

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

КОМПЛЕКСНА МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
на тему:
«Балансування режиму електроенергетичної системи за участі атомних електричних станцій і відновлювальних джерел енергії»

Виконав: студент 2-го курсу, групи 1ЕС-22м
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні станції»

(цифра назва напрямку підготовки, спеціальності)

Р.М. Кузьменко Р. М.
(прізвище та ініціали)

Керівник: д.т.н., проф.

П.Д. Лежнюк П. Д.
(прізвище та ініціали)

« 01 » 12 2023 р.

Опонент: к.т.н., доц. проф. Е.С.Е.М.

М.А. (прізвище та ініціали)

« 01 » 12 2023 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

В.О. д.т.н., проф. Комар В. О.
(прізвище та ініціали)

« 04 » 12 2023 р.

Вінниця ВНТУ - 2023 рік

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій та систем
Рівень вищої освіти II (магістерський)
Галузь знань – 14 «Електрична інженерія»
Спеціальність – 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
Освітньо-професійна програма – Електричні станції

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Комар В. О.

«18» 19 2023 р.

ЗАВДАННЯ НА МАГІСТЕРСЬКУ ДИПЛОМНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Кузьменко Роману Миколайовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. «Балансування режиму електроенергетичної системи за участі атомних електростанцій і відновлювальних джерел енергії»

Керівник роботи д.т.н., проф. Лежнюк П.Д.

затверджена наказом вищого навчального закладу від 18.09.2023 року № 247






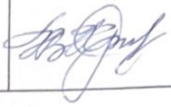
2. Термін подання студентом роботи 05 грудня 2023 року

3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи: Лежнюк П. Д., Комар В. О., Кравчук С. В. Оптимізація функціонування локальних електричних систем з відновлювальними джерелами енергії: Монографія. Вінниця: ВНТУ 2018р., 133 с.; Лежнюк П. Д., Ковальчук О. А., Нікіторович О. В., Кулик В. В. Відновлювані джерела енергії в розподільних електричних мережах: монографія. Вінниця: ВНТУ 2014р., 204 с. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: параметри Гальжбіївської ФЕС, схема електричних з'єднань та інформація про склад вузлів ПС Ямпіль (додаток В)

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Загальні відомості про об'єкт дослідження 2. Оптимізація впливу відновлювальних джерел енергії на баланс режиму в електроенергетичній системі. 3. Дослідження впливу роботи атомних електростанцій на баланс режиму в електроенергетичній мережі 4. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. 5. Економічна частина Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Схема живильного фідера 15 Ямпільських РЕМ 2. Електрична схема ділянки Ямпільських РЕМ. 3. Результати розрахунку втрат потужності в мережі фідера 15 Ямпільських РЕС 4. Визначення оптимальної встановленої потужності Гальжбіївської ФЕС.

6. Консультанти розділів роботи

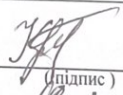
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Лежнюк П. Д., д.т.н., проф. кафедри ЕСС		
Охорона праці	Лежнюк П. Д. Кобилянський О. В. д.п.н., проф., завідувач каф. БЖДПБ		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС		

7. Дата видачі завдання 18 вересня 2023 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

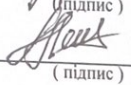
№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Примітки
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	21.09.23	23.09.23	всес
2	Загальні відомості про об'єкт дослідження	24.09.23	29.09.23	всес
3	Оптимізація впливу відновлювальних джерел енергії на баланс режиму в електроенергетичній системі	30.09.23	10.10.23	всес
4	Дослідження впливу роботи атомних електростанцій на баланс режиму в електроенергетичній мережі	11.10.23	28.10.23	всес
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	29.10.23	05.11.23	всес
6	Економічна частина	06.11.23	12.11.23	всес
7	Оформлення пояснювальної записки	13.11.23	21.11.23	всес
8	Виконання графічної частини та оформлення презентації	22.11.23	27.11.23	всес
9	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	28.11.23	01.12.23	всес
10	Рецензування МКР	01.12.23	04.12.23	всес
11	Захист МКР			всес

Студент


(підпис)

Р. М. Кузьменко

Керівник роботи


(підпис)

П. Д. Лежнюк

АНОТАЦІЯ

УДК 621.311.1

Кузьменко Роман Миколайович «Балансування режиму електроенергетичної системи за участі атомних електростанцій і відновлювальних джерел енергії». Магістерська кваліфікаційна робота – Вінниця: ВНТУ. – 2023. – 94 с.

На укр. мові. Бібліогр.: 34. Рис.:33. табл.: 11.

Під час виконання магістерської кваліфікаційної роботи були розглянуті питання дотримання балансу режиму в електроенергетичній системі з АЕС та ВДЕ, шляхом аналізу залежності їх роботи. Досліджена залежність генерування ВДЕ від метеопараметрів та заходів зниження нестабільності генерування.

Під час виконання було проаналізовано загальні відомості про АЕС та ВДЕ, їх вплив на роботу електричних мереж та втрати потужності в розподільчих мережах. Розглянуті питання необхідності балансу активної та реактивної потужності і його зв'язок з частотою і напругою мережі. Розглянуто питання узгодження графіків генерування та споживання і визначено втрати в мережі. Проведено аналіз методів та заходів по зниженню втрат потужності в електричних мережах. Досліджено роботу АЕС в покритті добового та річного графіка навантаження, та виконано розрахунок добових на річних графіків навантаження для АЕС різної потужності.

Запропоновано організаційні й технічні заходи з охорони праці та безпеки роботи на ВРУ. Розраховано параметри захисного заземлення для ВРУ 750-кВ.

Досліджено вплив ВДЕ на втрати потужності та розраховано оптимальну потужність генерації ВДЕ

Ключові слова: баланс режиму, баланс потужності, реактивна потужність, активна потужність, електрична мережа.

ANNOTATION

UDC 621.311.1

Kuzmenko Roman Mykolayovych "Balancing of electricity in the electric power system with photovoltaic stations". Master's thesis. - Vinnytsia: VNTU. - 2023. - 94 p.

In Ukrainian language. Bibliogr.: 34. Fig.: 33. Tabl.: 11.

During the master's thesis, the issues of maintaining the balance of the regime in the electric power system with NPPs and RES were considered by analyzing the dependence of their operation. The dependence of RES generation on meteorological parameters and measures to reduce generation instability was investigated.

General information about NPPs and RES, their impact on the operation of power grids and power losses in distribution networks were analyzed. The issues of the need for a balance of active and reactive power and its connection with the frequency and voltage of the grid were considered. The issues of coordination of generation and consumption schedules are considered and network losses are determined. Methods and measures to reduce power losses in power grids are analyzed. NPP operation in covering daily and annual load schedules is investigated, and daily and annual load schedules for NPPs of different capacities are calculated.

Organizational and technical measures for occupational health and safety at the switchgear are proposed. The parameters of protective earthing for 750-kV outdoor switchgear are calculated.

The influence of RES on power losses is investigated and the optimal RES generation capacity is calculated.

Keywords: mode balance, power balance, reactive power, active power, electrical network.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ	5
ВСТУП.....	6
1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ОБ'ЄКТ ДОСЛІДЖЕННЯ	9
1.1 Поняття режиму електроенергетичної системи. Режимні параметри	9
1.2 Загальні відомості про атомні електростанції	10
1.3 Застосування штучного інтелекту для підвищення надійності експлуатації АЕС.....	11
1.4 Малі модульні реактори	13
1.5 Регулювання частоти та потужності на енергоблоках атомних електростанцій.....	14
1.6 Загальні відомості про відновлювальні джерела енергії.....	14
1.7 Вплив атомних електростанцій та відновлювальних джерел енергії на роботу електричних мереж	19
1.8 Вплив нестабільності генерування відновлювальних джерел енергії на режимні параметри електричних мереж	20
1.9 Вплив відновлювальних джерел енергії на втрати потужності та електроенергії в розподільних мережах.....	22
1.10 Вплив відновлювальних джерел енергії на якість електроенергії в електричних мережах.....	23
1.11 Баланс активної потужності.....	25
1.12 Баланс реактивної потужності	26
1.13 Баланс потужності та його зв'язок із частотою та напругою	29
1.14 Висновки до розділу 1	32
2. ОПТИМІЗАЦІЯ ВПЛИВУ ВІДНОВЛЮВАЛЬНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ НА БАЛАНС РЕЖИМУ В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНІЙ СИСТЕМІ.....	33
2.1 Визначення імовірнісних характеристик генерування ВДЕ на прикладі Гальжбіївської ФЕС	34
2.2 Оцінювання впливу генерування відновлювальних джерел енергії на прикладі Гальжбіївської ФЕС.....	38

2.3 Розрахунок балансу потужностей в електричній мережі та доцільності встановлення пристроїв компенсації реактивної потужності.....	41
2.4 Підвищення балансової надійності за рахунок використання накопичувача та визначення його ємності.....	47
2.5 Визначення оптимальної потужності генерування ВДЕ.....	51
2.6 Висновки до розділу 2.....	52
3 ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ РОБОТИ АТОМНИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ НА БАЛАНС РЕЖИМУ В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНІЙ МЕРЕЖІ	53
3.1 Участь АЕС в покритті добового графіка електричних навантажень.....	54
3.2 Розрахунок добових та річних графіків електричних навантажень АЕС	55
3.3 Зміна графіків навантаження спричинена розбудовою нових блоків АЕС	61
3.4 Висновки до розділу 3.....	64
4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ ..	65
4.1 Задача розділу.....	65
4.2 Аналіз умов праці персоналу, що обслуговує ВРУ	65
4.3 Розрахунок захисного заземлення ВРУ-750 кВ.....	67
4.4 Безпека в надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи електричної частини АЕС в умовах дії загрозливих чинників.....	71
4.4.1 Дослідження стійкості роботи в умовах дії іонізуючого випромінювання	72
4.4.2 Дослідження стійкості роботи електричної частини АЕС в умовах дії електромагнітного імпульсу.....	74
4.4.3 Розробка заходів по підвищенню стійкості роботи електричної частини АЕС в умовах надзвичайних ситуаціях	77
4.5 Висновки до розділу 4.....	79
5 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА.....	80
5.1 Зниження втрат потужності в електричній мережі за рахунок приєднання ВДЕ	81

