливною композицією із суміші частинок високозбагаченого урану й частинок з торію. Матеріал (93 % урану-235), що ділиться, у вигляді частинок діаметром 200–800 мкм вкритий піролітичним вуглецем і шаром карбиду кремнію товщиною 150–200 мкм. Частинки торію у вигляді оксиду ThO₂ вкриті тільки піровуглецем. Діаметр частинок сировинного матеріалу (ThO) в два рази більший діаметру паливних частинок. І

					БР 3.8.141.001 ЕТ-81/2-9 ПЗ	Арк.
						24
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ті, й інші частинки дисперговані спільно в графіті й утворюють твели стрижньової геометрії (HTGR) або кульові твели (THTR). У HTGR твели вміщені в гексагональні призматичні блоки графіту, створюючи гексагональні тепловідляючі збірки (ТВЗ). Обидві конструкції HTGR і THTR класифікуються як крупні дослідні реактори.

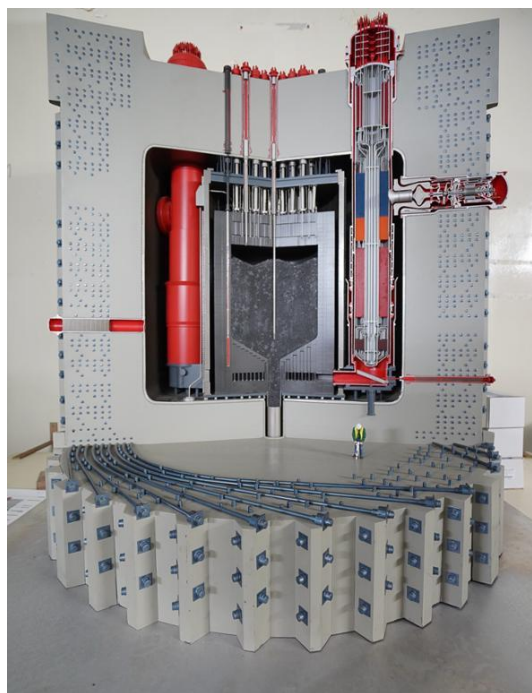


Рисунок 1.5 – Реактор типу THTR–300

1.2.6 Реактори з водою під тиском

Реактори з водою під тиском з'явилися вперше як енергетичні установки для атомних підводних човнів (США, «Наутітус», 1954 р.). Успішний досвід експлуатації реактора такої конструкції у військово-морському флоті ініціював створення першої експериментальної енергетичної установки для мирних цілей. У 1957 р. була пущена АЕС «Шиппінгпорт» потужністю 60 МВт (електричних) з водо-водяним реактором (сповільнювач нейтронів й теплоносій – звичайна вода H₂O). Сучасні реактори такого типу, що споруджуються в різних країнах, мало відрізняються один від одного, оскільки засновані на однакових технічних принципах.

Фізичні параметри активної зони реактора PWR з водою під тиском:

					БР 3.8.141.001 ЕТ-81/2-9 ПЗ	Арк.
						25
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

електрична потужність 1100 МВт, температура теплоносія (Н₂О) 317°С, тиск теплоносія 16 МПа, к.к.д. 32 %, вигорання палива 33000 МВт·добу/т, коефіцієнт розмноження нейтронів $K_{\infty} = 1,29$ (у холодному стані), $k = 1,18$ (при робочій температурі), температурний коефіцієнт реактивності – негативний і дорівнює $1 \cdot 10^{-3} \% \Delta K / (K, ^\circ C)$, середня густина потоку нейтронів $2,16 \cdot 10^{13}$ (теплових) й $3 \cdot 10^{14}$ (швидких) нейтронів/(см²·с).

Тепловиділяючі збірки твелів не можна використовувати до 100 % витрати (вигорання) урану-235. Ділення ядер урану-235 приводить до утворення продуктів ділення – атомних ядер, багато з яких мають дуже великі перетини захвату нейтронів (більше 100 барнів) і конкурують з ланцюговою реакцією ділення в процесах захвату нейтронів. Перш ніж ядерний реактор буде «отруєний» цими продуктами ділення, тепловиділяючі збірки доводиться замінювати. Це здійснюється за допомогою завантажувальної (розвантажувальною) машини.

Відпрацьовані ТВЗ завжди витримують («охолоджують»), щоб знизити радіоактивність і залишкове тепловиділення, протягом декількох місяців в басейнах-сховищах, заповнених водою і розташованих у будівлі реактора.

Реактори подібного типу фірми «Вестінгауз» є переважаючим типом ядерного реактора на АЕС в країнах Європи. Аналогічні типи реакторів (ВВЕР) були створені в СРСР і широко використовуються в Україні, Росії та інших країнах. В Україні також використовується серійний реактор ВВЕР–1000 (рисунок 1.6) аналогічного типу (електрична потужність 1000 МВт). Реактор ВВЕР–1000 складається з таких же конструкційних вузлів, що і РWR, але має деякі особливості.

Корпус реактора має два ряди по чотири патрубки діаметром 850 мм, на рівні верхнього і нижнього рядів цих патрубків знаходяться два патрубки діаметром 300 мм для приєднання трубопроводів системи аварійного охолодження активної зони (САОЗ). Корпус реактора, виготовлений з перлітової сталі, зсередини плакований шаром іржостійкої сталі.

В активній зоні ВВЕР–1000 діаметром 3,16 м і заввишки 3,56 м

					БР 3.8.141.001 ЕТ-81/2-9 ПЗ	Арк.
						26
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

розміщуються 163 шестигранних ТВЗ з розміром «під ключ» 234 мм.

ТВЗ містить 331 стрижень, з них 312 тепловіділяючих паливних елементів стрижньового типу (твелів), 18 направляючих трубок для пучка регулюючих стрижнів системи управління і захисту (СУЗ) і центральної трубки для кріплення дистанціонуючих решіток.

Твели в збірці розташовуються по трикутній решітці з кроком 12,75 мм, висота касети твелів 4,66 м. В активній зоні ВВЕР–1000 ТВЗ розташовані по трикутній решітці з кроком 241 мм. Вага ТВЗ 735 кг, маса ядерного палива UO₂ в ТВЗ 488 кг. Механізм СУЗ має 61 привід, які об'єднуються в групи. Приводи СУЗ переміщують пучки (кластери) з 18 стрижнів – поглиначів нейтронів з карбиду бору В4С всередині ТВЗ в спеціальних направляючих трубках. Повільне регулювання реактивності в активній зоні реактора здійснюється введенням борної кислоти в теплоносій в кількості до 13,5 г.

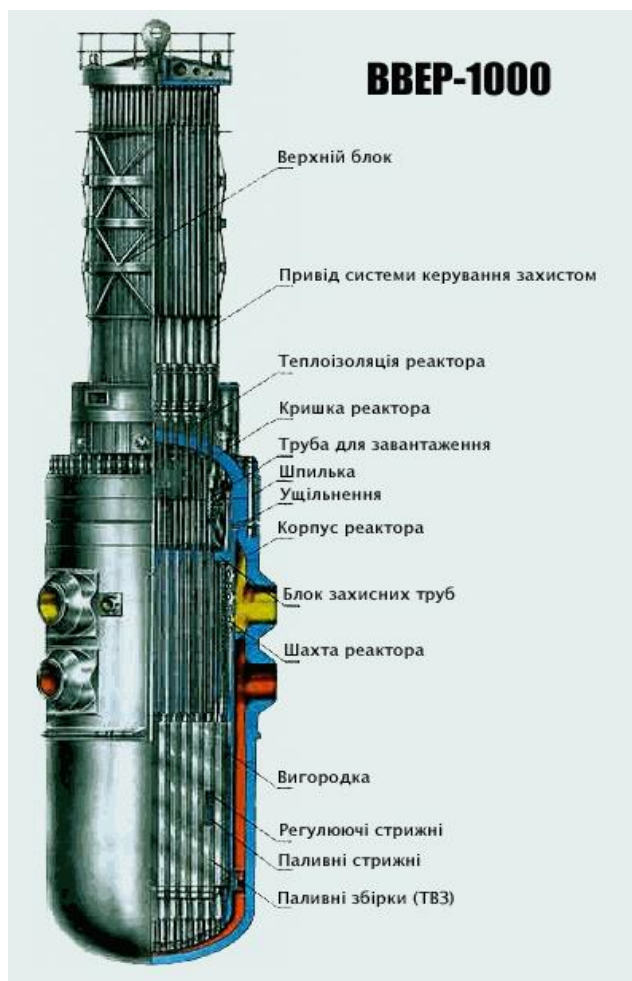


Рисунок 1.6 – Реактор ВВЕР–1000

Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР 3.8.141.001 ЕТ-81/2-9 ПЗ

Арк.

27

1.3. Проблеми українських АЕС

1.3.1 Виготовлення ядерного палива – твелів й тепловиділяючих збірок

У даний час уран в активній зоні енергетичних реакторів використовується виключно у вигляді таблеток двооксиду урану (UO_2). Тільки у високотемпературних газоохолоджувальних реакторах (НТР і НТGR) застосовуються частинки невеликого розміру з оксидів або карбідів урану (мікротвели). Вихідним матеріалом для отримання таблеток UO_2 зі збагаченого урану служить газоподібний UF_6 , що доставляється зі збагачувальних заводів в контейнерах масою приблизно по 15 тонн. У даний час існує декілька процесів перетворення UF_6 на UO_2 . Один з цих процесів, так званий АUC-процес (амоніум уранілкарбонатний), використовується в ФРН. [5].

Потреби в цирконієвих сплавах та особливості їх виробництва. Переважний розвиток атомної енергетики з водоохолоджуваними реакторами на теплових нейтронах, великі масштаби і темпи будівництва АЕС потребують різкого підвищення виробництва цирконію. Виплавка цирконієвої губки – вихідної сировини для виплавлення злитків — в США в 1970 р. склала 1170 тонн в рік, а за п'ятиліття (до 1976 р.) подвоїлася й збільшилася до 1990 р. ще в 2–3 рази. Виробництво прокату з цирконієвих сплавів, використовуваного для атомної енергетики в США, Канаді, Японії, ФРН, Франції, Швейцарії, склало в 1975 р. 1260 тонн, а в 1980 р. – 2800 тонн.

Основною промисловою сировиною для отримання цирконію і його з'єднань є циркон (силікат цирконію ($(SiZr) 2O_2 - SiO_2$), в якому цирконій складає 49,5 %, а також баделейт ($ZrO_2 - 79,9 \% Zr$). Ці мінерали в кількості 0,5–3 % зустрічаються в титановмісних пісках (рутилах та ільменітах). Є і багаті поклади циркону з вмістом в рудах до 20–30 %. Основні родовища циркону (70 %) знаходяться в Австралії і США. Багаті розсипи (із вмістом до 8 % циркону) є в чорних прибережних пісках штату Керала в Індії, а також в Бразилії і Гренландії. З добувних і переробляючих цирконій країн, що є і його експортерами, на першому місці стоять США, потім Франція, Японія.

					БР 3.8.141.001 ЕТ-81/2-9 ПЗ	Арк.
						28
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Особливість цирконієвих мінералів — присутність в них до 3 % гафнію.

Гафній має дуже великий перетин захвату теплових нейтронів (105–115 барнів), що перевищує в 600 разів перетин захвату цирконію. Для застосування в ядерних реакторах необхідно, щоб вміст гафнію в цирконії не перевищував 0,01 %. Очищення цирконію від гафнію, зважаючи на велику хімічну спорідненість між ними, є складним і дорогим технологічним процесом. Найкраще очищення забезпечує йодидний процес, коли у вакуумі на розжарений дріт з об'єму, заповненого газоподібним йодистим цирконієм, висаджуються кристали чистого цирконію (термічна дисоціація). Високі показники очищення цирконію від гафнію отримують і методом екстракції або дробної сублимації.

Витрати і вартість цирконієвого виробництва. За американськими даними губчастий реакторний цирконій коштував близько 20 доларів/кг (у 1972 р. – 11–13 доларів/кг), а в злитках – 14–18 доларів/кг. Ціна готових тонкостінних труб з циркалою-2 і циркалою-4 для оболонок твелів перевищує ціну цирконію в злитках в 3–4 рази й становила 55–56 доларів/кг.

Ці ціни нестабільні й вельми залежать від кон'юнктурних коливань майже повністю монополізованого ринку. Структура витрат у виробництві 1 т металічного цирконію (електролітичного) орієнтовно виглядає так: сировина 6–7 %, заробітна плата 10–12 %, основні й допоміжні матеріали 32 %, енерговитрати 18–12 %, решта (34–29 %) – накладні витрати. В енерговитратах основна частка припадає на споживану електроенергію для електролізу цирконію (питома витрата складає 40 000 кВт·год/т).

Після того як Україна перестала закуповувати ядерне паливо у РФ, (оскільки повинні бути додаткові варіанти закупівлі ядерного палива, щоб не бути повністю залежними від якоїсь конкретної країни) зараз Українські АЕС працюють на ядерному палеві США – Westinghouse. [17].

Згідно із затвердженим Міністерством енергетики України планом-графіком ремонтів електростанцій, капітальний ремонт Рівенської АЕС-3 запланований із середини листопада 2021 року до початку березня 2022 року.

					<i>БР 3.8.141.001 ЕТ-81/2-9 ПЗ</i>	Арк.
						29
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

У червні 2021 року фахівці РАЕС провели на заводі-виробнику Westinghouse у Швеції контроль першої партії (42 ТВЗ) палива перед його відправкою до України. Процес вхідного контролю передбачає розпакування контейнерів ISO, вивантаження контейнерів Travelle та вилучення з них паливних касет, перевірка на стапелі геометричних розмірів касет, огляд на відсутність механічних пошкоджень та сторонніх предметів, перевірка повисотного розміщення твелів, огляд хвостовика та головки касети та переміщення нових касет до чохла зберігання палива.