5.2 Дослідження впливу ВДЕ на втрати електричної потужності.....	84
ВИСНОВКИ	89
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	91
Додаток А. Протокол перевірки кваліфікаційної роботи на наявність текстових запозичень	95
Додаток Б. Технічне завдання МКР	96
Додаток В. Імовірнісні характеристики генерування та навантаження.....	100
Додаток Г. Ілюстративна частина.....	106

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

- АЕС – атомна електростанція;
- ВДЕ – відновлювані джерела електроенергії;
- ВРУ – відкрита розподільча установка;
- ЕЕС – електроенергетична система;
- ЕМ – електрична мережа;
- КЗ – коротке замикання;
- КП – компенсувальний пристрій;
- ЛЕП – лінія електропередачі;
- ЛЕС – локальна електрична система;
- ММР – малий модульний реактор;
- ПЛЕП – повітряна лінія електропередачі;
- РЕМ – районна електрична мережі;
- РПН – регулювання під навантаженням;
- РУ – розподільча установка;
- ТЕС – теплова електростанція;

ВСТУП

Електроенергетика без сумніву вважається однією із ключових сфер господарства країни і на пряму впливає на всі сфери виробництва, покращує умови праці та забезпечує науково-технічний прогрес та потреби країни в імпорті, експорті і транзиті електричної енергії. Тому дотримання всіх стандартів безпеки, використання сучасного обладнання, способів його керування та захисту є першочерговим завданням оперативного персоналу електроенергетичних підприємств.

На території України протягом останнього десятиліття відбувається стрімка розбудова в сфері відновлювальних джерел енергії, серед яких найбільшу перспективу мають фотоелектричні станції. Незважаючи на важку політичну та економічну ситуацію Україна вживає важливі кроки та приймає відповідні закони з метою розширення використання ВДЕ та АЕС. Використання даних джерел енергії не тільки економічно вигідно, але й забезпечує високий рівень екологічної безпеки. Щорічно в нашій країні нараховується значний приріст потужності, що віддається в електроенергетичну мережу від ВДЕ, а вдосконалення технологій їх виготовлення істотно знижує собівартість електричної енергії.

Враховуючи, що АЕС та ВДЕ вже сьогодні можуть генерувати близько 70% від усієї потужності України то важливо враховувати їх вплив на режим роботи електроенергетичної мережі. Недоліком АЕС є низька маневреність. Тому АЕС покривають базову частину графіків електричних навантажень і не беруть участі в регулюванні активної потужності. Оскільки АЕС за техніко-економічними показниками можуть працювати з встановленою потужністю 6500...7000 год/рік, будуються за блочним принципом поблизу водосховища і практично не забруднюють атмосферу то їх розбудова та модернізація дозволить досягнути країні енергетичної стабільності та незалежності. Значним недоліком АЕС є необхідність захоронення паливних елементів.

Генерація ВДЕ на відміну від АЕС залежить від метеопараметрів і не може бути ефективно контрольована людиною, а низький рівень розвитку

технологій прогнозування метеопараметрів ускладнює точне прогнозування їх впливу на процес генерації.

Забезпечення балансу потужності є основним пріоритетом в системі національної безпеки країни. Рівність або взаємопов'язаність процесу генерації та споживання електричної енергії, в даний момент часу, є особливістю будь-якої електричної системи. В сучасних реаліях не можливо вирішити проблему накопичення електроенергії в обсягах, необхідних для нормального функціонування промислового комплексу. Єдність процесів виробництва і споживання електроенергії призводить до необхідності дотримання балансу активних та реактивних потужностей.

Виникнення небалансів в енергосистемі суттєво впливає не тільки на кість електроенергії, а й на роботу та доходи мережевого підприємства. Значні відхилення між значеннями виробленої і спожитої електроенергії можуть спричинити не лише негативні, але й необоротні процеси в електромережі, аж до руйнування енергетичної системи загалом. Недотримання балансу потужностей створює серйозну загрозу для життя та здоров'я людей, які перебувають неподалік електричних приладів, що підключені до мережі.

Для усунення небалансів необхідно повністю розуміти причини їх виникнення та прийняти спеціальні заходи, зокрема постійно контролювати параметри системи. Моніторинг параметрів дозволяє вчасно виявити порушення балансів та передбачити його виникнення, запобігаючи пошкодженні приладів та відключені споживачів від електропостачання. Тому дослідження проблеми балансування режиму є і завжди буде актуальним завданням енергетичної галузі усього світу.

Мета і задачі дослідження. Метою даної магістерської роботи є дослідження проблеми балансування режиму в електроенергетичній системі з АЕС та ВДЕ.

Відповідно до вказаної мети в роботі розв'язуються такі **основні завдання:**

- визначення поняття балансу режиму;
- аналіз роботи АЕС та ВДЕ;
- аналіз впливу АЕС і ВДЕ на роботу електричної мережі;
- розроблення пропозиції щодо використання конденсаторних батарей для зменшення небалансів в мережі;
- розрахунок добових та річних графіків навантаження для АЕС різної потужності:
 - аналіз необхідності встановлення захисного заземлення ВРУ та розрахунок встановлення захисту для ВРУ Хмельницької АЕС;
 - розрахунок впливу генерації ВДЕ на втрати потужності в ЕМ та визначення оптимальної потужності генерації для забезпечення максимального натурального ефекту.

1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ОБ'ЄКТ ДОСЛІДЖЕННЯ

1.1 Поняття режиму електроенергетичної системи. Режимні параметри

Стан системи, що пов'язаний з процесами вироблення, передачі, розподілу та споживанні електроенергії називається режимом електроенергетичної системи. Всі режими системи характеризуються сукупністю різноманітних параметрів, таких як потужність джерел та споживачів електричної енергії, частота змінного струму, напруга у вузлах схеми, розподіл струмів та потужностей по ділянках схеми та втрати потужності в системі і електрообладнанні електромереж. Їх називають параметрами режиму електроенергетичної системи [1].

Режимні параметри електроенергетичної системи можна класифікувати та розділити на дві основні категорії: локальні та загальносистемні. До загальносистемних відносять загальні втрати потужності та частота змінного струму. До локальних відносяться потужності джерел та споживачів електричної енергії, напруга у вузлах схеми, розподіл струмів та потужностей по ділянках схеми. Локальні параметри на відміну від загальносистемних відображають режими окремих елементів електросистеми. Незважаючи на це, всі ці параметри тісно пов'язані в процесі генерації, передачі, розподілу і споживання електроенергії, дотримуючись загального фізичного закону збереження енергії.

Забезпечення балансів активної та реактивної потужності в системі є складною задачею через взаємозв'язок між режимними параметрами, такими як струм та напруга. Щоб забезпечити стабільність і надійність системи передачі та розподілу електроенергії, забезпечуючи всі норми, необхідно встановити додаткові правила та обмеження в роботі енергетичних підприємств. Такий підхід сприяє оптимізації процесів передачі електроенергії, підвищенню її

надійності та забезпеченню єдиного стандарту для ефективного функціонування електроенергетичних мереж [2].

1.2 Загальні відомості про атомні електростанції

Прогнози фахівців з енергетики вказують на те, що атомні електростанції в Україні будуть продовжувати свою діяльність не менше одного десятиліття. У програмних документах зазначається, що сучасна електроенергетика країни не може існувати без істотного внеску атомних електростанцій. Саме АЕС дають Україні значний потенціал у виробництві електричної енергії оскільки на них виробляється близько 50% від усієї електроенергії країни. Розвиток АЕС вимагає постійної уваги до питань екології, безпеки та можливості модернізації для продовження терміну експлуатації. Паралельно розвиваючи ВДЕ та атомну енергетику Україна може досягти більшої енергетичної стійкості та стати більш екологічною країною [3].

Враховуючи всі особливості та специфіку роботи, а також негативний досвід на Чорнобильській АЕС державі необхідно приділити особливу увагу щодо розвитку ядерної енергетики. Керівництво цією ініціативою покладено на компанію "Енергоатом", яка відповідає за координацію всіх відповідних заходів. Основним технічним викликом є зміцнення реакторів, оскільки саме металевий корпус визначає термін експлуатації блоку.

Термін придатності металевому корпусу реактора визначається за ступенем його опромінення гамма частинками та нейтронами. В США було розроблено спеціальні методики, що дозволили продовжити роботу реакторів на 40 років. Україна також прийняла заходи, що дозволило продовжити строк експлуатації своїх реакторів на 20 років.

Головною особливістю роботи блоку АЕС є нерозривний зв'язок із частотою Об'єднаної енергетичної системи України:

1) при частоті 49–48 Гц блок АЕС може працювати не більше 5 хв до 20 разів на рік;

- 2) при частоті 48–47 Гц – протягом 1 хв, до 6 хв на рік;
- 3) при частоті 47–46 Гц – протягом 10 с, не частіше 1 разу на 3 роки.

За останні десятиліття атомна енергетика України сильно вплинула на стабільність її об'єднаної енергетичної системи, ставши ключовим фактором у її функціонуванні (понад половина виробленої електроенергії в країні надходить від атомних електростанцій). Оцінюючи діяльність атомних електростанцій в об'єднаній енергосистемі, можна відзначити:

- 1) невисока ефективність використання енергії (на рівні з ТЕС);
- 2) неможливість оперативного регулювання виробництва електричної енергії;
- 3) залежність від російського обладнання та постачання ядерного палива;
- 4) проблема радіоактивного забруднення довкілля;
- 5) вирішення питань з утилізації відходів ядерного палива;
- 6) Зменшення вартості виробництва електроенергії;
- 7) мінімальний знос енергетичного обладнання [4].

Необхідно постійно розвивати стратегії використання ядерної енергії та дотримуватися високих стандартів безпеки для забезпечення сталого та безпечного розвитку енергетичного сектору України [3].