Перші 42 ТВЗ будуть завантажені в блок №3 у 2022 році, далі свіже паливо ТВЗ-WR щорічно поповнюватиме активну зону реактора блоку №3. "За чотири роки вся активна зона буде заповнена паливом Westinghouse. Отже, вже з 2025 енергоблок №3 РАЕС генеруватиме електроенергію повністю з американського ядерного палива", - наголошується у повідомленні. [17]. У прес-службі також нагадали, що в рамках підписаного в червні 2021 року між НАЕК "Енергоатом" та Westinghouse контракту на постачання та ліцензування палива для реакторів ВВЕР-440 Рівненської АЕС очікується прибуття фахівців Westinghouse для обговорення технічних питань постачань та виготовлення інспекційного стенду. [6].

Завантаження першої партії з 12 касет ядерного палива Westinghouse ВВЕР-440 до другого блоку РАЕС очікується у 2024 році. Її дослідницька експлуатація триватиме чотири-шість років.

Дослідницьку експлуатацію ТВЗ-WR на енергоблоці ЮУАЕС-3 було розпочато в 2015 році. У грудні 2019 року ЮУАЕС-3 став першим блоком, який отримав дозвіл регулятора ДІЯРУ на промислову експлуатацію палива Westinghouse.

1.3.2 Радіаційна переробка відпрацьованого ядерного палива

Радикальним виходом із ситуації непомірного накопичення ВЯП з реальним зниженням радіотоксичності й призначених для поховання відходів є його переробка з виокремленням із нього урану і плутонію і використання

					БР 3.8.141.001 ЕТ-81/2-9 ПЗ	Арк.
						30
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

останніх у знову виготовлюваному паливі (рециклювання палива). Під час реалізації цього сценарію основна фракція урану і плутонію (99,9 %) виокремлюється з ВЯП та у відходах високого рівня активності залишається тільки мала їх частина, яка потрапляє на остаточне зберігання до геологічного сховища.

Найпростішим методом повторної переробки плутонію є використання збірок (ТВЗ) змішаного оксидного (U, Pu) O₂ MOX палива в легководяних. В існуючих легководяних реакторах (ВВЕР і PWR) з паливом зі збагаченого урану відбувається напрацювання плутонію, котрий частково вигоряє при стаціонарному режимі експлуатації реактора і більше 30 % енергії виробляється за рахунок реакцій ділення плутонію. Тому система управління реактора передбачає присутність плутонію в його активній зоні.

Енергетичний плутоній (вивантажуваний з ВЯП реакторів типу ВВЕР) доцільно використовувати для виготовлення MOX палива, коли ще не потрібно його очищення, період напіврозпаду $T_{1/2} = 14,4$ років), тобто протягом перших трьох років зберігання після переробки ВЯП. У вигляді твелів MOX-паливо не повинне перевищувати 1/3 завантаження активної зони реакторів ВВЕР-типу. Таке обмеження пов'язане з тим, що при завантаженні більшої кількості MOX-палива енергетичний спектр нейтронів стає більш жорстким, через це зменшується поглинання нейтронів матеріалом регулюючих стрижнів і бором, що вводиться до теплоносія для компенсації реактивності. [1].

Збірка MOX-палива містить 35 кг плутонію перед опроміненням і 25 кг – після опромінення. Ця величина витрачання плутонію, що дорівнює 10 кг на збірку, повинна порівнюватися з виробництвом близько 5 кг плутонію в стандартній збірці з оксидного UO₂ палива.

У даний час багато реакторів у Франції, Німеччині, Швейцарії та Бельгії працюють з 30 % ним завантаженням активної зони (АЗ) MOX-паливом. У такому випадку кількість виробленого плутонію в АЗ реактора буде дорівнювати $2 \text{ ТВЗ} \times 5 \text{ кг} - 1 \text{ ТВЗ} \times 10 \text{ кг} = 0$, тобто знаходиться всередині нульового балансу. Збільшення кількості MOX-ТВЗ в АЗ реактора до 100 %

					БР 3.8.141.001 ЕТ-81/2-9 ПЗ	Арк.
						31
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

буде приводити до витрат плутонію, але це вимагає зміни величини відношення сповільнювач паливо в АЗ реактора.

Вищі рівні споживання Pu можуть бути досягнуті з інертною (у відношенні до нейтронів) матрицею палива (inert-matrix), оскільки джерело утворення плутонію U^{238} в паливі відсутнє. Проте присутність інертної матриці буде впливати на доплерівський коефіцієнт палива через відсутність резонансу поглинання нейтронів в U^{238} .

Для переведення реакторів типу ВВЕР на повне завантаження активної зони МОХ-паливом будуть потрібні лише незначні конструктивні зміни для збільшення запасу регулювання, тому що ефективність стрижнів регулювання знизиться до 80 % вихідної. Однією з переваг повного завантаження є забезпечення високого вигорання палива.

Кількість етапів повторної переробки в легководяних реакторах обмежена через збільшення концентрацій ізотопів плутонію, які не діляться в тепловому спектрі нейтронів і є випромінювачами нейтронів спонтанного ділення. Це ускладнює операції по завантаженню до контейнерів і вивантаженню з них ТВЗ зі змішаним паливом.

Слід зауважити, що всі ці зміни ізотопного складу плутонію роблять його також менш придатним для використання у військових цілях. Ізотоп ^{241}Pu має критичну масу, приблизно вдвічі меншу, ніж Pu^{239} , і тому в міру накопичення Pu^{241} підвищується можливість досягнення критичності. В одному з можливих циклів пропонується повторно використовувати тільки уран, а плутоній залишати у відходах.

Такі відходи ще не вивчалися. Повторне використання плутонію в реакторах ВВР буде лише тимчасовим доти, поки не будуть розроблені промислові швидкі реакторирозмножувачі з активною зоною, котра містить ~ 15 % Pu й 85 % урану у вигляді змішаних оксидів або карбідів.

Проведені дослідження показали, що замкнений паливний цикл в системі реакторів ЛВР на теплових нейтронах повністю не вирішує екологічної проблеми, виключаючи плутоній з РАВ та рециркулюючи його через МОХ-

					БР 3.8.141.001 ЕТ-81/2-9 ПЗ	Арк.
						32
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

паливо легководних реакторів. У процесі повторної переробки згоряють ізомери плутонію Pu^{239} і Pu^{241} , котрі діляться, і продовжують накопичуватися високорадіотоксичні елементи, – ізомери Pu^{240} і Pu^{242} , котрі не діляться в тепловому спектрі нейтронів, та актиноїди, енергетичний поріг ділення яких близький до 1 МеВ. Для отримання енергії ділення і реалізації використання енергетичних ресурсів урану в цьому випадку використовується лише частина можливостей. Крім того, вартість переробки ВЯП та виготовлення змішаного уран-плутонієвого палива виявилася вищою в ~ 4 рази, ніж очікувалося, так що замикання ЯПЦ легководних реакторів виявилось збитковим.

Тим не менш, країни, які побудували великі радіохімічні заводи (Франція, Англія, Японія, Росія) продовжують переробляти ВЯП легководних реакторів, покриваючи витрати збільшенням тарифів на електроенергію, що виробляється АЕС ($\sim 0,3$ цента кВт·год).

У той же час США та деякі інші країни відмовляються від переробки ВЯП і вважають за краще його тривалу витримку, що виявляється дешевше (надбавка до тарифів АЕС становить 0.1 цента/кВт), розраховуючи в майбутньому на остаточне захоронення ВЯП, не здійснюване поки що жодною країною. Але при цьому зростають екологічні ризики, зумовлені накопиченням високоактивних РАВ.

1.3.3 Зберігання відпрацьованого ядерного палива в Україні

Централізоване сховище відпрацьованого ядерного палива (ЦСВЯП) — автономна ядерна установка, призначена для тривалого зберігання (100 років) ВЯП з діючих енергоблоків РАЕС, ХАЕС та ПУАЕС.

Для зберігання ВЯП використовуватиметься технологія поверхневого «сухого» зберігання із застосуванням двобар'єрної системи ізоляції ВЯП від навколишнього середовища, що забезпечується обладнанням спеціально спроектованих інженерних систем контейнерного типу. Будівництво розпочалося 9 листопада 2017 року у зоні відчуження Чорнобильської АЕС.

Об'єкт передбачав складування відходів із всіх АЕС України. У грудні

					БР 3.8.141.001 ЕТ-81/2-9 ПЗ	Арк.
						33
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2020 року НАЕК «Енергоатом» своєчасно завершив будівництво першого пускового комплексу Централізованого сховища відпрацьованого ядерного палива (ЦСВЯП) – у терміни, визначені розпорядженням уряду від 2017 року. Ще 14 пускових комплексів будуть добудовані до 2040 року – паралельно із заповненням майданчика Сховища контейнерами з ВЯП. Це дозволяє більше не відправляти ВЯП до Росії, що зекономить Україні 200 млн доларів у рік.

ВЯП — це стратегічний ядерно-паливний ресурс для майбутнього покоління ядерних реакторів. Проєкт ЦСВЯП забезпечить диверсифікацію постачальників ядерного палива та на технічно-виробничому рівні створить замкнутий цикл з використання та переробки ядерного палива в Україні. [2].

Українські АЕС з реакторами типу ВВЕР, як і інші АЕС у колишньому СРСР, створювалися виходячи з концепції тимчасового зберігання й подальшої переробки ВЯП у м. Железногорську Красноярського краю РФ (для реакторів ВВЕР-1000) й переробки в м. Озерську Челябінської області (для реакторів ВВЕР-440).

Щорічно на даний вивіз і зберігання в Росії, Україна витрачає 100—140 мільйонів доларів. Час від часу через нестабільні політичні відносини з Росією даний процес призупиняється, що призводить до накопичення ВЯП при АЕС.

Крім того, перероблені відходи все одно повинні повертатися до України, оскільки за міжнародними угодами ядерні відходи мають бути захоронені на території країни, де утворилися. Через відмову Росії в 2001 році значна кількість палива була накопичена при Запорізькій АЕС на прийнятому в експлуатацію в 2001 році «сухому» сховищі відпрацьованого ядерного палива. Аналогічні сховища планується побудувати і при інших АЕС.

1.3.4 Закінчення термінів експлуатації атомних електростанцій в Україні

ДП "НАЕК "Енергоатом" розраховує, що термін експлуатації більшості діючих атомних енергоблоків може становити щонайменше 60 років, повідомив т. в. о. президента НАЕК "Енергоатом" Петро Котін. [12].

					<i>БР 3.8.141.001 ЕТ-81/2-9 ПЗ</i>	Арк.
						34
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Щонайменше 60 років більшість наших енергоблоків, ми очікуємо, працюватимуть. Що стосується 80 років, можливо, до того періоду буде ухвалено рішення, що дешевше побудувати новий енергоблок як заміщення, ніж вкладати кошти у продовження ресурсу старих потужностей.

Енергоатом, згідно із законодавством, має кожні 10 років проводити переоцінку безпеки кожного енергоблоку, який наближається до моменту закінчення терміну своєї експлуатації. Під час цього процесу здійснюється переоцінка ресурсу та характеристики усього обладнання на енергоблоці, проводяться відповідні випробування, що відображається у Звіті з періодичної переоцінки безпеки (ЗППБ) енергоблоку.

Згодом ЗППБ проходить перевірку Державної інспекції ядерного регулювання України (ДІЯРУ) та експертизу Державного науково-технічного центру з ядерної та радіаційної безпеки, на підставі чого ухвалюється рішення про можливість продовження експлуатації енергоблоку на наступні 10 років.

На сьогодні 12 із 15 енергоблоків НАЕК "Енергоатом" перейшли у понадпроектний (понад 30 років) термін експлуатації. "Енергоатом" є оператором усіх чотирьох діючих АЕС України, експлуатує 15 енергоблоків, оснащених водо-водяними енергетичними реакторами, загальною встановленою електричною потужністю 13,835 ГВт.

Найближчим часом, а саме у 2025 році виведення з експлуатації очікують Запорізька АЕС – блок № 1, та Південноукраїнська АЕС – блок №2. А у 2050 році виведуть останній реактор № 2 на Хмельницькій АЕС.

1.3.5 Синхронізація з ENTSO-E

ENTSO-E — європейська мережа операторів системи передачі електроенергії, що об'єднує 43 оператори у 39 країнах європейського континенту. Організація створена у липні 2009 року шляхом первинного об'єднання операторів ATSOI, BALTSO, ETSO, NORDEL, UCTE і UKTSOA. Станом на 2021 р. у своїй структурі має 5 керуючих галузевих груп які координують забезпечення безпечної та оптимальної роботи мережі Європи в

					БР 3.8.141.001 ЕТ-81/2-9 ПЗ	Арк.
						35
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

реальному часі, підтримує та розробляє комунікаційну інфраструктуру, забезпечує координацію захисту критичної інфраструктури, розробляє правила координації, веде класифікацію та оцінку ризиків, займається плануванням та стратегіями розвитку.

Перший етап випробування енергосистеми України в ізольованому режимі від енергосистем Росії, Білорусі та мережі ENTSO-E відбувся 24-26 лютого 2022 року. На цей час об'єднана енергосистема України (ОЕС) України була об'єднана з «островом Бурштинської ТЕС», дві частини енергосистеми України працювали синхронно.

Робота в ізольованому режимі — випробування, яке проводиться в межах підготовки до синхронізації об'єднаної енергосистеми України з енергосистемою континентальної Європи ENTSO-E. Воно передбачено Угодою про умови майбутнього об'єднання української та європейської енергосистем та має проводитися в два етапи: у зимовий та літній періоди.

Випробування в ізольованому режимі та синхронізація енергосистеми України з енергосистемою континентальної Європи – ENTSO-E відбулася. Вона здійснювалась в єдиному блоці регулювання з енергосистемою Молдови. Це технічна синхронізація. Тепер Україна має можливість отримувати електроенергію з Європи перетоком потужністю 2 тисячі МВт для підтримання частоти, а також аварійну допомогу, якщо нам це буде потрібно. [19].