1.3 Застосування штучного інтелекту для підвищення надійності експлуатації АЕС

Атомна енергетика наразі є одним з найважливіших постачальників енергії як для виробництва електроенергії, так і для виробництва водню та інших екологічно чистих видів палива. Однак розвиток атомної енергетики все ще не в змозі задовольнити зростаючий попит на енергію [5].

Ядерна енергетична система є типовою системою інтеграції "людина-машина-мережа", а її дослідження і розробка, будівництво, експлуатація та інші аспекти продемонстрували достатню складність. Існує безліч бар'єрів і ризиків для сучасних атомних електростанцій, серед яких можна виділити три

основні проблеми. По-перше, оскільки АЕС є складною системою, в приладах, обладнанні або процесах АЕС можуть виникати різні несправності і відмови, і ці помилки можуть мати значний вплив на продуктивність і безпеку АЕС. Наприклад, дрейф датчиків витрати живильної води парогенератора може призвести до зниження вихідної потужності реактора на 3%. По-друге, ще одна проблема полягає в недостатньому рівні автоматизації управління АЕС. Хоча після десятиліть розвитку АЕС були спочатку оцифровані, більшість АЕС все ще використовують багато традиційних методів експлуатації та управління, які знижують операційну ефективність і підвищують ризик аварій. По-третє, через вищезазначені причини оператори на АЕС перебувають під великим тиском через високі вимоги до управління. Інженерія людського фактору є важливою і привертає багато уваги при проектуванні АЕС [6].

Останні десятиліття стали свідками значного прогресу в галузі штучного інтелекту, особливо в методах глибокого навчання. Тому перспективним напрямком може бути застосування цих методів на АЕС для полегшення умов роботи операторів. З точки зору прогнозування в джерелі [7] представлено систему моніторингу в реальному часі для нагляду за розподілом потужності реактора. Технологія штучного інтелекту може краще виявляти несправності обладнання, знижувати робочий тиск на людину і сприяти інтеграції інформації про ядерну енергетичну мережу. Однак, комбінація станів системи, сформована динамічними та складними змінами параметрів безпеки ядерної енергетики, є дуже складною, а сценарії взаємодії людини та комп'ютера важко передбачуваними, що може призвести до нестабільних станів системи та, зрештою, спричинити відмову.

Рівень автоматизації функцій безпеки АЕС ще не досяг автономного управління, і втручання оператора є дуже важливим у значній частині управління. На АЕС, що експлуатуються та реконструюються, наприклад, електричні системи, не мають ефективних заходів захисту системної інформаційної безпеки протягом усього життєвого циклу, а їхні можливості захисту інформаційної безпеки є слабкими.

Інтелектуальна архітектура HCPS - це складена інтелектуальна система, що складається з людей, інформації та фізики, яка може не тільки розкрити технічні принципи, але й сформувавши технічну архітектуру інтелектуального виробництва. Вона інтегрує людський фактор і реалізує ефективну, надійну та достовірну розвідку даних в режимі реального часу на глибині інтеграції сприйняття, обчислення, комунікації та контролю через обчислення, фізичну взаємодію, участь людини та петлю зворотного зв'язку [8].

Хоча питання автоматизації виробництва електроенергії АЕС досі на початковому етапі безсумнівно в майбутньому будуть вводиться нові технології які дозволять спростити роботу виробничого персоналу АЕС і підвищити надійність її роботи.

1.4 Малі модульні реактори

Розглядаючи перспективи малих модульних реакторів (ММР), необхідно звернути увагу на питання зберігання та захоронення відпрацьованого ядерного палива для забезпечення безпеки оточуючого середовища. Сучасні ММР суттєво змінюють уявлення про ядерну енергетику як про громістку та високопотужну. Для прикладу сучасний ММР Rolls-Royce потребує всього 40 000 квадратних метрів площі, що в 10 разів менше того що потребують традиційні ядерні установки. До того ж вони не потребують великих інфраструктурних рішень чи складних підключень до місцевих електромереж. Це відкриває нові можливості для розміщення ММР в регіонах країни з нестачею генерування електричної потужності.

У всьому світі активно розглядають концепцію ММР, а такі країни як Канада, США, Велика Британія, Китай та Польща приділяють цьому питанні значну увагу. У 2021 році у Китаї розпочалось будівництво першого комерційного ММР. Будівництво орієнтовно буде тривати 5 років і закінчить в кінці 2026 року. Що свідчить про великий інтерес до розвитку ММР в майбутньому для внесення потужного внеску у виробництво електричної

енергії та зменшення екологічних небезпек пов'язаних з роботою потужних АЕС.

Основна ідея розробки ММР – це забезпечення ефективнішого охолодження реактора враховуючи його компактні розміри використовуючи атмосферне повітря та підвищення безпеки експлуатації. За їх конструкцією можливо відмовитись від використання деяких активних елементів та насосів в системі охолодження.

Розвиток та розповсюдження ММР має також потенційну загрозу поширення ядерної зброї, а збільшення кількості таких реакторів значно ускладнить роботу міжнародним організаціям. Попри всі переваги малих модульних реакторів вони мають схожі проблеми як і в їх великих аналогів, а саме постійний ризик виникнення аварії та необхідність ефективних способів зберігання та захоронення радіоактивних відходів. Тому необхідно зосередити увагу на більш економічно вигідні та екологічно безпечніші джерела потужності [9].

1.5 Регулювання частоти та потужності на енергоблоках атомних електростанцій

Для енергоблоків АЕС встановлено норми для регулювання частоти, щоб не порушити регламенти безпечної експлуатації. Для реактора типу ВВЕР-1000 допустима зміна потужності на $\pm 2\% P_{НОМ}$ і на $\pm 5\% P_{НОМ}$ для реактора типу ВВЕР-440 без обмеження швидкості і кількості зміни циклів (первинне регулювання). Зміну потужності енергоблоку з обмеженням швидкості та кількості циклів зміни називають вторинне і третинне регулювання.

1.6 Загальні відомості про відновлювальні джерела енергії

Енергія, яка була отримана з природних ресурсів які можуть відновлюватись називається відновлюваною. До відновлювальних природних

ресурсів відноситься вітер, сонячне світло, геотермальне тепло, припливи, дощ. Між викопними видами палива та відновлюваними джерелами енергії є кілька помітних принципових відмінностей. Головною є те, що видобуток вугілля, нафти, палива, природного газу це складний і багаторівневий процес за участі великої кількості сучасного обладнання та складних фізико-хімічних процесів. Натомість відновлювані джерела енергії можуть працювати з базовим обладнанням використовуючи відновлювані природні ресурси. Найбільш доступне та відновлюване альтернативне джерело енергії – це деревина. До того ж при спаленні деревини виділяється така ж кількість вуглецю як і при гнитті. Сучасна ядерна енергетика стає вагомою альтернативою викопного палива хоч і залежить від ядерної сировини яка є обмеженим ресурсом [10].

Серед всіх джерел ВДЕ найбільш поширеними є енергія сонця та вітру, біопаливо, етанол рослинного походження та водневі технології. Сонячну енергію можна перетворити в електричну безпосередньо або ж перетворити в теплову. В якості носія енергії, що була згенерована різними технологіями, може виступати водень отриманий при електролізі води або крекінгу вуглеводнів.

Розвиток сонячної та вітрової енергетики має найбільші перспективи на широтах України. Попри всі переваги встановлення даних ВДЕ має і важливі недоліки: неможливість прогнозування їх генерування з достатньою точністю, адже воно залежить від метеопараметрів. Оскільки генерування ВЕС та ФЕС на протязі дня може різко змінюватись від номінальних значень до нуля то для регулювання потужності, яку вони віддають в мережу необхідно ввести погодинне прогнозування метеопараметрів.

З 1 січня 2021 р. в законодавство України були внесені зміни стосовно фінансової відповідальності за спричинення небалансів потужності в мережі в межах балансуєчої групи Гарантованого покупця. Тому стрімко зростає інтерес до вдосконалення прогнозування обсягів відпуску електроенергії та зменшення похибок прогнозування до рівнів, які не вносять непередбачувані зміни до балансів потужності та не змінюють перетоки в вузлах вітках мережі.

Ключовим фактором у забезпеченні ефективності впровадження та інтеграції відновлюваної енергії в енергосистеми є прогнозування їх виробництва. Незважаючи на широкий вибір програмних комплексів та алгоритмів, що дозволяють формувати дані прогнозу, постає питання щодо підвищення надійності та точності їхньої роботи.

Прогноз електрогенерування ВДЕ оснований на аналізі метеопараметрів, що впливають на генерацію, серед яких:

- Рівень вологості повітря, що впливає на здатність атмосфери утримувати енергію;
 - Сонячна радіація на поверхні планети та озонового шару, яка визначає обсяг сонячної енергії, доступної для конвертації в електроенергію;
 - Температура навколишнього середовища та панелі;
 - Швидкість вітру, що визначає механічну енергію, яку можна конвертувати в електроенергію.
- Хмарність

Зіткнувшись із низкою незалежних від людини змінних, які потрібно прогнозувати з достатньою точністю виникають неточності у прогнозах генерування ВДЕ. Підвищення точності передбачень завжди залишиться актуальним питанням для енергетиків України.

З метою підвищення ефективності прогнозування необхідно реалізувати наступні заходи:

- Провести аналіз нових джерел прогнозування метеопараметрів;
- Сприяти створенню нових українських служб для прогнозування метеопараметрів;
- Забезпечити всі ВДЕ метеопостами;
- Скоротити час для уточнення параметрів прогнозу;
- Активно використовувати накопичувачі енергії для контролю видачі потужності ВДЕ в мережу;
- Розвивати ринок послуг з балансування електроенергії;

– Проводити систематичну оцінку точності прогнозів, щодо погодинного генерування.

Раніше в Україні частка виробництва електроенергії ВДЕ була невисокою, а потужність видана в електроенергетичну систему не підлягала жорсткому контролю відповідно до законодавства. Проте сьогодні, у зв'язку з активним зростанням генерації ВДЕ, постає нова загроза: неможливість точного прогнозування обсягу електричної енергії, яку вони безконтрольно відпускають в мережу негативно впливаючи на баланс потужностей.

Останні десятиліття в багатьох країнах найпріоритетнішим напрямком енергетичної галузі є розвиток ВДЕ для чого впроваджують спеціальні тарифи, що підвищують вартість електроенергії. Однак, в умовах такого активного розвитку, диспетчеризація стає завданням, яке потребує особливої уваги і вирішення у пріоритетному режимі. Аналізуючи енергетичну систему країни можна зробити висновок, що функціонування ВДЕ може видати в мережу надлишковий резерв потужності, який працює не зважаючи на потреби споживачів. Тому впливає необхідність у впровадженні заходів, спрямованих на зменшенні нерівномірної генерації ВДЕ та їх негативного впливу на баланс потужностей [11].

Згідно з джерелом [12] розглянемо варіанти схем узгодження альтернативних джерел енергії:

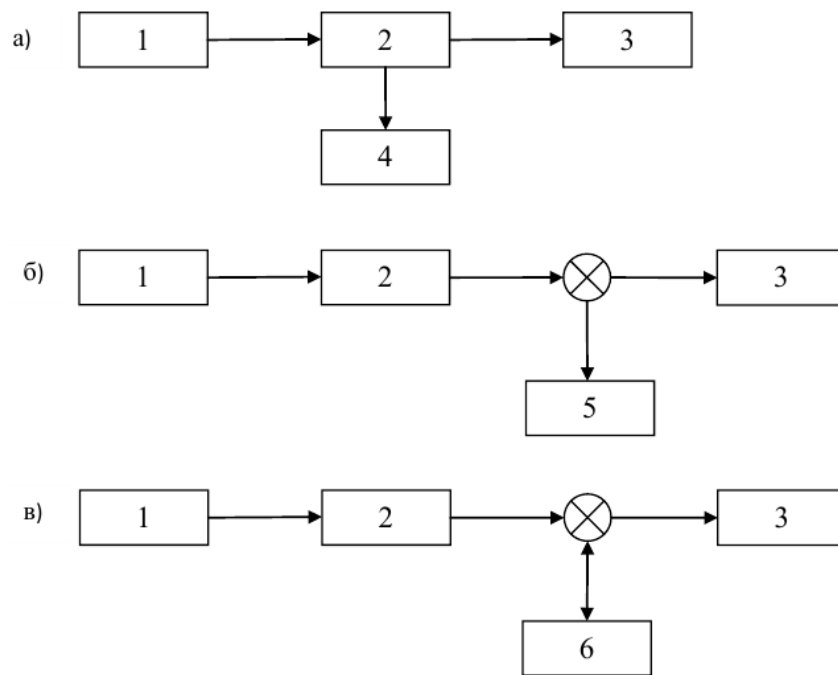


Рисунок 1.1 – Схема узгодження альтернативних джерел електричної енергії з споживачами: а) система з скиданням електроенергії; б) система з накопичувачем електроенергії; в) система з регульованим навантаженням.

На рисунку 1.1 блоки мають відповідні назви:

- 1 – альтернативні джерела електричної енергії;
- 2 – перетворювач електроенергії;
- 3 – споживач електроенергії;
- 4 – система скидання в навколишнє середовище;
- 5 – накопичувач електроенергії;
- 6 – регулятор.

а) Система із скиданням надлишку електроенергії. Даний метод регулювання потужності виділяється своєю простотою і ґрунтується на використанні частини потенціалу первинних енергоносіїв для забезпечення електроенергією споживача. При цьому залишкова енергія не використовується, щоб забезпечити ефективність системи.

б) Системи з накопичувачами електричної енергії. В даній системи надлишки електроенергії, яка була згенерована первинним енергоносієм, акумулюються для живлення корисного навантаження в періоди нестачі

електричної потужності. У сфері зберігання електроенергії широко використовуються акумуляторні батареї та гідроакумуляуючі системи, що дозволяють з достатньою ефективністю накопичити та віддати заряд в необхідний момент часу.

в) Системи з регульованим навантаження. Це системи що забезпечують максимальне використання первинного енергоресурсу за допомогою автоматичного управління потужністю навантаження в реальному часі. Вони використовують напівпровідникові автобаластні системи, що дозволяють керувати режимом первинного перетворювача енергії, а за необхідності значенням вхідної напруги. Серед пристроїв, які можуть бути включені в такі системи, можна відзначити нагрівальні пристрої [12].

1.7 Вплив атомних електростанцій та відновлювальних джерел енергії на роботу електричних мереж

Наші електромережі були спроектовані та споруджені в умовах центрального електропостачання, тобто електрична енергія передавалась від потужних теплових та атомних електростанцій до споживачів, що зображено на рисунку 1.2. Розподільчі електричні мережі 6–10 кВ були розроблені, побудовані і експлуатуються за розімкненими схемами, тобто лінії електропередачі з понижувальними трансформаторами працюють в режимі одностороннього живлення. З урахуванням цього факту в рамках розвитку генерації ВДЕ в РЕМ необхідно вибрати відповідні комутаційні пристрої та апарати релейного захисту та автоматики, які раніше не були адаптовані до нерівномірного генерування ВДЕ. Інтеграція ВДЕ в розподільчі мережі породжує нові завдання щодо оптимізації комбінованого електропостачання від систем та розподіленого генерування. Вирішення техніко-економічних показників РЕМ, питань з покриття графіка навантаження та оцінка впливу АЕС і ВДЕ на величини струмів КЗ і досі є актуальною проблемою.



Рисунок 1.2 – Розподільні електричні мережі з централізованим живленням

Зі зміною генерування електроенергії також змінюються умови функціонування галузі енергетики. При укладанні двосторонніх договорів з виробниками енергії відновлювальних джерел, які подають потужність в мережу, необхідно узгодити їх робочі режими. У разі, коли виробництво потужності ВДЕ перебільшує 20% від загального навантаження РЕМ важливо розглядати цю ЛЕС як систему в якій необхідно вирішити задачі статичної та динамічної стійкості [13].

1.8 Вплив нестабільності генерування відновлювальних джерел енергії на режимні параметри електричних мереж

Для енергетичної сфери України важливо розробити унікальні методи модернізації розподільчих ЕМ, які дозволять ефективно впроваджувати нові технології для розподіленого генерування і досягти позитивних результатів у плануванні техніко-економічних показників фінансування.

Починаючи з 2015 року в Україні відзначається значний приріст генерування ВДЕ (близько 8%), які встановленні поблизу споживачів електроенергії. Тренд постійного зростання генерації ВДЕ призводить до виникнення нових ризиків, зумовлених ймовірнісною природою генерації, яка зображена на рисунку 1.3. Зміна стабільних характеристик може призвести до

зниження надійності електропостачання та низької якості електроенергії.

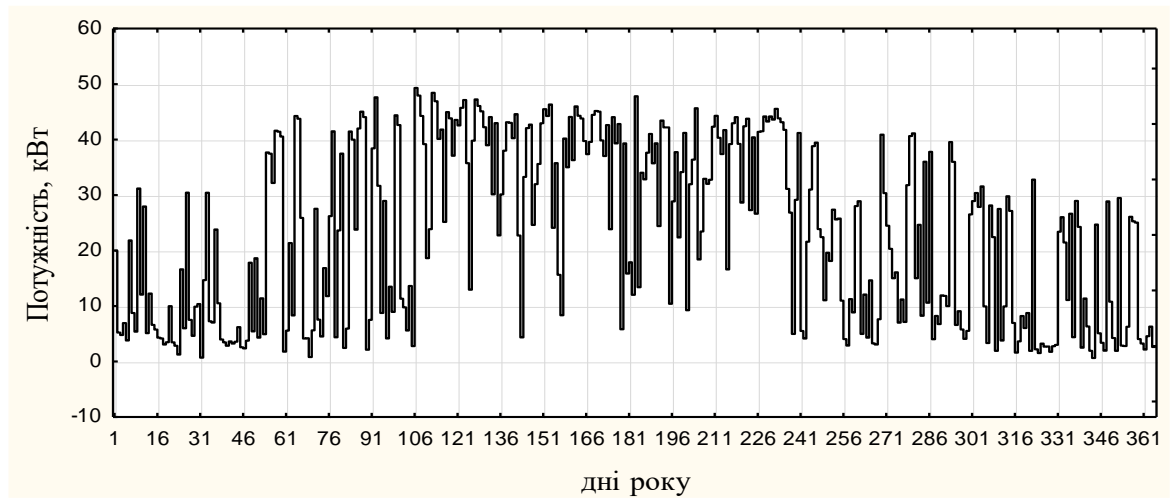


Рисунок 1.3 – Приклад зміни потужності генерування ФЕС протягом року

Виникає необхідність оцінювати нестабільність, користуючись коефіцієнтом стабільності, запропонованим у роботі [14]. Цей коефіцієнт визначає імовірність надходження електроенергії від відповідного джерела для відповідного споживача.

У випадку, коли навантаження та генерація подаються у вигляді ступеневих графіків, коефіцієнт стабільності обчислюється за формулою 1.1.

$$k_{стаб} = \sum_{i=1}^{24} \left[p_{добі} \sum_{j \in M} \left(p_{ВДЕ_рік_j} \sum_{l \in N} p_{спож_рік_l} \right) \right]. \quad (1.1)$$

де $p_{доб}$ – ймовірність появи ступені добового графіка навантаження;

$p_{ВДЕ_рік_j}$ – ймовірність появи ступені генерації на протязі року;

M – множина не нульових ступенів;

$p_{спож_рік}$ – ймовірність появи ступені споживання протягом року;

N – множина ступенів споживання, що розташовані нижче рівня

генерування відповідного періоду доби.

Однією із ключових переваг визначення коефіцієнта стабільності даним способом є відносна простота обчислень. Проте постійні зміни в генерації ВДЕ призводить до суттєвого зростання кількості обчислень та похибки обчислення і не дозволяє знайти основні імовірнісні характеристики процесів генерації.