					БР 3.8.141.001 ЕТ-81/2-9 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		36

2 Балансування Об'єднаної енергосистеми України

2.1 Процес об'єднання енергетичних систем: основні поняття й призначення

У середині ХХ століття інтенсивний розвиток електроенергетики в більшості промислово розвинутих країн світу привів до створення об'єднаних енергетичних систем на основі об'єднання електричних мереж локальних енергосистем, що раніше утвори лися в окремих регіонах. Об'єднана енергосистема (ОЕС) є найбільш раціональною структурою організації виробництва і використання електричної енергії на значних територіях, де розташо вані джерела електроенергії різного типу. Об'єднання локальних енергосистем істотно підвищує економічні ефекти, що виникають вже при створенні локальних енергосистем. [3].

Зокрема, при збільшенні встановленої потужності електростанцій в ОЕС відносно зменшується необхідний резерв генеруючої потужності; з'являється можливість використання ефективного генеруючого обладнання великої одиничної потужності (800–1000 МВт і більше); стають можливими зменшення сумарної встановленої потужності електростанцій та ущільнення суміщеного добового графіка навантаження об'єднання за рахунок зсуву по поясах часу піків навантаження окремих частин енергосистеми, якщо вона охоплює електричними мережами значні території, протягнені в широтному або меридіональному напрям ках; забезпечуються економічні режими роботи електростанцій різних типів (теплових конденсаційних, ТЕЦ, ГЕС, ГАЕС); створюються умови для вирівнювання графіків навантаження базових потужностей, таких як АЕС; істотно зростає ступінь надійності електропостачання споживачів.

					БР 3.8.141.001 ЕТ-81/2-9 ПЗ			
Змн.	Арк.	№ докум	Підпис	Дата				
Розроб.		Єтушенко І. М.			Балансування енергетичної системи з атомними, тепловими і сонячними електростанціями	Лист.	Аркуш	Листів
Перевір.		Дяговченко І. М.					37	77
Реценз.						СумДУ ЕТ-81/2-9		
Н. Контр.								
Затверд.								

Енергосистема технічна – це об'єкт техніки, що являє собою комплекс джерел електроенергії, з'єднаних загальною електричною мережею із приймачами електроенергії, а також між собою, в якому процеси виробництва, передачі та споживання електроенергії протікають одночасно у синхронному режимі (рисунок 2.1 – диспетчерський центр управління ОЕС України).

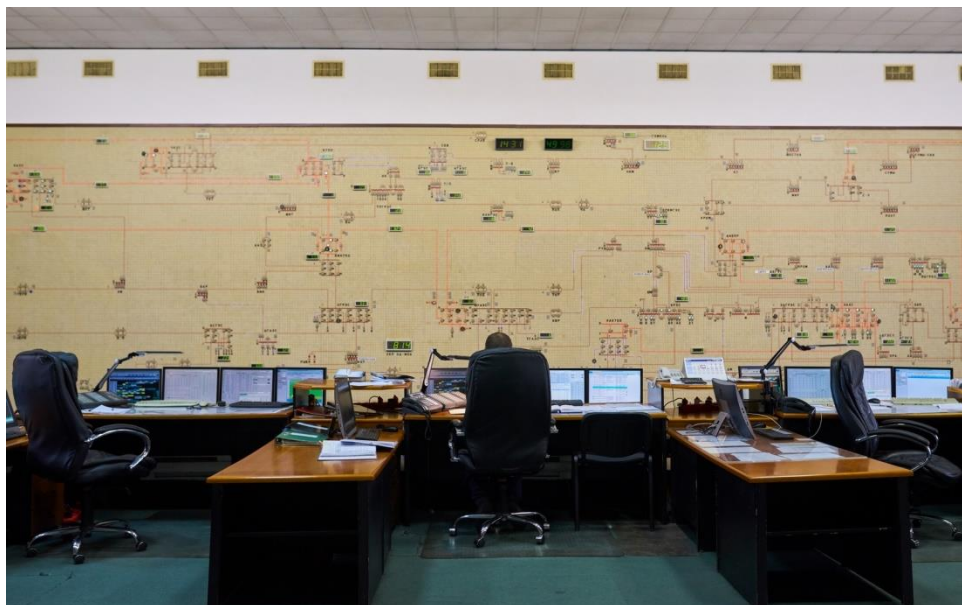


Рисунок 2.1 – Диспетчерський центр управління ОЕС України НЕК «Укренерго»

Центральний оператор ОЕС приймає на себе також управління каналами передачі електроенергії у крупні (великі) частини ОЕС, які, як правило, до об'єднання були локальними енергосистемами. Функції управління каналами передачі електроенергії всередині цих частин ОЕС, що зветься зонами оперативного управління, в свою чергу забезпечують оператори нижніх рівнів (регіональні, локальні, територіальні), у тому числі оператори раніше існуючих локальних енергосистем. [1].

2.2 Об'єднана енергетична система України

На території сучасної України в першій половині ХХ століття сформувалися 5 локальних енергосистем. Першою була створена Донбаська енергосистема (1926 р.), потім в 1930 р. були створені районні енергетичні

					БР 3.8.141.001 ЕТ-81/2-9 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		38

управління (РЕУ) Київенерго, Крименерго та енергосистема м. Харкова. У 1931 р. було утворено РЕУ Дніпроенерго. Першим кроком до створення об'єднаної енергосистеми стало спорудження в 1940 р. лінії електропередачі напругою 220 кВ довжиною 87 км між Донбасенерго та Дніпроенерго.

У цьому ж році енергосистеми Донбасенерго, Дніпроенерго і Ростовенерго сформували об'єднану енергосистему, що одержала назву ОЕС Півдня. Центральним оператором ОЕС стала Об'єднана диспетчерська служба (ОДС Півдня), що знаходилась в м. Горлівка. До цього часу виробіток електроенергії на всіх електростанціях України досяг 12,41 млрд. кВт·год. [1].

У 1991–1996 рр. у зв'язку з розпадом колишнього СРСР Україна опинилась в умовах економічної кризи, що призвела до різкого зменшення в Україні попиту на електричну енергію. Це спричинило істотне зниження обсягів виробництва електроенергії, зменшення її внутрішнього споживання та експорту. Найбільший спад виробництва електроенергії мав місце на теплових електростанціях України, що було обумовлено скороченням видобутку органічного палива, зниженням якості добутого вугілля, дефіцитом газу і мазуту. При цьому потужності існуючих електростанцій було достатньо для покриття графіка навантаження енергосистеми. Електроспоживання в Україні за 90-ті роки знизилося до 166,9 млрд. кВт·год в 2000 році та до 169,2 млрд. кВт·год в 2001 році, що склало всього 63 % рівня електроспоживання 1990 року.

У період з 1993 по 1996 рр. відбулося внутрішнє розділення ОЕС «Мир» на несинхронно працюючі частини, в результаті чого ЦДУ в Празі припинило виконувати оперативні завдання по координації роботи енергосистем країн Східної Європи. У цей період енергетика України функціонувала в умовах важкої кризи, обумовленої дефіцитом енергоресурсів, старінням діючого силового технологічного обладнання, браком маневрених потужностей, в першу чергу гідравлічних і гідроакumuлюючих електростанцій. Через неможливість підтримання погоджених міждержавних перетоків при дефіциті палива ОЕС України в 1993 році була відділена від ЄЕС Росії, виділивши на

					<i>БР 3.8.141.001 ЕТ-81/2-9 ПЗ</i>	Арк.
						39
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Росію частину системи, що розташовується на сході умовної географічної лінії Суми – Харків – Луганськ. Надалі паралельна робота ОЕС України з ЄЕС Росії періодично відновлювалася, вийшовши на постійний режим в середині 2001 року.

Труднощі технологічного характеру посилились через принципову реорганізацію адміністративно-господарського управління об'єктами енергетики, що проходила в 90-ті роки, при їх переході з державної форми власності в корпоративну та приватну форми.

Створювався ринок електроенергії з більшою кількістю суб'єктів ринку – генеруючих, електропередавальних та енергопостачальних компаній. Проте, незважаючи на труднощі, що виникли, українським енергетикам вдалося стабілізувати працездатний стан ОЕС України і домогтися після 2000 року її підйому при позитивній динаміці поліпшення техніко-економічних показників.

Величезну роль у процесі поступового виходу енергетики України із кризи зіграли два фактори – атомні електростанції України та її потужна мережа напруги 750 кВ. Атомні електростанції прийняли на себе приблизно 40 % електричного навантаження по потужності й до 50 % по виробництву електроенергії при тому, що теплові електростанції в цей час зазнавали гострого дефіциту палива і фактично не могли використовувати повністю свою встановлену потужність. Відповідно до прийнятих міжнародних зобов'язань Україна в 2000 році вивела з експлуатації всі блоки Чорнобильської АЕС. Втрату цієї генеруючої потужності було компенсовано введенням в дію в грудні 1995 року 6-го енергоблоку Запорізької АЕС (1000 МВт), а в наступні роки – введенням у роботу таких самих блоків на Хмельницькій (2005 р.) та Рівненській (2006 р.) АЕС. При цьому всі три блоки не були забезпечені відповідним введенням ЛЕП, тобто потужність блоків АЕС була «замкнена».

Союзне орієнтування ОЕС України на забезпечення експорту обумовило розміщення всіх АЕС у західній і центральній її частинах. У той же час основні теплові електростанції зосереджені в східній частині території України. ТЕС тяжіють до районів вуглевидобутку на Донбасі та забезпечують

					<i>БР 3.8.141.001 ЕТ-81/2-9 ПЗ</i>	Арк.
						40
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

електропостачання найбільших промислових вузлів сходу України по електричних мережах 220 і 330 кВ. Дефіцит органічного палива на ТЕС виявився б для цих вузлів важким енергетичним лихом, якби не існувала широтно орієнтована мережа 750 кВ, яка дозволила перекинути потоки електроенергії із західних територій, надлишкових по електричній потужності, у дефіцитні східні регіони.

Мережа 750 кВ у період 90-х років і пізніше продовжувала розвиватися всередині ОЕС України, водночас зв'язки мережі 750 кВ з країнами Східної Європи втратили своє первісне призначення після ліквідації ОЕС «Мир» і на сьогоднішній день не використовуються. Після введення в дію лінії Запорізька АЕС – Південнодонбаська була введена в експлуатацію лінія Південнодонбаська – Донбас (1998 р.). У 2004 році переведена на проектну напругу лінія 750 кВ Рівненська АЕС – Західноукраїнська.

У 2008 році введено в дію нову підстанцію 750 кВ Київська, включену в розріз лінії 750 кВ Чорнобильська АЕС – Вінниця. У подальшому до підстанції Київська планується приєднати лінії 750 кВ від Рівненської АЕС (у 2010 році розпочалась реалізація проекту будівництва ПЛ 750 кВ Рівненська АЕС – Київська протяжністю 353 км. Проводяться проектні роботи по підстанції 750 кВ Каховська та на лінії Запорізька АЕС – Каховська. Ці об'єкти є продовженням південної магістралі 750 кВ в напрямку Одеси (підстанція Приморська), Дністровської ГЕС та Хмельницької АЕС.

У Луганській області отримала подальший розвиток мережа напругою 500 кВ. На додаток до першої підстанції 500 кВ Перемога (Краснодон), спорудженої в 80-ті роки, в 2004 році була введена в дію друга підстанція 500 кВ Новодонбаська, котра одержала живлення по лінії 500 кВ від підстанції 750 кВ Донбаська.

Магістральні електромережі України напругою 220–750 кВ на 01.01.2009 р. нараховують 22,2 тис. км, а розподільні електромережі напругою 0,4–150 кВ – 996 тис. км.

Крім двох нових генеруючих енергоблоків на Хмельницькій та

					БР 3.8.141.001 ЕТ-81/2-9 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		41

Рівненській АЕС, потужності України поповнилися введенням в дію генераторів першої черги Ташлицької ГАЕС (2006 р.), а в 2009 році очікувався пробний (експериментальний) пуск агрегату №1 Дністровської ГАЕС. Однак у зв'язку із закриттям Чорнобильської АЕС в 2000 році сумарна встановлена потужність електростанцій України зменшилася в порівнянні з 1990 роком і на 01.01.2009 р. склала 52,6 млн. кВт при річному максимумі електроспоживання близько 28,0 млн. кВт, з них: ТЕС – 64,1 %, АЕС – 26,2 %, ГЕС і ГАЕС – 9,7 %.

Виробництво електроенергії всіма електростанціями України в 2007 році склало 195,1 млрд. кВт·год. Однак в 2008 році у зв'язку з поширенням світової фінансово-економічної кризи і зниженням попиту на електроенергію її виробництво знизилося до 191,8 млрд. кВт·год. До кінця 2008 року до складу ОЕС України входили 8 паралельно працюючих регіональних енергосистем – Західна, Південно-Західна, Центральна, Південна, Північна, Дніпровська, Кримська і Донбаська, які знаходяться в адміністративному підпорядкуванні Національної енергетичної компанії «Укренерго» та входять до її структури. [1].

Поставка електроенергії в ОЕС здійснюється п'ятьма енергогенеруючими компаніями ТЕС, двома гідрогенеруючими компаніями, а також Національною атомною енергогенеруючою компанією. Від регіональних енергосистем одержують електроенергію 27 основних місцевих енергопостачальних компаній (25 обласних компаній, а також компанії міст Києва та Севастополя). Крім того, є кілька невеликих енергопостачальних компаній у промислових районах. Економічні взаємовідносини між компаніями регулюються на базі моделі оптового ринку електроенергії.

ОЕС України із серпня 2001 року безперервно працює паралельно з ЄЕС Росії, здійснюючи транзит російської електроенергії на Північний Кавказ, а іноді й до Республіки Молдова. У 2003 році на постійну паралельну роботу з ОЕС CENTREL виділена частина Західної енергосистеми України з власним навантаженням біля 1000 МВт, з населенням близько 3 млн. осіб.