З урахуванням цього важливо розглянути можливість розробки та впровадження нового методу для знаходження коефіцієнта стабільності. Цей новий підхід повинен надавати можливість отримання інформації про основні імовірні характеристики процесів генерації. Отримана таким чином інформація сприятиме підвищенню балансової надійності електричних систем шляхом вдосконалення процесу прогнозування електричного навантаження і забезпечення балансів. [14].

1.9 Вплив відновлювальних джерел енергії на втрати потужності та електроенергії в розподільних мережах

В порівнянні з іншими країнами в електромережі України досить висока частка втрат. Втрати в розподільчих мережах України сягають 11,5-12,1% від електроенергії, що відпускається. Натомість втрати в розподільчих мережах Франції – 4,5%, США – 6,5%, а Великобританії – 8,6%. Оскільки розподільні мережі є основним джерелом втрат електроенергії, то важливо активно шукати шляхи та способи їх зменшення. Одним із ефективних методів вирішення цього питання є впровадження ВДЕ, параметри яких можуть значно вплинути на зниження втрат. Результати численних досліджень свідчать про ефективність застосування ВДЕ для зменшення втрат в розподільних мережах. Розрахунки уставленого режиму дозволили визначити та оцінити вплив ВДЕ на втрати у вітках мережі.

Оцінка впливу ВДЕ на режими роботи електричної мережі стає важким завданням через складність врахування втрат потужності в РЕМ, що виникає внаслідок її перетоків. Ускладнення даної задачі виникає внаслідок відсутності

можливості використання методу накладання. Інженери вдаються до різноманітних методів для розрахунку компонентів втрат, які зводяться до знаходження ймовірно-статичних складових втрат. Ці методи несуть з собою певну похибку, яка вважається прийнятною на етапі програмування. Нелінійність функції втрат в замкнених РЕМ призводить до збільшення втрат потужності і викликає додаткові технічні втрати, особливо при значних відхиленнях режиму електричної мережі від запланованого. Для підвищення ефективності використання різних ВДЕ і забезпечення надійного електропостачання споживачів відповідно до графіків електричних навантажень необхідно розробити систему керування, яка враховує розподіл втрат в часі та просторі.

Одним із найбільш ефективних методів управління нестабільністю роботи всіх видів ВДЕ є використання наявних джерел теплогенерації з регульованим діапазоном потужності від 30% до 50%, що повністю суперечить розвитку ВДЕ. Очевидно, що для компенсації нестабільності, яка виникає від використання ВДЕ під час балансування електроенергетичних систем, необхідно на комерційній основі розвивати ринок платних послуг [15].

1.10 Вплив відновлювальних джерел енергії на якість електроенергії в електричних мережах

ВДЕ суттєво впливають на якість електроенергії в РЕМ, оскільки спричиняють зростання дози флікера під час різкого збільшення потужності генерації або внаслідок неузгодженої взаємодії між регулюючими пристроями та джерелами електроенергії [16].

Основним недоліком встановлення ВДЕ в РЕМ полягає в тому, що їх робота неможлива без використання інверторів, що автоматично призводить до появи гармонік високого порядку [17].

Вплив потужних ВДЕ на рівень відхилення напруги в ЕМ виявляється в постійних змінах активного і реактивного навантаження вузлів протягом доби.

Це призводить до відхилення рівнів напруги, які зростають у напрямку головної ділянки ЛЕП. Коли навантаження зосереджене біля кінця ЛЕП, значення напруги в мережі буде мати постійні інтенсивні коливання.

Рівномірне зменшення значення напруги в напрямку електропостачання споживачів під'єднаних до фідера спостерігається в електромережі радіального типу. Розташування ВДЕ безпосередньо на кінці живильного фідера або біля споживача призводить до збільшення напруги в ЛЕП та змінює її відповідно до місця встановлення.

Скорочення відхилення напруги можна спостерігати при узгоджені генерації джерел РГ з графіком електричних навантажень. З урахуванням того, що видача потужності ВДЕ має імовірнісний характер то встановлення цього джерела потужності без попереднього узгодження графіків навантажень спричинить зростання відхилення рівнів напруги [17].

На рисунку 1.4 відображено вплив підключення ВДЕ до мережі на значення відхилення напруги у вузлах мережі [18].

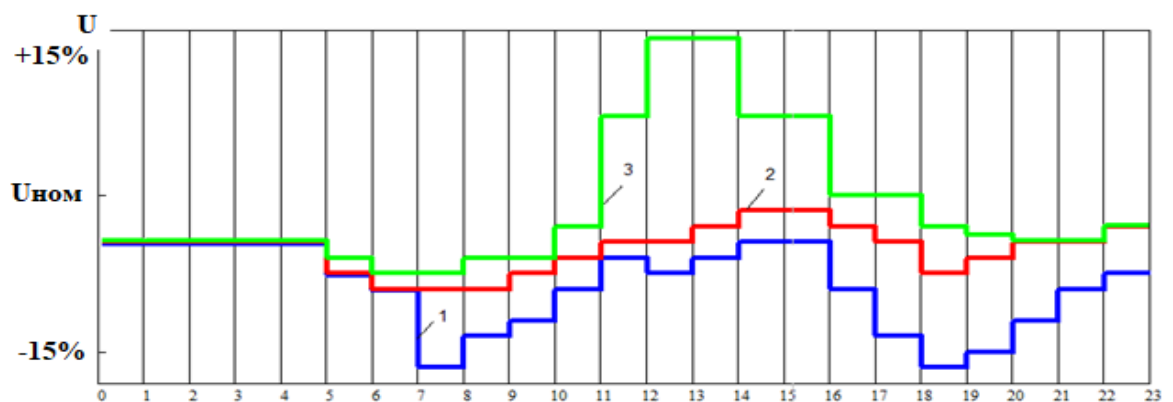


Рисунок 1.4 – Відхилення рівнів напруги у вузлі навантаження мережі: 1 – зміна рівнів напруги у вузлі навантаження без генерації ВДЕ; 2 – зміна рівнів напруги у вузлі де генерація ВДЕ співрозмірна з потужністю електричного навантаження; 3 – зміна рівнів напруги у вузлі з ВДЕ, що генерує потужність більшу за потужність навантаження

1.11 Баланс активної потужності

Неперервна рівність між електроенергією, яку споживають та виробляють в даний момент часу називається баланс потужностей. Тому у систему має бути забезпечена рівність (баланс) для активних потужностей, яка виражається рівнянням 1.2:

$$P_2 = P_{cn} + \Delta P_{пер} + \Delta P_{сн}, \quad (1.2)$$

де: P_2 – сумарна активна потужність, що видають генератори електричних станцій, які входять в електроенергетичну систему;

P_{cn} – сума активних навантажень споживачів електроенергії;

$\Delta P_{пер}$ – сумарні втрати активної потужності в електромережах, лініях, трансформаторах і інших елементах передачі електроенергії;

$\Delta P_{сн}$ – сумарне активне навантаження що споживається власними потребами електростанцій енергосистеми при максимальному значенні навантаження споживача.

Велика частина виробленої потужності йде на забезпечення потреб навантаження споживачів. Загальні втрати при передачі електроенергії коливаються в межах 5-15% і залежать від числа трансформацій, довжини ЛЕП та кількості перетинів.

Максимальна потужність електричних навантажень $P_{2\text{ макс}}$ трішки менша за потужність, яку виробляють генератори системи $P_{2\text{ росн}}$. Даний надлишок генерованої потужності йде на покриття електричних втрат потужності в системі. Під час планових або аварійних відключень частини або основного обладнання системи резервування виникає необхідність:

$$P_{2\text{ росн}} = P_{2\text{ макс}} + P_{2\text{ рез}} \quad (1.3)$$

де $P_{2рез}$ – резерв потужності системи, який повинен бути більше за її робочу потужність на 10%.

У випадку порушення балансу активних потужностей, наприклад, коли:

$$P_{2.росп} < / > P_{сн} + \Delta P_{пер} + P_{сн}. \quad (1.4)$$

При порушенні балансу активної потужності виникає коливання частоти, що є досить небезпечним явищем і може призвести до лавини частот і можливим розвалом енергосистеми країни [19].

1.12 Баланс реактивної потужності

У системі електропостачання необхідно забезпечити баланс між виробленою та спожитою реактивною потужністю. Джерелами реактивної потужності можуть виступати як джерела реактивної потужності так і пристрої компенсації $Q_{кп}$, і навіть повітряні чи кабельні лінії електропередач. Важливо забезпечити ефективне взаємодію цих елементів для оптимального функціонування електромережі.

В системі повинен виконуватись баланс реактивної потужності виражений за допомогою виразу 1.5:

$$Q_2 + Q_l + Q_{кп} = \Delta Q_{пер} + Q_{с.н}. \quad (1.5)$$

де Q_2 – сумарна реактивна потужність, яку віддають генератори електростанцій в мережу;

$\Delta Q_{пер}$ – сумарні втрати реактивної потужності в електромережах, лініях, трансформаторах і інших елементах передачі електроенергії;

$Q_{с.н.}$ – сумарне реактивне навантаження, що споживається власними потребами електростанцій енергосистеми при максимальному значенні навантаження споживача.

Важливість дотримання балансу реактивної потужності виявляється через рівняння балансу активних потужностей у формулі 1.6.

$$Q_2 = P_2 \cdot tg\varphi. \quad (1.6)$$

де $tg\varphi$ – тангенс кута зсуву фаз.

$$Q_{сн} = P_{спож} \cdot tg\varphi_{сн}. \quad (1.7)$$

де $P_{спож}$ – сумарна активна потужність споживачів електроенергії.

Необхідно враховувати, що генерація залежить від активної потужності та числа електроприймачів агрегатів, а споживання реактивної потужності від їх складу. Коефіцієнт потужності для генераторів при номінальному режимі складає: $cos\varphi_2 = 0,85$, а коефіцієнт реактивної потужності дорівнює $tg\varphi_2 = 0,6$. Також слід зауважити, що для споживачів коефіцієнт реактивної потужності рівний: $tg\varphi_{сн} = 0 - 3$.