ОЕС України з'єднана із сусідніми країнами електромережами різної

					БР 3.8.141.001 ЕТ-81/2-9 ПЗ	Арк.
						42
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

напруги:

- з ЄЕС Російської Федерації – 110, 220, 330, 500 і 750 кВ, а також лінією постійного струму напругою 800 кВ (з 2022 року від'єднано);
- з ОЕС Республіки Білорусь – 110 і 330 кВ (з 2022 року від'єднано);
- з ЕС Республіки Молдова – 110 і 330 кВ;
- з енергосистемами UCTE – 220, 400 і 750 кВ.

Відповідно до прийнятої Енергетичної стратегії України на період до 2030 року і на подальшу перспективу основу майбутньої енергетики країни складатимуть атомні електростанції. Планується безпечно та економічно доцільне продовження припустимого терміну експлуатації існуючих енергоблоків АЕС приблизно на 15 років, а також передбачається розширення існуючих АЕС. Разом із цим буде проводитися технічне переоснащення існуючих ТЕС, впровадження газотурбінних надбудов, спорудження нових потужностей на базі парогазових установок. У мережній частині ОЕС України намічено завершити побудову північного і південного транзитів у мережі напругою 750 кВ. Північний транзит пройде по напрямках Рівненська АЕС – Київська – Північноукраїнська – Харківська – Донбаська. Південний транзит буде добудований від Запорізької АЕС по напрямках Каховська – Приморська – Дністровська ГАЕС – Хмельницька АЕС. (рисунок 2.2 – Об'єднана енергосистема України).

					БР 3.8.141.001 ЕТ-81/2-9 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		43

До відновлювальних джерел електроенергії відносяться такі електростанції:

- гідроелектростанції та гідроакumuлюючі електростанції (ГЕС/ГАЕС) – 5 %;
- сонячні електростанції (СЕС/СРР) – 5 %;
- вітрові електростанції (ВЕС) – 2 %;
- біоелектростанції (БЕС) – 1 %. [14].

Дуже важливо правильно збалансувати генеруючі потужності електростанцій (ЕС), щоб електричної енергії (ЕЕ), яка генерується, не було більше аніж електроенергії що споживається, та щоб ЕЕ, яка генерується, було достатньо для покриття потреб споживачів. В першому випадку буде «зайва» електрична енергія, а в другому випадку не буде «вистачати» електроенергії. [16].

Графік навантаження ЕЕ у кожен день року відрізняється. Також графік навантаження за добу є динамічний, як на рисунку 2.3.

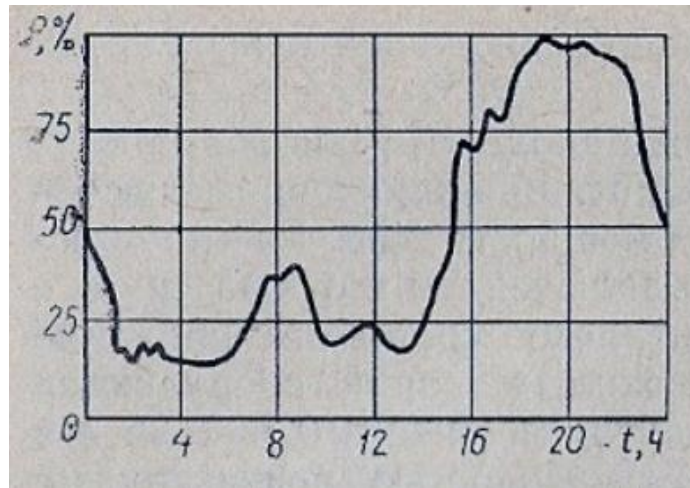


Рисунок 2.3 – Типовий добовий графік споживання (навантаження) ЕЕ

З графіку рисунок 2.3 видно що зранку споживання електричної енергії середнє (до 35 %). А вже в обід, приблизно з 13-ї години, споживання росте, і приблизно о 18-й годині спостерігається мксимальне завантаження і повне споживання ЕЕ (100 %). Тільки після 21-ї години навантаження зменшується. Завданням операторів енергосистеми є правильно збалансувати генерацію ЕЕ

згідно навантаження.

Для розрахунків і моделювання в цій дипломній роботі були використані дані про споживання та генерацію ЕЕ для енергосистеми Латвії за 2019 календарний рік (8760 год), а саме:

дані трьох великих споживачів – активна потужність в МВт (P) та реактивна потужність в МВАр (Q) погодинно;

дані трьох різних типів ЕС – активна потужність в МВт (P) та реактивна потужність в МВАр (Q) погодинно.

Статистичні дані були адаптовані під параметри стандартної 9-шинної електричної системи розподілу, розробленої IEEE-9.

Ці мережі є складнозамкненими, мають обмежену пропускну здатність ліній низьких класів напруги та були спроектовані для роботи при централізованому електропостачанні, що відповідає особливостям ЕМ України. Від відомих моделей для розрахунку усталених режимів роботи електричних мереж вони відрізняються наявністю додаткових залежностей, які дають змогу визначати ефективність варіантів приєднання ВДЕ до електромережі. [18].

Далі були розроблені 5 сценаріїв генерації ЕЕ різними типами електростанцій (див таблицю 2.1).

Таблиця 2.1 – Розроблені сценарії генерації ЕЕ

Тип ЕС:	Режими (сценарії):				
	I	II	III	IV	V
АЕС (NPP)	50 %	50 %	50 %	50 %	40 %
ТЕЦ/ТЕС (TRP)	40 %	30 %	20 %	10 %	10 %
СЕС (SPP)	10 %	20 %	30 %	40 %	50 %

Для наочності візуалізуємо ці данні за допомогою гістограми, щоб побачити долю ЕС різного типу в кожному режимі (див. рисунок 2.4).

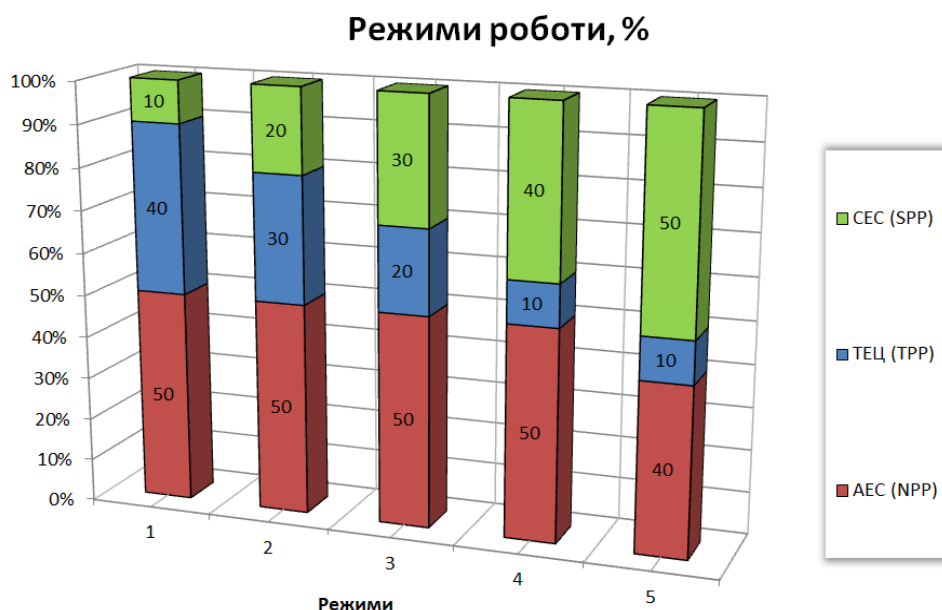


Рисунок 2.4 – Режими роботи для моделювання

Як ми бачимо з рисунка 2.4 доля сонячних електростанцій буде зростати з 10 % до 50 %. Доля теплових електростанцій буде зменшуватися з 40 % до 10 %. Доля атомних електростанцій залишеться незмінною, і тільки в 5 режимі зменшиться з 50 % до 40 %.

Розрахунки будемо виконувати за допомогою **MS Excel** та **PowerWorld Simulator**.

PowerWorld Simulator – це інтерактивний пакет моделювання енергосистем, здатний виконувати статичне та динамічне моделювання роботи високовольтної енергосистеми на часових інтервалах від кількох хвилин до кількох днів і місяців.

Програма призначена для виконання розрахунку різних режимів роботи електричної мережі змінного струму та моделювання електричних процесів енергосистеми.

Будуємо в **PowerWorld** електричну схему мережі з трьома типами електростанцій (генераторів) та трьома споживачами – IEEE 9 bus test system (див. рисунок 2.5).

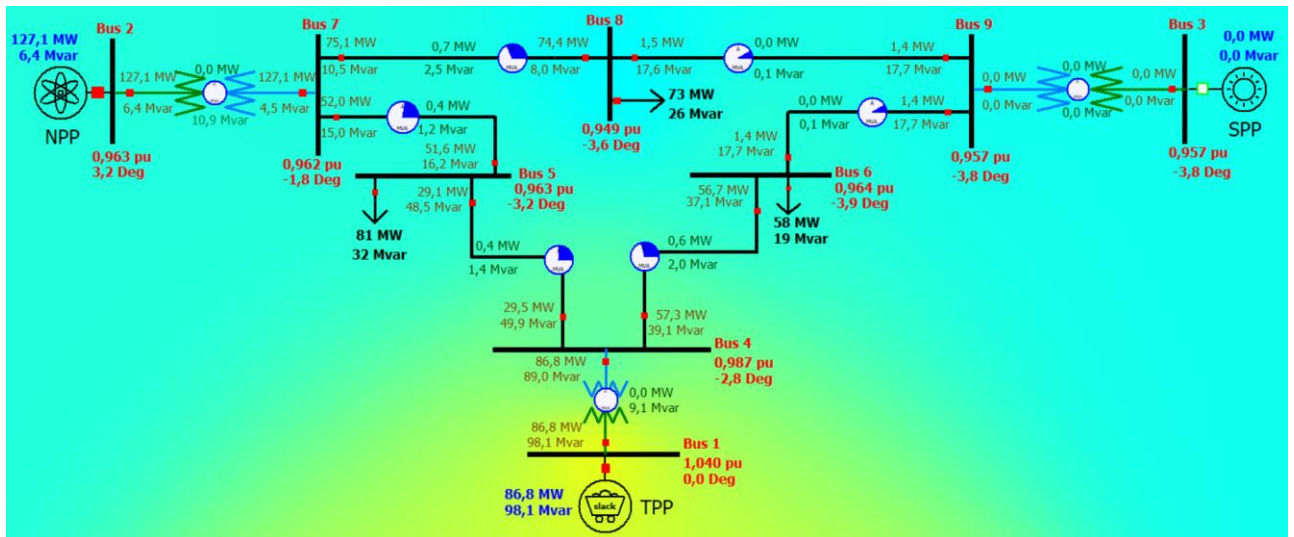


Рисунок 2.5 – Електрична схема мережі в PowerWorld

На рисунку 2.5 зліва вгорі зображено генератор типу АЕС (**NPP**), вгорі з права зображено генератор типу СЕС (**SPP**), а знизу зображено генератор типу ТЕЦ (**TPP**).

Шини помічаються підписом «**Bus**». Їхня кількість на схемі – 9. В програмі можна задати різні параметри шин та струмоведучих частин (ліній електропередавання (ЛЕП)), такі як опір (активний, реактивний), провідність (реактивна індуктивна та реактивна ємнісна), довжина лінії електропередавання, пропускна здатність за потужністю і за струмом та напруга (рисунок 2.6). В дипломній роботі прийняли, що всі ЛЕП виконані сталелегатурними провідниками АС-240/32 із максимально допустимим струмом 605 А. Параметри проводів АС-240/32 взяті з довідника [8].

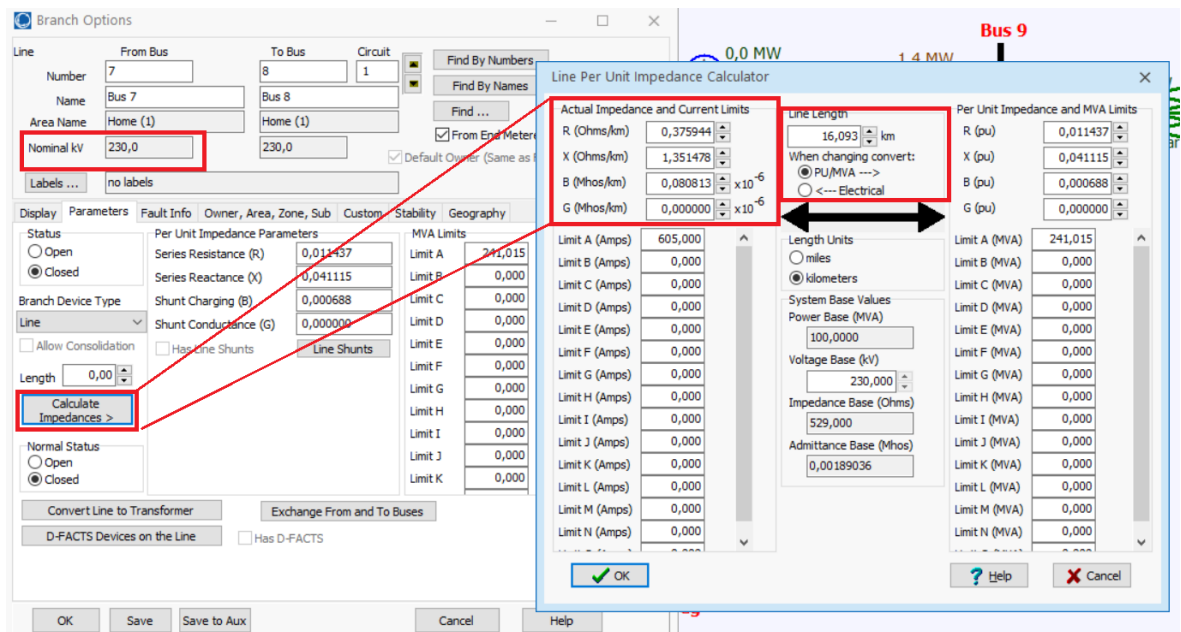


Рисунок 2.6 – Вікно налаштування параметрів проводів ліній електропередавання

Також на рисунку 2.5 зображені 3 споживачі в яких можна задати параметри потужності (**P**, **Q**).

На схемі рисунок 2.5 також зображені 3 силові трансформатори на шинах **Bus** 1-3, які підвищують генераторну напругу до напруги ліній електропередавання.

Надпис «**p.u.**» позначає відхилення напруги у відносних одиницях від напруги номінальної. Надпис «**Deg**» позначає кут зсуву фаз між струмом і напругою.

Фон на рисунку 2.5 має гаму з різних кольорів. Колір показує суттєвість відхилення напруги (амплітудне значення) на шинах (**Bus**) від номінальної напруги. Зелений колір вказує на те що відхилення в межах норми, а жовтий колір вказує на незначне відхилення напруги на шинах в бік збільшення, а світло синій колір – в бік зменшення. Чим більш насиченими є «теплі» та «холодні» кольори, тим більшим є збільшення або «провал» напруги відносно номінального значення.

Після моделювання програмою п'ятох різних режимів ми отримуємо

					БР 3.8.141.001 ЕТ-81/2-9 ПЗ	Арк.
						49
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

дані, які для зручності аналізу експортуємо в Excel файл. Далі аналізуємо всі втрати в елементах електричної системи, кількість згенерованої електроенергії та перевіряємо, щоб відхилення напруг для кожного режиму були в межах норми і не перевищували $\pm 10\%$. Нижче наведено дані для кожного розглянутого режиму роботи.

1-й режим

Втрати потужності в лініях для 1-го режиму вказані в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Втрати потужності в лініях для 1-го режиму

Втрати в лініях:		
№ лінії:	Активні, MW	Реактивні, MVA _r
1-4	0	75958,77
2-7	0	77512,7
9-3	0	474,95
4-5	5984,22	19779,8
4-6	6502,05	22802,63
5-7	3588,45	12370,29
6-9	922,35	2763,72
7-8	3598,57	12404,04
8-9	1025,77	3149,08
Разом:	21 621,41	227 215,98

Генерація електричної енергії для 1 режиму вказані в таблиці 2.3.

Відхилення рівнів напруг для 1-го режиму показано в таблиці 2.4.

Таблиця 2.3 – Генерація ЕЕ для 1-го режиму

Генерація електричної енергії:		
Тип ЕС:	Активна, MW	Реактивна, MVA _r
ТЕЦ (TRP) – Bus 1	726 833,4	804 551,8
АЕС (NPP) – Bus 2	975 900,2	487 95,26
СЕС (SPP) – Bus 3	410 61,38	2 053,04
Разом:	1 702 733,60	806 604,84

Таблиця 2.4 – Відхилення рівнів напруги для 1-го режиму

Рівні напруг:			
Тип ЕС:	Min, %	Max, %	Середнє, %
ТЕЦ (ТРР) – Bus 1	1,04	1,04	1,04
АЕС (НРР) – Bus 2	0,83	0,99	0,94
СЕС (СРР) – Bus 3	0,85	0,99	0,95

2-й режим

Втрати потужності в лініях для 2-го режиму вказані в таблиці 2.5.

Таблиця 2.5 – Втрати потужності в лініях для 2-го режиму

Втрати в лініях:		
№ лінії:	Активні, MW	Реактивні, MVA _r
1-4	0	70909,3
2-7	0	66575,84
9-3	0	1814,75
4-5	3982,06	13736,25
4-6	3191,9	10893,87
5-7	1766,96	5784,48
6-9	490,62	1194,54
7-8	1563,52	5453,74
8-9	341,46	662,77
Разом:	11 336,52	177 025,54

Відхилення рівнів напруг для 2-го режиму показано в таблиці 2.6.

Таблиця 2.6 – Генерація ЕЕ для 2-го режиму

Генерація електричної енергії:		
Тип ЕС:	Активна, MW	Реактивна, MVA _r
ТЕЦ (ТРР) – Bus 1	723 012,07	754 684,43
АЕС (НРР) – Bus 2	928 383,2	46 419,36
СЕС (СРР) – Bus 3	821 22,98	4 106,17
Разом:	1 733 518,25	805 209,96

Відхилення рівнів напруг для 2-го режиму вказано в таблиці 2.7.

Таблиця 2.4 – Відхилення рівнів напруги для 2-го режиму

Рівні напруг:			
Тип ЕС:	Min, %	Max, %	Середнє, %
ТЕЦ (ТРР) – Bus 1	1,04	1,04	1,04
АЕС (НРР) – Bus 2	0,9	1	0,97
СЕС (СРР) – Bus 3	0,9	1	0,97

3-й режим

Втрати в лініях для 3-го режиму показані в таблиці 2.8.

Генерація електричної енергії для 3-го режиму показані в таблиці 2.9.

Відхилення рівнів напруг для 3-го режиму показані в таблиці 2.10.

Таблиця 2.8 – Втрати потужності в лініях для 3-го режиму

Втрати в лініях:		
№ лінії:	Активні, MW	Реактивні, MVar
1-4	0	71971,27
2-7	0	62620,57
9-3	0	4083,88
4-5	3393,77	11621,39
4-6	4029,25	13903,56
5-7	2409,6	8096,69
6-9	526,92	1324,79
7-8	3792,95	13074,02
8-9	438,1	1013
Разом:	14 590,59	187 709,17

Таблиця 2.9 – Генерація ЕЕ для 3-го режиму

Генерація електричної енергії:		
Тип ЕС:	Активна, MW	Реактивна, MVar
ТЕЦ (ТРР) – Bus 1	713 195,5	764 737,7
АЕС (НРР) – Bus 2	900 385,1	45 019,24
СЕС (СРР) – Bus 3	123 184,4	6 159,47
Всього:	1 736 765	815 916,41

Таблиця 2.10 – Відхилення рівнів напруги для 3-го режиму

Рівні напруг:			
Тип ЕС:	Min, %	Max, %	Середнє, %
ТЕЦ (ТРР) – Bus 1	1,04	1,04	1,04
АЕС (НРР) – Bus 2	0,9	1	0,97
СЕС (СРР) – Bus 3	0,9	1	0,96

4-й режим

Втрати в лініях для 4-го режиму вказані в таблиці 2.11.

Таблиця 2.11 – Втрати потужності в лініях для 4-го режиму

Втрати в лінях:		
№ лінії:	Активні, MW	Реактивні, MVar
1-4	0	71240,58
2-7	0	60291,26
9-3	0	7236,28
4-5	3398,53	11637,05
4-6	3946,94	13605,86
5-7	2457,34	8266,67
6-9	754,82	2142,9
7-8	3585,82	12329,72
8-9	530,89	1345,67
Всього:	14 674,34	188 095,99

Генерація електричної енергії для 4-го режиму показана в таблиці 2.12.

Таблиця 2.11 – Генерація ЕЕ для 4-го режиму

Генерація електричної енергії:		
Тип ЕС:	Активна, MW	Реактивна, MVar
ТЕЦ (ТРР) – Bus 1	689 512,6	763 945,4
АЕС (НРР) – Bus 2	883 089,8	44 154,59
СЕС (СРР) – Bus 3	164 245,7	8 212,34
Всього:	1 736 848,1	816 312,33

Відхилення рівнів напруг для 4-го режиму вказано в таблиці 2.13.

Таблиця 2.13 – Відхилення рівнів напруги для 4-го режиму

Рівні напруг:			
Тип ЕС:	Min, %	Max, %	Середнє, %
ТЕЦ (ТРР) – Bus 1	1,04	1,04	1,04
АЕС (НРР) – Bus 2	0,9	1	0,97
СЕС (СРР) – Bus 3	0,9	1	0,96

5-й режим

Втрати в лініях для 5-го режиму продемонструємо в таблиці 2.14.

Таблиця 2.14 – Втрати потужності в лініях для 5-го режиму

Втрати в лінях:		
№ лінії:	Активні, MW	Реактивні, MVA _r
1-4	0	71184,07
2-7	0	58396,65
9-3	0	11306,5
4-5	3411,69	11683,36
4-6	3935,34	13566,87
5-7	2544,41	8579,04
6-9	1062,95	3250,57
7-8	3417,52	11723,24
8-9	644,16	1752,64
Всього:	15 016,07	191 442,94

Генерація електричної енергії для 5-го режиму показана в таблиці 2.15.

Таблиця 2.15 – Генерація ЕЕ для 4-го режиму

Генерація електричної енергії:		
Тип ЕС:	Активна, MW	Реактивна, MVA _r
ТЕЦ (ТРР) – Bus 1	663 208,98	765 965,04
АЕС (НРР) – Bus 2	868 670,7	43 433,84
СЕС (СРР) – Bus 3	205 307,5	10 265,73
Всього:	1 737 187,18	819 664,61

Відхилення рівнів напруги для 5-го режиму покажемо в таблиці 2.16.

Таблиця 2.16 – Відхилення рівнів напруги для 5-го режиму

Рівні напруг:			
Тип ЕС:	Min, %	Max, %	Середнє, %
ТЕЦ (ТРР) – Bus 1	1,04	1,04	1,04
АЕС (NPP) – Bus 2	0,9	1	0,97
СЕС (SPP) – Bus 3	0,9	1	0,96

За даними з наведених таблиць побудуємо кругові діаграми та гістограми в Excel, для візуалізації, полегшення обробки і порівняння отриманих результатів. Гістограми генерації активної енергії показані на рисунках 2.7-2.11.

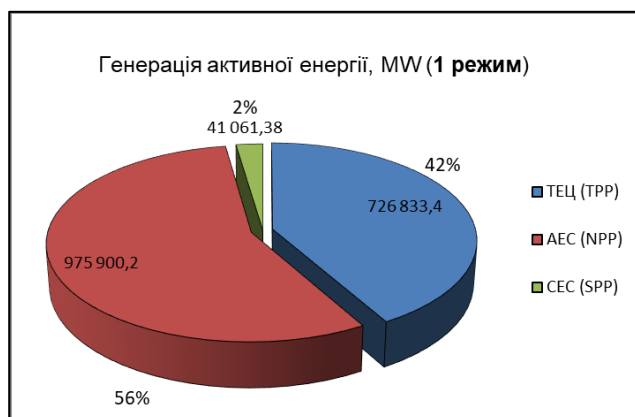


Рисунок 2.7 – Генерація активної енергії – 1-й режим

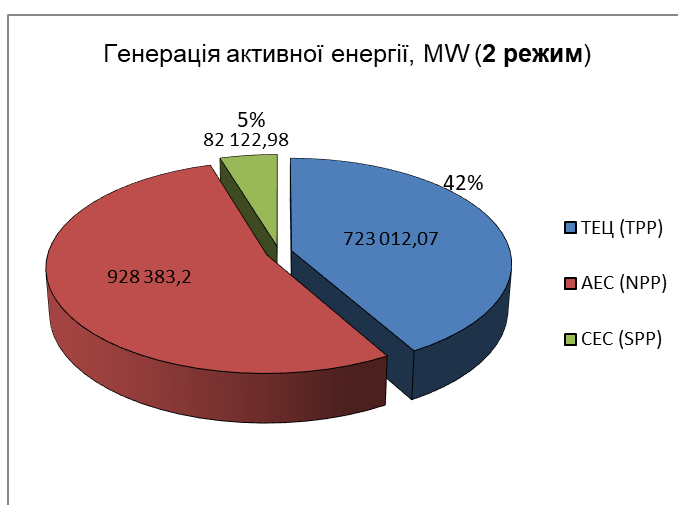


Рисунок 2.8 – Генерація активної енергії – 2-й режим

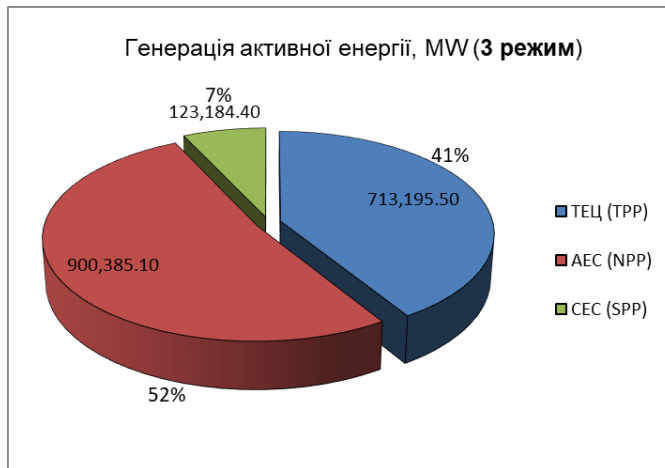


Рисунок 2.9 – Генерація активної енергії – 3-й режим

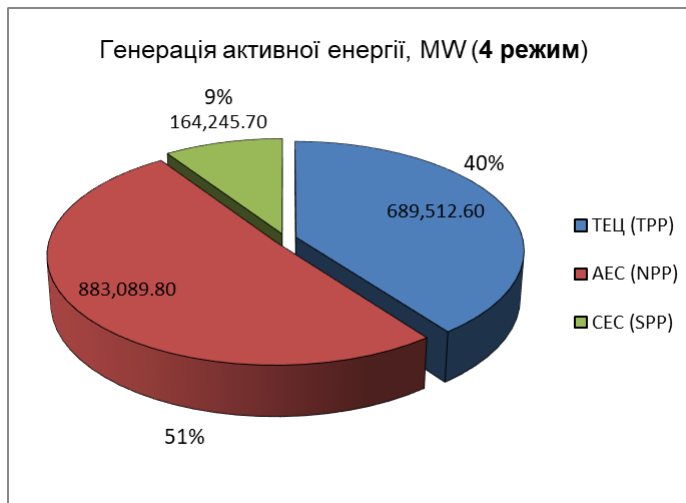


Рисунок 2.10 – Генерація активної енергії – 4-й режим

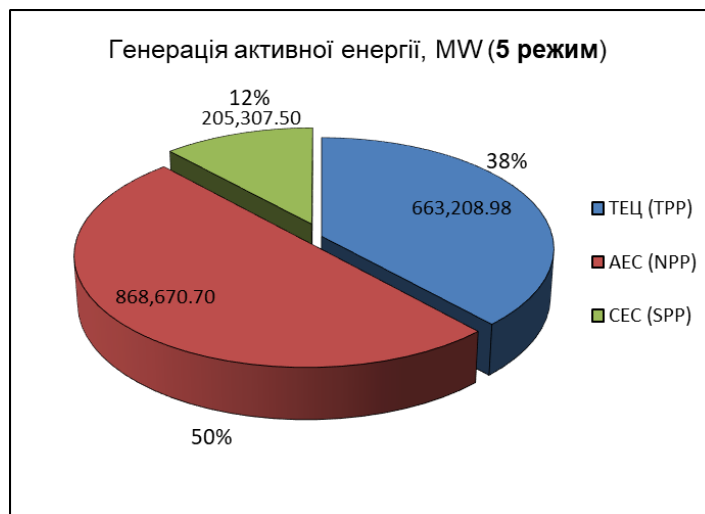


Рисунок 2.11 – Генерація активної енергії – 5-й режим

Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

Втрати активної потужності в ЛЕП і трансформаторах показані на рисунках 2.12 і 2.13, відповідно.