Слід зазначити, що після проходження 3-4 трансформацій значення трат потужності становитиме 40% від загальної переданої потужності. . Таке порівняння призводить до того, що їх можна розглядати як еквівалент втрат реактивної потужності під час передачі.

У високовольтних ЛЕП (110 кВ і вище) генерація реактивної потужності може не лише компенсувати реактивні втрати, але й перевищити їх. Отже при виборі реактивної потужності для енергосистеми з метою забезпечення

балансу потужності необхідно не лише враховувати вказані умови не враховуючи додатково використовувані джерела потужності:

$$Q_2 + Q_L = \Delta Q_{пер} + Q_{с.н.} \quad (1.8)$$

Виникнення дефіциту реактивної потужності, як у рівнянні 1.8, призводить до:

- Перевантаження генераторів реактивною потужністю та їхнє перевантаження за струмом;
- Транспортування реактивної потужності до елементів мережі від генераторів призводить до зростання струмових навантажень і витрат на будівництво мережі та втрат активної потужності;
- Недостача реактивної потужності в мережі призводить до зниження рівня напруги в вузлах мережі та поблизу споживачів.

Розширення можливостей генерації реактивної потужності $Q_{кп}$ сприяє забезпеченню стійкості електропостачання та підтриманні балансу електричних потужностей.

Один із варіантів надлишку реактивної потужності показана у виразі 1.9:

$$Q_2 + Q_L + Q_{кп} > \Delta Q_{пер} + Q_{с.н.} \quad (1.9)$$

У всіх вузлах мережі неминуче виникають перетоки реактивної потужності в напрямку перетоку активних, що призводить до зростання напруги та втрат потужності в мережі. Цей процес можна характеризувати режимом мінімальних навантажень.

Тому постають задачі щодо оптимізації режимів реактивної потужності на підприємствах. Необхідно ретельно вибирати потрібну потужності, а також обрати відповідний тип та місце встановлення пристроїв компенсації реактивної потужності. Важливо зауважити що КП зазвичай не встановлюють

в системах електропостачання міст з комунально-побутовим навантаженням [19].

1.13 Баланс потужності та його зв'язок із частотою та напругою

Враховуючи, що потужності які генерують і споживаються можна представити у вигляді функцій частоти змінного струму і напруги то їх залежності можна зобразити у вигляді статичних характеристик по напрузі та частоті.

На рисунку 1.5 представлено варіанти статичних характеристик споживаної потужності.

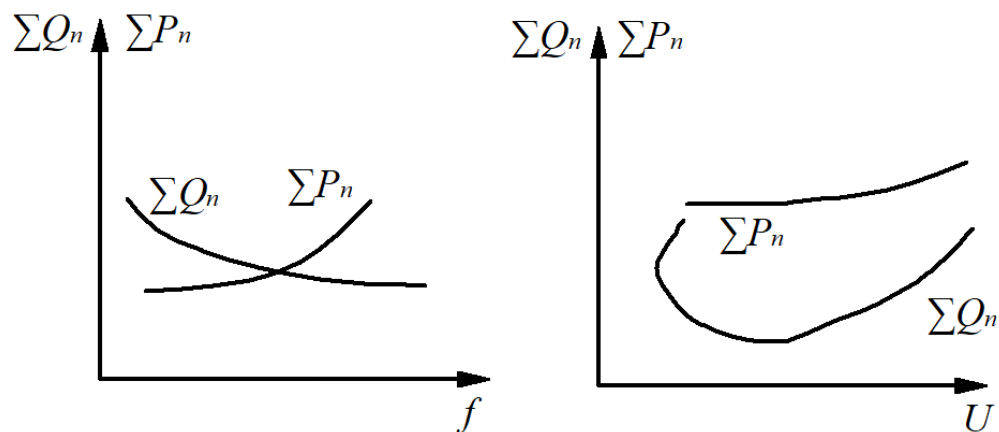


Рисунок 1.5 – Варіанти статичних характеристик споживаної потужності

Великий вплив на частоту змінного струму має рівень балансу потужності. Проте на рівень напруг у вузлах значення балансу потужності має менший вплив що проілюстровано на рисунку 1.6. Баланс реактивної потужності навпаки значно впливає на значення напруг у вузлах електромережі, що проілюстровано на рисунку 1.7.

Робота автоматизованої система оперативного управління базується на застосуванні трудового персоналу та забезпеченні балансів потужностей і підтримання відповідності рівнів напруги і частоти. Тобто повинні дотримуватись всіх вимог нормативно правових показників щодо якості

електроенергії. Параметр частоти виступає як загальносистемний показник режиму електричної системи та повинен залишатись сталим в усіх її точках. Порушення балансів активних потужностей призводить до появи нового усталеного режиму, який можна охарактеризувати зміною значення частоти в електромережі, що проілюстрована на рисунках 1.8-1.9.

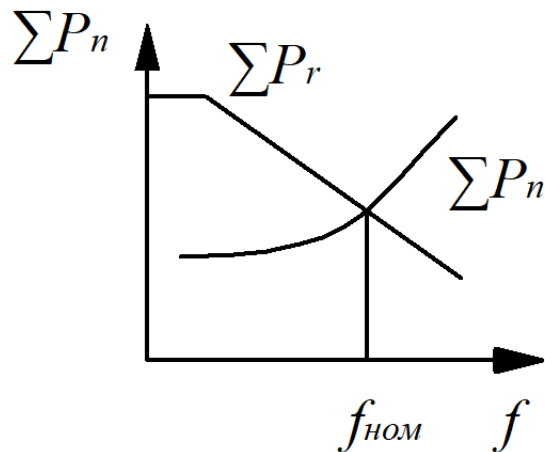


Рисунок 1.6 – Вплив балансу активної потужності на частоту змінного електричного струму

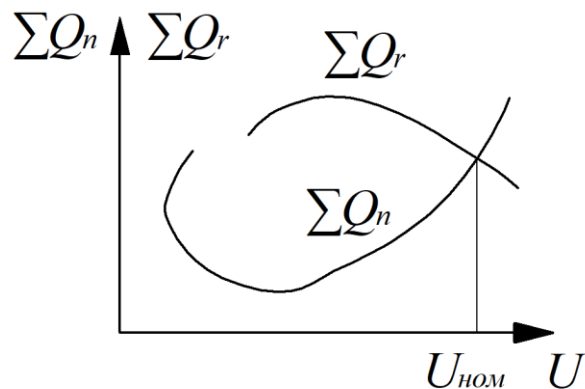


Рисунок 1.7 – Вплив балансу реактивної потужності на значення вузлових напруг в електричній мережі

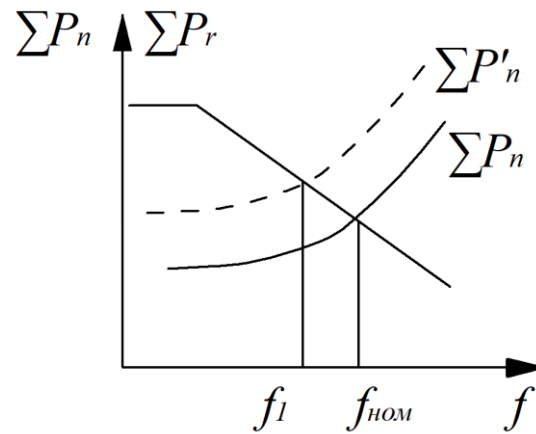


Рисунок 1.8 – Порухення вихідного балансу активних потужностей

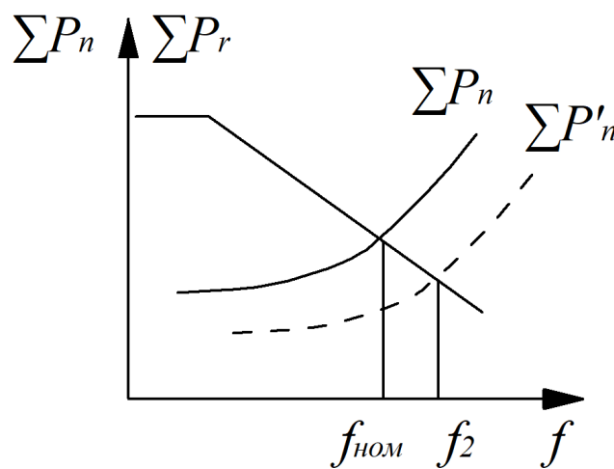


Рисунок 1.9 – Новий уставлений режим при порушенні вихідного балансу активних потужностей в мережі

Значення напруги у вузлах мережі є локальним параметром системи та визначається переважно балансом реактивних потужностей. Усі електроприймачі розробляються та конструюються з умовою, що їх експлуатація буде відбуватись за нормальних значень частоти і напруги відповідно до оптимальних техніко-економічних параметрів. Відповідно до вимог ДОСТ 13109-97, вказані характеристики напруги включають в себе відхилення, тривалість провалу, розмах її змін, імпульсне значення, та амплітуду коливань.

У схемах складних електричних систем, яку мають обширну протяжність шин приймачів та генераторів можна виділити мережі декількох рівнів за

значенням номінальної напруги. Незмінна напруга в шинах генераторів призводить до зміни напруги у розподільчих та живильних мережах споживачів. Відхилення напруги в шинах призводить до зміни конфігурації електричної схеми та значення втрат напруги в мережі. Включення та відключення елементів системи, як правило, регулюється графіком обслуговування та ремонту, але існує ймовірність відключення в разі аварійних ситуацій.

Для електричних мереж з напругою до 35 кВ допускається відхилення напруги від номінального значення. У випадку мереж з напругою понад 35 кВ встановлюються величини напруги відповідно до умов роботи ізоляції: для напруги 35 кВ - 220 кВ + 15 %, для напруги 330 кВ - більше 10 %, а для високовольтних мереж - понад 5 %. Потреба у регулюванні напруги в електричній системі призводить до неодмінної зміни напруги в мережі та обмеження можливої величини зміни напруги [20].

1.14 Висновки до розділу 1

В першому розділі було проаналізовано основні відомості про об'єкт дослідження, а саме поняття режиму та режимних параметрів, необхідності дотримання балансу режиму і впливу на нього генерації АЕС та ВДЕ. Наведено загальні відомості про роботу АЕС та регулювання частоти та потужності на їх енергоблоках, перспективи розбудови ММР та роботу ВДЕ враховуючи особливості їх роботи в електроенергетичній мережі та вплив метеопараметрів на їх генерування. Наведено схеми узгодження живлення споживачів від альтернативних джерел електроенергії. Досліджено вплив нестабільності генерування ВДЕ, на режимні параметри та якість електроенергії в електричних мережах. Наведено рівняння балансів активної та реактивної потужності та відповідні статичні характеристики, що зображають вплив балансу потужності на частоту та напругу мережі.

2 ОПТИМІЗАЦІЯ ВПЛИВУ ВІДНОВЛЮВАЛЬНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ НА БАЛАНС РЕЖИМУ В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНІЙ СИСТЕМІ

Враховуючи, що робота включає в себе практичні завдання, то велика увага буде зосереджена на розрахунках для існуючих локальних електросистем Ямпільського району Вінницької області. В енергосистемі даного району сумарна потужність що генерується ВДЕ перевищує 30% від загальної потужності навантаження. Майже 95% генерації ВДЕ в Ямпільському районі припадає на потужність ФЕС. В окремих випадках встановлена потужність ВДЕ в системах перевищує або рівна з потужністю навантаження.

Очевидно, що генерація електроенергії фотоелектричними та вітровими електростанціями змінюється протягом доби. Часто трапляються ситуації, коли протягом кількох годин на добу їх виробництво перевищує місцеве споживання електроенергії. Головною причиною цього є те, що в пікові години, коли вони генерують найбільше електроенергії, відбувається зниження навантаження на загальному графіку електроспоживання. Також велику нерівномірність у графіку добових електричних навантажень можна пояснити тим, що сонячні електростанції часто розташовані поруч із кінцевими споживачами.

Враховуючи останні дослідження можна визначити кілька ключових завдань, що повинні вирішитись на етапі проектування. Серед них вибір оптимальної потужності генерації ВДЕ, з урахуванням обсягів локального споживання електроенергії, а також вирівнювання графіків генерації ВДЕ та навантаження на локальні електричні мережі.

Додатково необхідно вирішити задачі оптимізації функціонування фотоелектричної станції в ЛЕС. Вирішення цієї проблеми включає в себе визначення потужності пристроїв накопичення електроенергії, встановлення яких дозволяє зменшити негативний вплив ВДЕ на добові графіки електричних навантажень та збільшити маневрову потужність енергосистеми.

Оскільки ефективність генерації ВДЕ прямо корелює з параметрами метеопараметрів, то дані джерела електроенергії здатні забезпечити необхідний рівень стабільності постачання електроенергії. Щоб забезпечити балансову надійність та уникнути виникнення аварійних ситуацій важливо розрахувати необхідну потужність резерву для енергосистеми [21].

2.1 Визначення імовірнісних характеристик генерування ВДЕ на прикладі Гальжбіївської ФЕС

З усіх джерел відновлюваної енергії в Україні найбільшу частку потужності виробляють ФЕС. Тому розрахунки будуть проводитись саме для цього типу джерел. Перший крок у визначенні режимних параметрів для фрагменту схеми Ямпільських РЕМ передбачає аналіз основних вихідних параметрів Гальжбіївської ФЕС, які подані у ресурсі [21]:

- Встановлена потужність ФЕС – 1431 кВт;
- Значення річного генерування отримане при розрахунках генерування – 1515 МВт год;
- тип модулів Multi- Si.

Довжина ЛЕП, що входять до складу 15 фідера ПС 110/10 «Ямпіль становить 18км. Він також містить: 16 трансформаторних підстанцій сумарною потужністю 2149 кВт, 37 вузлів та Гальжбіївську ФЕС потужністю 1431 кВт.

З огляду на те, що сонячні панелі генерують постійний струм, то для споживання необхідно його конвертувати в змінний за допомогою інверторів. Далій цей змінний струм передається на 3 КТП: КТП 0,4/10 – 250 кВА, 0,4/10 – 1000 кВА та 0,4/10 – 630 кВА.

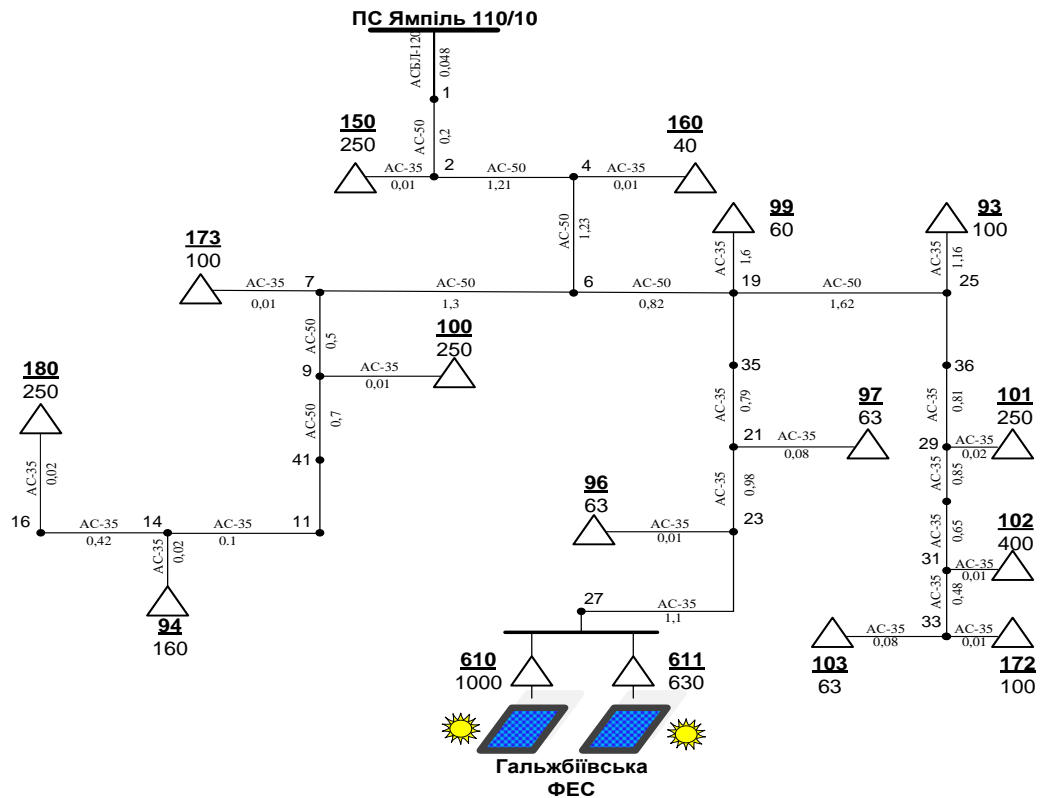


Рисунок 2.1 – Схема приєднань фідера 15 Ямпільських РЕМ

На даному енергетичному об'єкті виробництво електроенергії забезпечується завдяки використанню мультикристалічних кремнієвих модулів і стрінгових інверторів SMA. Кожен інвертор призначений для перетворення 76 сигналів від кожного фотоелектричного модуля, які в сукупності мають потужність 17,68 кВт. Усі фотоелектричні модулі розділені на чотири паралельні групи, кожна з яких складається з 19 модулів, що з'єднані послідовно. Така конфігурація сприяє оптимальній функціональності фотоелектричної станції в рамках енергетичної інфраструктури.

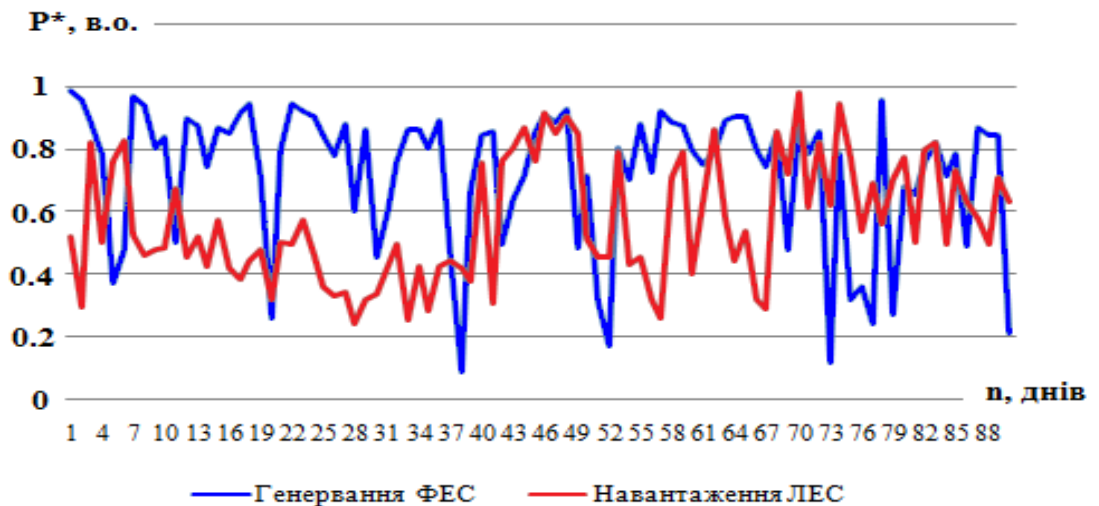


Рисунок 2.2 – Зміна потужності навантаження, яку генерує ФЕС впродовж літнього періоду на проміжку часу 12:30 до 13:00

Проаналізувавши поданий графік, можна висунути висновок, що досягнення рівноваги між електроенергією, яка генерується на ФЕС та споживається споживачами майже неможливе і має ймовірнісний характер у системі енергетики.