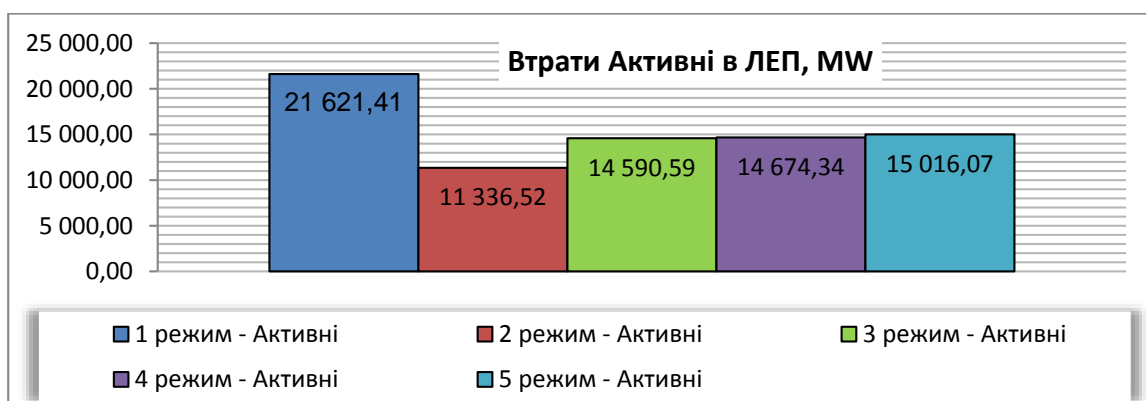


Рисунок 2.12 – Втрати активної потужності в ЛЕП і трансформаторах

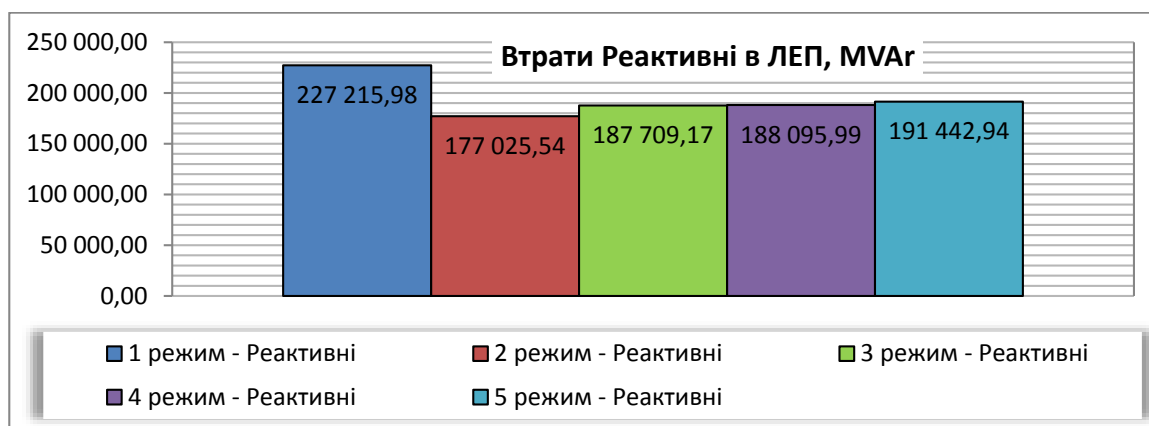


Рисунок 2.13 – Втрати реактивної потужності в ЛЕП і трансформаторах

Різниця між активними і реактивними втратами електроенергії в електричній системі показана на рисунку 2.14.

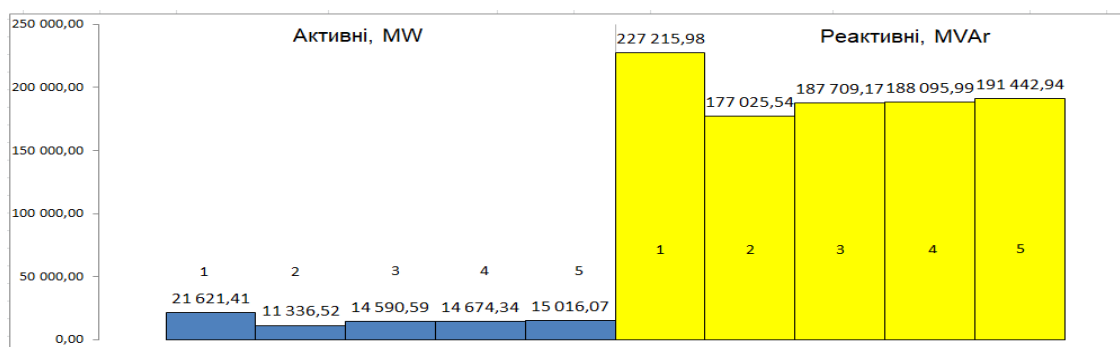


Рисунок 2.14 – Різниця між активними і реактивними втратами електроенергії в електричній системі

Останній рисунок показує наскільки реактивні втрати більше за активні втрати в проводах ЛЕП – приблизно в 10,5 раз.

Фізичний сенс реактивної потужності: це енергія, що передається від джерела на реактивні елементи приймача (індуктивності, конденсатори, обмотки двигунів), а потім повертається цими елементами назад до джерела, протягом одного періоду коливань, віднесена до цього періоду.

Основні технологічні втрати електроенергії в мережах це:

- навантажувальні втрати в проводах ліній електропередачі (ЛЕП) та обмотках силових трансформаторів підстанцій;
- втрати в залізі осердь трансформаторів при неробочому ході;
- втрати на корону проводів ЛЕП;
- нерівномірне навантаження;
- втрати на власні потреби.

У висновку будуть описані параметри кожного із 5 режимів та будуть підбиті всі підсумки щодо розрахунків.

2.4 Параметри атомних і сонячних генераторів енергії

Дані про сонячну інсоляцію та дані температури навколишнього середовища були отримані з сайту PVGIS [7] для географічного положення міста Херсон (широта: 46.446 градусів, довгота: 32.834 градусів) на півдні України, де умови для вироблення сонячної енергії одні з найбільш сприятливих.

Потужність сонячних панелей може бути оцінена відповідно до (1):

$$P_{PV} = \eta_{PV} \cdot \eta_{PC} \cdot A_{PV} \cdot G_{PV} \cdot (1 + \gamma + (T_{PV} - T_{ref})) \quad (1)$$

де, P_{PV} – потужність, вироблена сонячними панелями в кВт;

η_{PV} – коефіцієнт корисної дії (ККД) перетворення потужності сонячної панелі;

η_{PC} – ККД перетворювача потужності у в.о.;

					БР 3.8.141.001 ЕТ-81/2-9 ПЗ	Арк.
						58
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

APV – площа фотоелектричного масиву в m^2 ;

GPV – інцидент сонячного опромінення на площині фотоелектричної решітки в $kВт/m^2$;

γ – температурний коефіцієнт фотоелектричного модуля;

TPV – температура фотоелектричного модуля в $^{\circ}C$;

T_{ref} – еталонна температура в $^{\circ}C$.

Температура сонячної панелі є одним з найважливіших факторів, які необхідно враховувати при моделюванні. Вона розраховується за допомогою довільної температурної моделі, як показано в (2):

$$T_{PV} = T_{amb} + m_c \left(\frac{0.32}{8.91 + 2 * W_s} \right) G_{pv} \quad (2)$$

Де: T_{amb} – температура навколишнього середовища в $^{\circ}C$;

m_c – коефіцієнт кріплення;

W_s – швидкість вітру в m/c .

Енергія, що генерується сонячними панелями, розраховується шляхом множення їхньої потужності на час роботи t як показано в (3):

$$E_{pv} = \sum_{t=1}^n P_{PV} * t \quad (3)$$

де, PPV – потужність, вироблена сонячними панелями в $kВт$;

E_{pv} - Енергія, що генерується сонячними панелями

t – час.

Потужність що встановлена на АЕС показана в (4):

$$NPP_{inst} = \frac{Tot * NPP_{inst\%}}{100} \quad (4)$$

де, NPP_{inst} - встановлена потужність (МВт);

$NPP_{inst\%}$ - встановлена потужність у відсотках.

Потужність у відсотках що генерується АЕС показана в (5):

$$NPP_{gen\%} = \frac{NPP_{inst} * NPP_{gen\%}}{100} \quad (5)$$

					БР 3.8.141.001 ЕТ-81/2-9 ПЗ	Арк.
						59
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Де, $NPP_{gen\%}$ - потужність у відсотках що генерується АЕС;

NPP_{inst} - встановлена потужність (МВт);

$NPP_{gen\%}$ - потужність у відсотках що генерується.

					<i>БР 3.8.141.001 ЕТ-81/2-9 ПЗ</i>	Арк.
						60
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3 Охорона праці на атомних електростанціях

3.1 Радіаційна безпека. Іонізуюче випромінювання

Електромагнітні випромінювання при проходженні через речовини взаємодіють з їх атомами і молекулами. При значній енергії квантів випромінювання така взаємодія може призвести до порушення атомів і виривання окремих електронів з електронних оболонок нейтрального атома. Внаслідок цього атом перетворюється у позитивно заряджений іон – відбувається іонізація. Вільні електрони можуть у свою чергу приєднатися до нейтрального атома, утворюючи негативно заряджені іони. Аналогічно впливати на речовини можуть і елементарні частки (електрони, протони тощо), які рухаються зі значною швидкістю. Випромінювання, взаємодія якого з середовищем призводить до його іонізації, називають іонізуючим.

Альфа-випромінювання – це потік ядер гелію, що виникає під час ядерних реакцій. Енергія альфа-часток досягає декілька МеВ. Для них характерна висока іонізуюча здатність (декілька тисяч пар іонів на 1 см шляху у повітрі) та незначна проникливість у речовину (десятки мкм у живій тканині). [10].

Бета-випромінювання – це потік електронів або позитронів, що виникає у результаті ядерних перетворень. Їх іонізуюча здатність значно нижча (десятки пар іонів на 1 см шляху у повітрі), а проникливість вища (близько 2,5 см у живій тканині). Дія протонів та важких ядер із значною енергією близька до альфавипромінювання. Нейтрони взаємодіють з ядрами атомів, у результаті чого виникає як наведене випромінювання, так і спостерігається іонізація речовини. Швидкі нейтрони мають значну проникливість та незначну іонізуючу здатність.

					БР 3.8.141.001 ЕТ-81/2-9 ПЗ			
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>	<i>Балансування енергетичної системи з атомними, тепловими і сонячними електростанціями</i>	<i>Лит.</i>	<i>Аркуш</i>	<i>Листів</i>
<i>Розроб.</i>		<i>Євтушенко І. М.</i>					61	77
<i>Перевір.</i>		<i>Дяговченко І. М.</i>						
<i>Реценз.</i>								
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Затверд.</i>						СумДУ ЕТ-81/2-9		

Гама- та рентгенівське випромінювання – це жорсткі електромагнітні випромінювання, що виникають під час ядерних перетворень та взаємодії часток, а також у рентгенівських трубках, прискорювачах електронів тощо. Ці випромінювання характеризуються значною проникливістю та незначною іонізуючою здатністю.

Джерелами радіоактивних випромінювань можуть бути радіоактивні речовини і деякі електронно-променеві прилади. Радіоактивність – самовільне перетворення (розпад) атомних ядер деяких хімічних елементів (урану, торію, радію та ін.), що призводить до зміни їх атомного номера і масового числа. Такі елементи називаються радіоактивними. При їх розпаді утворюються різні частки або електромагнітне випромінювання, які здатні іонізувати середовище. Незалежно від бажання, людина завжди знаходиться під дією деякої природної фонові дози випромінювань. Джерела цих випромінювань знаходяться зовні (зовнішнє опромінення) або в організмі людини (внутрішнє опромінення). Причому, як правило, близько 1/3 дози припадає на зовнішнє і 2/3 – на внутрішнє опромінення.

Зовнішнє опромінення складається з космічного випромінювання та випромінювання радіоактивних речовин земного походження (поверхня землі, вода, повітря тощо). Середнє значення потужності природної фонові дози зовнішнього опромінення, за винятком аномальних природних зон та зон антропогенного походження, становить близько 0,65 мЗв/рік (приблизно 0,3 мЗв від джерел космічного походження та 0,35 мЗв від джерел земного походження).

Внутрішнє опромінення виникає від радіоактивних речовин, що потрапляють в організм людини під час дихання, з водою та харчовими продуктами, а іноді і через шкіру. Потрапляючи в організм, ці речовини безперервно його опромінюють до повного розпаду або виведення їх з організму внаслідок фізіологічного обміну. Деякі радіоактивні речовини,

наприклад Ra, U, Sr, мають здатність накопичуватися у критичних органах людського організму, що особливо небезпечно. Потужність природної

					БР 3.8.141.001 ЕТ-81/2-9 ПЗ	Арк.
						62
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

фонової дози внутрішнього опромінення у середньому становить близько 1,35 мЗв/рік. Незначна частина цієї дози припадає на такі радіоактивні ізотопи, як тритій, вуглець-14, калій-40. Значно більшу частину дози внутрішнього опромінення людина одержує від радіонуклідів (продуктів радіоактивного розщеплення) урану-238 та торія-232. Деякі з них, наприклад свинець-210 та полоній-210, надходять в організм з продуктами харчування, але найбільш значну частину вказаної дози дає газ радон (приблизно 3/4 дози внутрішнього опромінення).

Крім того, для виробництва електроенергії на атомних електростанціях необхідне ядерне паливо, виробництво якого, починаючи від добування уранової руди і закінчуючи виготовленням та транспортуванням паливних елементів, також пов'язане з додатковим радіоактивним забрудненням довкілля. Аналогічні проблеми виникають при вирішенні питань, пов'язаних із захованням відходів атомних електростанцій. Середні значення потужності дози зовнішнього опромінення від деяких джерел наведені на рисунку 3.1.


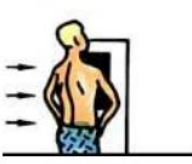






	Район біля ТЕС на вугіллі 5-50 мкЗв/рік		Рентгенодіагностика 1 мЗв Флюорографія 0,4 мЗв Рентгеноскопія 9 мЗв
	Космічні промені 0,37 мЗв/рік		Перегляд телепередач 5-10 мкЗв/рік
	Поблизу АЕС 1-10 мкЗв/рік		Наслідки ядерних випробувань 15-20 мкЗв/рік
	Дерев'яні будинки 0,3 – 0,4 мЗв/рік		Цегляні будинки і будинки із залізобетону 0,8 - 1 мЗв/рік

Рисунок 3.1 – Дози опромінення

Основним документом, що встановлює радіаційно-гігієнічні регламенти для забезпечення прийнятих рівнів опромінення, є Норми радіаційної безпеки

					БР 3.8.141.001 ЕТ-81/2-9 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		63

України (НРБУ-97).

НРБУ-97 регламентують опромінення людини джерелами іонізуючого випромінювання в умовах:

- нормальної експлуатації індустриальних джерел іонізуючого випромінювання;
- медичної практики;
- радіаційних аварій;
- опромінення техногенно-підсиленими джерелами природного походження.

Відповідно до цього НРБУ-97 встановлено чотири групи радіаційногігієнічних регламентів:

- перша – обмежує опромінення від ядерно-радіаційних об'єктів;
- друга – обмежує опромінення людей від медичних джерел;
- третя – обмежує опромінення в умовах радіаційних аварій;
- четверта – обмежує опромінення від техногенно підсилених джерел природного походження.

Враховуючи різнобічні наслідки опромінення людей іонізуючим випромінюванням, їх нормування здійснюється залежно від категорії людей, що опромінюються, а також від чутливості органів тіла людини, на які діє іонізуюче випромінювання. Виділяють наступні категорії:

- А – особи з числа персоналу, які постійно чи тимчасово працюють безпосередньо з джерелами іонізуючого випромінювання;
- Б – особи з числа персоналу, які безпосередньо не зайняті роботою з джерелами іонізуючого випромінювання, але у зв'язку з розташування робочих місць в приміщеннях та на промислових майданчиках об'єктів з радіаційноядерними технологіями можуть отримувати додаткове опромінення;
- В – все населення. Частина населення, яке за своїми статевовіковими, соціальнопрофесійними умовами, місцем проживання та іншими

					БР 3.8.141.001 ЕТ-81/2-9 ПЗ	Арк.
						64
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ознаками може отримувати найбільші рівні опромінення від даного джерела, прийнято виділяти як критичну групу.

Для радіометричного і дозиметричного контролю використовуються: дозиметри – для вимірювання зовнішніх потоків радіоактивного випромінювання (рисунок 3.2); радіометри – для вимірювання рівнів забруднення навколишнього середовища; індивідуальні дозиметри – для індивідуального контролю. Серед індивідуальних дозиметрів найбільше розповсюджені прилади, в яких використовують іонізаційні (за величиною іонізації середовища, через яке пройшло випромінювання) та фотографічні (за величиною опромінення фотографічної плівки іонізуючим випромінюванням) методи виміру. У приладах для контролю потужності дози випромінювання широко застосовують іонізаційний та сцинтиляційний методи (за інтенсивністю світлових спалахів, що виникають внаслідок люмінесценції в деяких речовинах під час проходження через них іонізуючих випромінювань).



а



б

Рисунок 3.2 - Прилади для радіометричного і дозиметричного контролю: а – дозиметр ДКС90; б – радіометр СПР 88

3.2 Пожежна безпека

Пожежна безпека — це комплекс організаційних заходів та технічних засобів, спрямованих на попередження та гасіння пожежі. Правовою основою діяльності в області пожежної безпеки є Кодекс цивільного захисту України та

					БР 3.8.141.001 ЕТ-81/2-9 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		65

інші закони України, постанови Верховної Ради України, Укази і розпорядження Президента України, постанови і розпорядження Кабінету Міністрів України, рішення органів державної виконавчої влади, місцевого і регіонального самоврядування, прийняті в межах їхньої компетенції. [11].

Кодекс цивільного захисту визначає загальні правові, економічні і соціальні основи забезпечення пожежної безпеки на території України, регулює відносини державних органів, юридичних і фізичних осіб у цій області незалежно від виду їхньої діяльності і форм власності. До нормативно-правових актів з питань пожежної безпеки відносяться стандарти, правила пожежної безпеки, норми, положення, статuti, інструкції, переліки та інші документи, в яких містяться вимоги пожежної безпеки. В Україні створений Державний реєстр нормативних актів з питань пожежної безпеки.

Правила пожежної безпеки – це комплекс положень, що визначають вимоги й встановлюють норми пожежної безпеки при будівництві та (або) експлуатації об'єкта. Нині у державі діють "Правила пожежної безпеки в Україні". Вони є обов'язковими для виконання всіма центральними і місцевими органами державної виконавчої влади, підприємствами, установами, організаціями (незалежно від виду їхньої діяльності і форм власності), посадовими особами і громадянами.

Пожежовибухонебезпечність об'єкта. Проектування і будівництво виробничих будівель і споруд здійснюється з урахуванням властивостей матеріалів і речовин, що використовуються на даному об'єкті, їх кількості та особливостей виробництва, що в сукупності характеризують

вибухопожежонебезпечність об'єкта.

Згідно з чинними нормативно-правовими актами (НАПБ Б.03.002-2007) Норми визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпекою) приміщення за вибухопожежною та пожежною небезпекою поділяють на п'ять категорій.

Якісним критерієм щодо визначення категорії приміщень є наявність в цих приміщеннях речовин з певними показниками вибухопожежної небезпеки,

					<i>БР 3.8.141.001 ЕТ-81/2-9 ПЗ</i>	Арк.
						66
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

а кількісним надлишковий тиск, що може розвинутиися при вибуху максимальної наявної кількості цих речовин у приміщенні.

Категорії приміщень за вибухопожежною та пожежною безпекою:

- А (вибухонебезпечна) – Приміщення, в яких застосовуються горючі гази, легкозаймисті рідини з температурою спалаху не більше 28°C в такій кількості, що можуть утворюватися вибухонебезпечні парогазоповітряні суміші, при спалахуванні яких розрахунковий надлишковий тиск вибуху перевищує 5 кПа, речовини та матеріали, здатні вибухати та горіти при взаємодії з водою, киснем повітря або одне з одним у такій кількості, що розрахунковий надлишковий тиск вибуху в приміщенні перевищує 5 кПа.
- Б (вибухопожежонебезпечна) – Приміщення, в яких застосовуються вибухонебезпечний пил і волокна, легкозаймисті рідини з температурою спалаху більше 28°C та горючі рідини у такому стані і в такій кількості, що можуть утворюватися вибухонебезпечні пилоповітряні або пароповітряні суміші, при спалахуванні яких розвивається розрахунковий надлишковий тиск вибуху в приміщенні, що перевищує 5 кПа.
- В (пожежонебезпечна) – Приміщення, в яких знаходяться горючі рідини, тверді горючі та важкогорючі речовини, волокна, матеріали здатні при взаємодії з водою, киснем повітря або одне з одним горіти лише за умови, що приміщення, де вони знаходяться або використовуються, не відносяться до категорій А та Б.
- Г – Приміщення, в яких знаходяться негорючі речовини та матеріали в гарячому, розжареному або розплавленому стані, процес обробки яких супроводжується виділенням променистого тепла, іскор, полум'я; горючі гази, спалимі рідини, тверді речовини, які спалюються або утилізуються як паливо.
- Д – Приміщення, в яких знаходяться негорючі речовини та матеріали в холодному стані.

					БР 3.8.141.001 ЕТ-81/2-9 ПЗ	Арк.
						67
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Крім наведеної класифікації приміщень, існує класифікація пожежонебезпечних та вибухонебезпечних зон усередині і поза приміщеннями. Класифікація цих зон визначається ПУЕ і НПАОП 40.1-1.32-01 «Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок».

Пожежонебезпечна зона - це простір у приміщенні або за його межами, в якому постійно або періодично знаходяться горючі речовини як при нормальному технологічному процесі, так і при його порушенні в такій кількості, яка вимагає спеціальних заходів у конструкції електрообладнання під час його монтажу та експлуатації. Ці зони у разі використання в них електроустаткування поділяються на чотири класи:

- П-I – зони, в яких знаходяться горючі рідини з температурою спалаху понад 61°C;
- П-II – зони, в яких накопичується і виділяється горючий пил або волокна з нижньою концентраційною межею спалаху, більшою за 65 г/м³ ;
- П-IIIa – зони, в яких знаходяться тверді горючі речовини та матеріали;
- П-III – зони поза приміщенням, у яких знаходяться горючі рідини, пожежонебезпечний пил та волокна або тверді горючі речовини і матеріали.

Первинні засоби пожежогасіння. Для ліквідації осередків пожежі в початковій стадії їх розвитку силами робітників та службовців усі виробничі, складські, допоміжні приміщення, зовнішні установки, а також пожежонебезпечні ділянки території підприємства повинні бути забезпечені первинними засобами пожежогасіння, пожежним ручним інструментом і інвентарем.

До первинних засобів пожежогасіння відносять: внутрішні пожежні крани, ручні вогнегасники, гідропульти, ручні насоси, бочки з водою, ящики з піском, покривала з повстини, ручний пожежний інструмент і інвентар (відра, ломи, сокири, лопати, кирки, багри, пожежні стенди, щити тощо).

Дотепер знаходять застосування хімічні пінні вогнегасники. Заряд вогнегасника складається з кислотної та лужної частин з добавкою

					БР 3.8.141.001 ЕТ-81/2-9 ПЗ	Арк.
						68
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

поверхневоактивних речовин. При приведенні вогнегасника в дію кислотна та лужна складові змішуються і відбувається хімічна реакція, у результаті якої утворюється вуглекислий газ, що інтенсивно перемішує рідину.

При цьому утворюється піна і створюється надлишковий тиск у балоні до 1 МПа, необхідний для викиду піни. Час дії вогнегасника 60 с, довжина струменя 6–8 м, кратність піни 8–10. У повітряно-пінних вогнегасниках, наприклад ОВП-10, піна і тиск у балоні утворюються внаслідок дії на розчин піноутворювача стисненого повітря, яке міститься у спеціальному балончику. Кратність піни цих вогнегасників до 55, дальність викиду піни близько 4 м.

Серед газових вогнегасників найбільш розповсюдженими є вуглекислотні (ОУ-2, ОУ-5, ОУ-8) та вуглекислотно-брометилові (ВВБ-3, ВВБ-7). У перших вогнегасною речовиною є вуглекислий газ, який знаходиться у рідкому стані в балоні під надлишковим тиском у 6–7 МПа. При відкритті вентиля балона за рахунок швидкого адіабатичного розширення вуглекислий газ охолоджується і перетворюється у снігоподібну масу, яка викидається з раструбу вогнегасника.

Вогнегасники застосовують для гасіння рідких та твердих речовин, а також електроустановок під напругою до 1000 В. Час дії вогнегасників близько 30 с, довжина струменя до 3 м. У вуглекислотно-брометилових вогнегасниках вогнегасною речовиною є суміш, що складається із 97 % бромистого етилу та 3 % вуглекислого газу. Завдяки здатності бромистого етилу до хімічного гальмування реакції горіння, ефективність цих вогнегасників у 4 рази вища, ніж вуглекислотних. Найбільш перспективними і досконалими (надійні, зручні в експлуатації, не бояться мінусових температур тощо) є порошкові вогнегасники.

Вони випускаються двох типів: з пусковим балоном (ОП-2, ОП-5Б, ОП-5М, ОП-9 та ін.) і закачні (ОП-2(з), ОП-5(з)М, ОП-9(з)). У вогнегасників з пусковим балоном надлишковий тиск повітря у корпусі утворюється при відкритті пускового балона, а у закачних – надлишковий тиск повітря чи газу підтримується у корпусі вогнегасника постійно. Порошкові вогнегасники можуть застосовуватися для гасіння загорань твердих речовин, рідин, газів та

					БР 3.8.141.001 ЕТ-81/2-9 ПЗ	Арк.
						69
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

електрообладнання під напругою.

Протипожежний захист на АЕС

Захист від пожеж та вибухів включає комплекс організаційних заходів та технічних засобів, спрямованих на запобігання впливу на людей небезпечних факторів пожежі та вибуху, а також обмеження матеріальних збитків. З цією метою на АС здійснюються заходи за трьома основними напрямками: виконання захисних заходів на стадіях проектування та спорудження АС; використання вогнестійких перегородок або дистанціювання для обмеження поширення пожежі; застосування засобів для забезпечення своєчасного виявлення та гасіння пожежі. [11].

Ці групи заходів зводяться до двох систем захисту від пожеж та вибухів: пасивної та активної. Під пасивними системами розуміються конструкційно-планувальні та технічні рішення. Активні системи призначені для виявлення вогнищ пожеж та загорянь, їх локалізації та гасіння.

У проектах передбачається взаємна відповідність систем активного та пасивного пожежного захисту тому пожежному навантаженню, яке може виникнути у разі пожежі в насичених кабелем спорудах, у приміщеннях маслосистем та інших приміщеннях, що містять горючі матеріали.

Конструкційно - планувальні та технічні рішення щодо пожежного захисту вирішуються правильним вибором ступеня вогнестійкості об'єкта та меж вогнестійкості окремих елементів та конструкцій; обмеженням поширення вогню, вогнища пожежі; застосуванням протидимного захисту; застосуванням засобів колективного та індивідуального захисту людей; забезпеченням безпечної евакуації людей; застосуванням засобів пожежної сигналізації та зв'язку та систем пожежогасіння; організацією пожежної охорони об'єкта.

Конструкційно - планувальні та технічні рішення щодо пожежної захисту розробляються та реалізуються на стадіях проектування та спорудження АС.

До них відносяться:

1) максимально обмежене застосування матеріалів, що згоряються, і вибухопожежних речовин і матеріалів;

					БР 3.8.141.001 ЕТ-81/2-9 ПЗ	Арк.
						70
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2) ізоляція пального середовища вогнетривкими перегородками та розривами (стінами, зонами, поясами та ін.) для запобігання поширенню пожеж за межі вогнища;

3) виконання в будівлях і спорудах , пов'язаних із забезпеченням безпечної роботи реакторів або призначених для запобігання неконтрольному надходженню радіоактивних речовин у навколишнє середовище, несучих та огорожувальних конструкцій матеріалів, що вигоряються або матеріалів з репродуктивними властивостями вогнестійкості та горючості;

4) обладнання засобів пожежної сигналізації та сповіщення при пожежі автоматичних засобів гасіння пожежі в системі проти димного захисту.

Організаційні заходи з пожежної безпеки на АЕС:

1) Система перевірки протипожежної безпеки
2) постійний контроль за веденням зварювальних та інших вогнених робіт, а також будівельних та монтажних робіт на пожежонебезпечних ділянках;

3) організація служби чергових варти особового складу;

4) організацію постійного технічного контролю за станом пожежних резервуарів, підйомів, водопровідної системи та гідрантів, спринклерних , пренчерних та насосних установок;

5) перевірку справності та правильного утримання автоматичних установок пожежогасіння та сигналізації, перекинних засобів;

6) проведення інструктажів, бесід, занять з пожежно-технічного мінімуму з працівниками АЕС;

7) навчання особового складу та членів добровільних пожежних дружин методам проведення профілактичної роботи та гасіння можливих пожеж та засмагань:

8) організацію протипожежних тренувань, пожежно - технічних навчань.

Однією з основних вимог протипожежного захисту є обов'язкове виконання всіма працівниками АС пожежного режиму, який встановлюється відповідно до чинних правил, норм, наказів та розпоряджень адміністрації.

					<i>БР 3.8.141.001 ЕТ-81/2-9 ПЗ</i>	Арк.
						71
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Протипожежний режим має бути спрямований на запобігання виникненню пожежі від куріння, необережного поводження з відкритим вогнем та недбалого поводження з електронагрівальними приладами та інших аналогічних причин протипожежного захисту.

Для контролю за станом повітряної середовища в виробничих і складських приміщеннях, в яких використовуються чи зберігаються речовини, які здатні виробляти вибухонебезпечні гази чи пари, встановлюються автоматичні газоаналізатори, а при їх відсутності виконують періодичне лабораторне дослідження повітряної середовища.

У вибухонебезпечних приміщеннях вивішуються знаки які забороняють користуватися відкритим вогнем, та знаки що попереджують про наявність таких речовин. Крім того у всіх Приміщеннях АЕС вивішуються плакати з пожежної безпеки із зазначеним порядком виклику пожежної команди.

Протипожежні перешкоди призначені для обмеження об'ємного та лінійного поширення пожежі в будівлі. До них відносяться протипожежні стіни, перекриття, екрани, пристрої, що обмежують розлив горючих рідин, спеціальні герметичні проходки, різні шибери та заслінки в повітроводах вентиляційних систем та протипожежні розриви.

Протипожежні стіни повинні спиратися на фундамент, бути не згоряними і володіти межами вогнестійкості не менше зазначених у СНиП 11-2-80. Наприклад, мінімальна межа вогнестійкості проти пожежних стін, призначених для членування будівлі на відсіки, має бути не менше 2,5 год.

Протипожежні стіни зводяться на всю висоту будівлі, розділяючи покриття та перекриття, і попереджають розповсюдження пожежі по зовнішнім стінам і згоряним покрівлям, перерізають всі виступаючі над дахом конструкції і підносяться над покрівлею не менш ніж на 60 см при згорялому покритті або при незгорялому або важкозгораємому покритті зі згоряним утеплювачем і не менше ніж на 30 см при згорялому покритті підсилувачем.

Протипожежні стіни можуть не розділяти покриттів і дахів і не підніматися над покрівлею, якщо будівля має вогнетривкі покриття з

					БР 3.8.141.001 ЕТ-81/2-9 ПЗ	Арк.
						72
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

вогнетривким утеплювачем або вогнетривкими дахами. у протипожежних стінах допускається влаштування дверних прорізів, які перекривають протипожежними дверима. Такі двері можуть бути незгоряними чи важкозгоральними з межею вогнистої кістки не менше 1,2 год. Незгоральні двері виготовляють з металевого каркаса, обшитого покрівельною сталлю. В середині такі двері заповнюють вогнетривким теплоізоляційним матеріалом – наприклад мінеральною ватою.

Важкозаймісті двері виготовляються з деревини, просоченої антипіренами, вогнезахисними складами або з двох рядів звичайних дощок, збитих під кутом 90°. Між двома рядами дощок прокладається листовий азбест. З усіх боків двері обшивають кровельною сталлю по азбесту. Як правило, протипожежні двері усувають самозакривання. У протипожежних стінах можуть влаштовуватися вікна, які повинні бути такими, що не відкриваються, і мати межу вогнестійкості не менше 1,2 год.

Протипожежні перекриття влаштовують у будинках I та II ступеня вогнестійкості для виключення можливості поширення пожежі по вертикалі будівлі. Перекриття над підвалами, в яких розміщуються горючі матеріали або пожежонебезпечні виробничі процеси. для будівель I та II ступеня вогнестійкості повинні мати межу вогнистої кістки не менше 1 год, а в будинках III, IV та V ступені вогнестійкості – не менше 0,75 год.

На АС функції протипожежних перешкод каналів систем безпеки, будівель та споруд для зберігання палива та радіоактивних відходів, приміщень щитів управління, приміщень з маслонаповненим обладнанням та резервних дизельних електростанцій виконують огорожувальні та несучі конструкції, для яких відповідно до "Протипожежних норм" станцій "перед вогнестійкості приймається не менше 1,5 год." Для обмеження поширення пожежі в кабельних спорудах передбачаються протипожежні перешкоди через кожні 50 міс межею вогнестійкості, включаючи двері не менше 1,5 год.

					БР 3.8.141.001 ЕТ-81/2-9 ПЗ	Арк.
						73
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВИСНОВОК

Завданням Бакалаврської Роботи було промоделювати 5 різних режимів роботи електростанцій (ЕС) при різному відсотковому значенні генерації кожної ЕС, правильно збалансувати їх роботу та побачити і порівняти кожний режим роботи.

В **першому режимі** найбільші великі втрати Активної і Реактивної енергії в ЛЕП. Також дуже мала частка генерації СЕС – 2 %. На відміну від АЕС, де генерація електроенергії (ЕЕ) – 56 % (рисунок 2.7).

В **другому режимі** втрати Активної і Реактивної енергії в ЛЕП найменші відносно усіх режимів роботи. Доля генерації ЕЕ в СЕС виросла з 2 % до 5 %, а генерація ЕЕ на АЕС зменшилась з 56 % до 54 % (рисунок 2.8).

В **третьому режимі** втрати Активної і Реактивної енергії в ЛЕП мають середнє значення. Доля генерації ЕЕ в СЕС виросла до 7 %, а генерація ЕЕ на АЕС зменшилась до 52 % (рисунок 2.9).

В **четвертому режимі** втрати Активної і Реактивної енергії в ЛЕП мають на небагато більше аніж середнє значення. Доля генерації ЕЕ в СЕС виросла до 9 %, а генерація ЕЕ на АЕС зменшилась до 51 % (рисунок 2.10).

В **п'ятому режимі** втрати Активної і Реактивної енергії в ЛЕП підрости, але мають на небагато більше аніж середнє значення. Доля генерації ЕЕ в СЕС найбільша – 12 %, а генерація ЕЕ на АЕС найменша – 50 % (рисунок 2.11).

У всіх режимах роботи генерація ЕЕ ТЕЦ на небагато та плавно зменшується з 42 % до 38 %. Що є дуже добре, оскільки менше викидів в атмосферу Землі, та потрібно менше палива для ТЕЦ. Генерація СЕС виросла в 6 разів, з 2 % до 12 %. А генерація ЕЕ на АЕС зменшилась з 56 % до 50 %.

Найкращий режим за втратами ЕЕ являється **2 режим** (рисунок 2.8). Оскільки їх найменше. Але **режими 3-5** на небагато більші за втратами відносно 2 режиму.

Найкращий режим за генерацією ЕЕ являється **5 режим** (рисунок 2.11). Оскільки найбільша генерація за допомогою «зеленої енергетики» (12 %). Це

					БР 3.8.141.001 ЕТ-81/2-9 ПЗ	Арк.
						74
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

дає можливість зекономити природні ресурси (газ чи вугілля для ТЕЦ), та також зекономити ядерне паливо для АЕС. Це значить що це краще буде для атмосфери, тим самим менше завантажуючи енергосистему генерацією ЕЕ не відновлювальними джерелами електроенергії.

					<i>БР 3.8.141.001 ЕТ-81/2-9 ПЗ</i>	Арк.
						75
<i>Змін.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ:

1. Енергетика: історія, сучасність і майбутнє. Розвиток атомної енергетики та об'єднаних енергосистем [Текст] / К. Б. Денисевич, Ю. О. Ландау, В. О. Нейман [та ін.] ; наук. ред. Ю. О. Ландау, І. Я. Сігал. - Київ : Б.в., 2013. - 304 с. - Бібліогр.: с. 301.
2. Справочник по ядерной энерготехнологии Ф. Ран, А. Адамантиадес, Дж. Кентон, Ч. Браун. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 752 с.
3. Особливості інтеграції ОЕС України в європейську систему УСТЕ О.В. Кириленко, А.Г. Баталов, С.П. Денисюк, О.Б. Рибіна /Енергетика та електроніка. – 2006. – № 1.
4. Основи атомної енергетики – О. Ощинська, Харків «ФІЛІО», 2021 р, 188 стор.
5. Атомные станции – учебное пособие для вузов, В. М. Зорин, Москва, 2012 г., 671 стр.
6. Физика и эксплуатационные режимы реактора ВВЭР-1000 – Белозеров В. И. Жук И. И. – Москва 2014 г., 288 стр.
7. Енергетика: історія, сучасність і майбутнє. Кн. 5: Електроенергетика та охорона навколишнього середовища. Функціонування енергетики в сучасному світі – Т. О. Бурячок, З. Ю. Буцьо, Г. Б. Варламов, С. В. Дубовської, В. А. Жовтянський; Наук. ред. В. Н. Клименко, Ю. О. Ландау, І. Я. Сігал.– 2013.– 390 с. :іл. 500 пр.– Бібліогр.: с. 383-389.
8. СПРАВОЧНЫЕ МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ КУРСОВОГО И ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ - С.С. Ананичева, А.Л. Мызин, С.Н. Шелюг, Екатеринбург 2005 г., 51 стр.
9. Правила Улаштування Електроустановок – офіційне видання, Київ, 2017 р. - 617 стор.
10. Основи охорони праці (видання друге) – В.І. ГОЛІНЬКО, Дніпропетровськ, НГУ 2014 р. – 271 стор.

					БР 3.8.141.001 ЕТ-81/2-9 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		76

11. Охрана труда на атомных электростанциях – Бескраснов Н.В. — Москва, 1989 г.
12. «Атомний вузол»: в Україні розгортається найбільша енергетична криза від початку незалежності – експерти – <https://www.radiosvoboda.org/a/30599869.html>
13. Конфлікт між атомною та відновлювальною енергією – <https://ecoaction.org.ua/renewables-vs-nuke.html>
14. Структура електроенергетики в Україні - <https://tek.energy/ru/news/struktura-elektrogeneratsii-v-ukraine-i-ee-svyaz-s-tarifami-na-elektroenergiyu>
15. Кліматична криза, та чому атомна енергетика не допоможе з нею упоратися - <https://greenpeace.ru/blogs/2020/09/01/pochemu-atomnaja-jenergetika-ne-pomozhet-spravitsja-s-klimaticheskim-krizisom/>
16. Типи електростанцій та їх відсоткові співвідношення в Україні – <https://ua.energy/vstanovlena-potuzhnist-energosityemy-ukrayiny/>
17. "Енергоатом" і Westinghouse підписали контракт на ліцензування палива для ВВЕР-440 - <https://ua.interfax.com.ua/news/economic/749386.html>
18. PVGIS – https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/
19. Синхронізація енергосистеми з ENTSO-E – <https://interfax.com.ua/news/interview/814704.html>