Необхідною складовою цього розділу є визначення ймовірності покриття графіка навантаження ФЕС. Для цього потрібно встановити розподіл випадкової величини потужностей навантаження та генерації, який достатньо точно відображає суміш гаусівських розподілів. Щоб розкрити останнє, слід застосувати ЕМ-алгоритм для декомпозиції на компоненти з належною точністю.

Використовуючи зазначені характеристики, можна аналізувати ймовірність покриття графіків генерації Гальжбіївської фотоелектричної станції для кожного з часових інтервалів протягом доби [21]. У додатку В представлені ймовірнісні характеристики процесу генерації Гальжбіївської ФЕС, а також параметри навантаження на 15 фідер Ямпільські розподільчі електромережі, отримані в результаті аналізу літнього періоду 2015 року.

З метою визначення ймовірності покриття графіка навантаження необхідно розбити кожну компоненту з кроком 1 кВт. Така дискретність є

повністю достатньою для визначення ймовірності забезпечення балансу між генерацією Гальжбіївської ФЕС та навантаженням Ф-15 Ямпільських РЕМ.

За допомогою формули 2.1 розрахуємо ймовірність виникнення кожної компоненти:

$$F(X) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{X_u}^{X_{u+1}} e^{-\frac{r^2}{2}} dX, \quad (2.1)$$

де $r = \frac{(X_u - \mu)}{\sigma}$, а X_u , приймає значення X_u та X_{u+1} кожної складової

компоненти генерування та споживання фотоелектричної станції;

μ – математичне очікування;

σ – середньоквадратичне відхилення.

Після визначення ймовірність появи u -тої складової компоненти навантаження $P_{нав_u}$ та генерування $P_{ген_u}$.

За допомогою формули 2.2 визначається ймовірність покриття u -тої компоненти навантаження фотоелектричної станції:

$$P_{покр.u_t} = P_{нав.u_t} \cdot \frac{\sum_{z=1}^f P_{ген.z_t}}{P_{нав.u_t} \leq P_{ген.z_t}}, \quad (2.2)$$

де f – кількість складових компонент генерування, t – відрізок часу коли визначається ймовірність покриття потреб споживання генеруванням ФЕС.

Ймовірність покриття графіка навантаження 15 фідера Ямпільських РЕМ генеруванням Гальжбіївської ФЕС на протязі дня виконано графічно на рисунку 2.3.

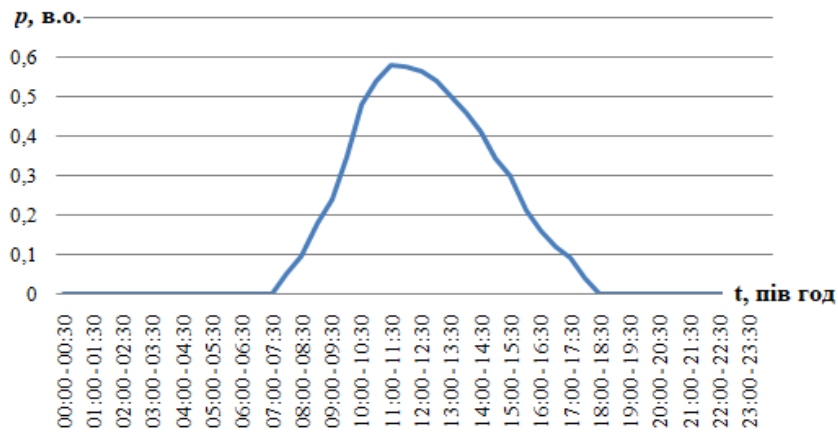


Рисунок 2.3 – Зміна ймовірності покриття графіка навантаження 15 фідера генеруванням Гальжбіївської ФЕС

Існує можливість інтегрувати вказані ймовірності у формулу для розрахунку коефіцієнта стабільності. Відповідно до визначення у формулі 2.3:

$$k_{\text{стаб.}} = \frac{1}{b} \sum p_{\text{покр.}} u_t, \quad (2.3)$$

де t – проміжок часу, під час якого оцінюється стійкість процесу генерації ФЕС;

b – Кількість проміжків часу, протягом яких проводиться аналіз стабільності генерації ФЕС [21].

2.2 Оцінювання впливу генерування відновлювальних джерел енергії на прикладі Гальжбіївської ФЕС

Головним елементом цього підрозділу є визначення та аналіз графіків електричних навантажень ЛЕС. Використавши джерело [21] наведемо графік електричних навантажень 15 фідера Ямпільських РЕМ (рисунок 2.4.)

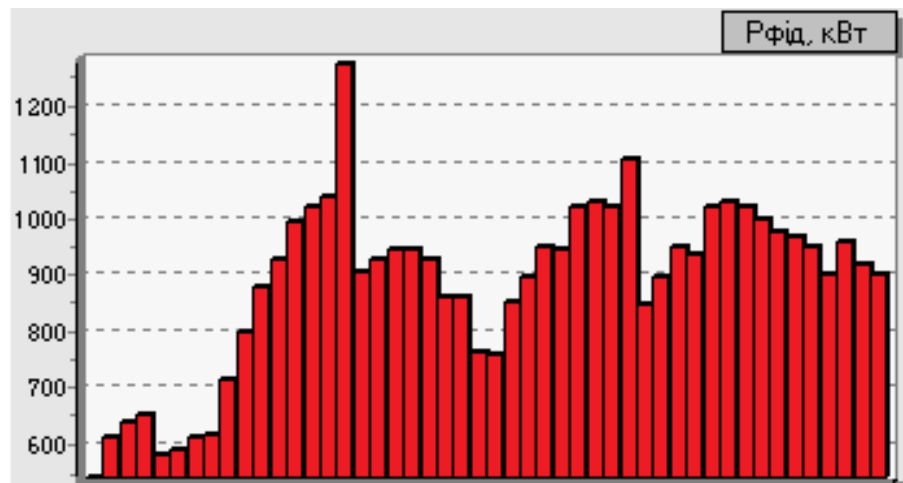


Рисунок 2.4 – Графік електричних навантажень 15 фідера Ямпільських РЕМ

Відповідно до джерела [21] наведемо графік генерування Гальжбіївської ФЕС та проаналізуємо його.

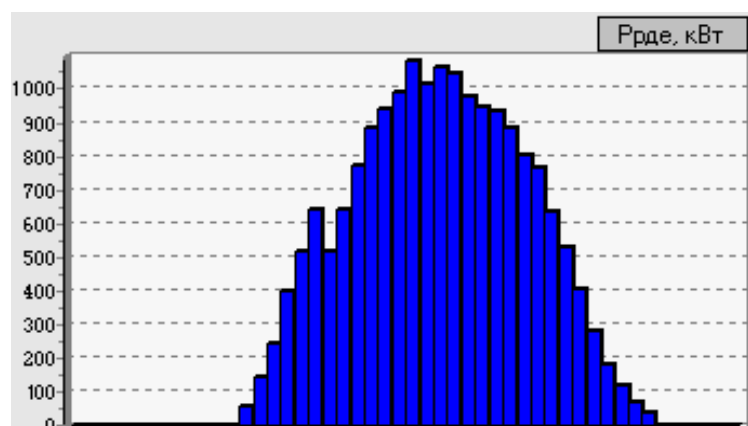


Рисунок 2.5 – Графік генерування електричної потужності Гальжбіївською ФЕС

Виходячи з аналізу графіків, можна припустити, що фотоелектричні станції значно впливають на параметри роботи електромережі. Наприклад, зауважується, що максимальний обсяг генерації Гальжбіївської ФЕС спостерігається в період денного провалу графіка електричних навантажень.

У разі неузгодження генерації ФЕС з локальним значенням електроспоживання буде зареєстровано появу надлишкової потужності, яка

негативно впливає на параметри роботи локальної енергосистеми. Це призводить до зростання втрат активної потужності та зниження якості електроенергії.

Відповідно до джерела [21] наведемо графік зміни втрат потужності в ЛЕС на протязі доби:

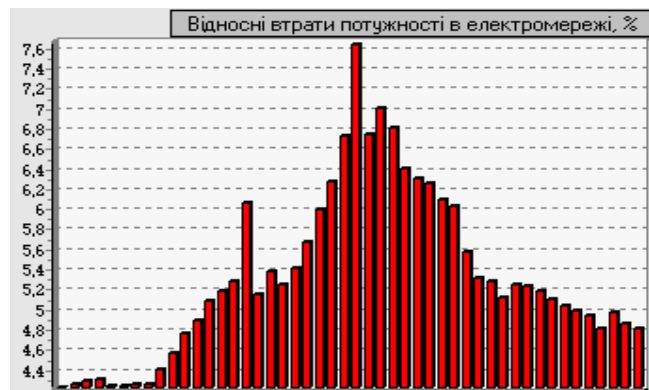


Рисунок 2.6 – Зміни втрат потужності в ЛЕС протягом доби

Проілюструємо у графічному вигляді зміну середніх значень напруги у вузлах на протязі однієї доби [21]:

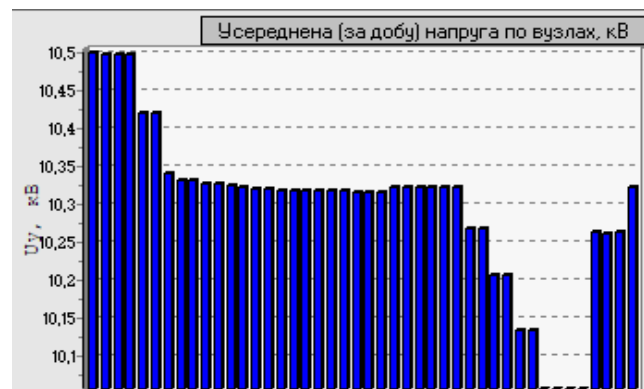


Рисунок 2.7 – Зміна середніх значень напруги у вузлах схеми Ямпільських РЕМ протягом доби

Взявши до уваги данні представлені на графіках 2.6 і 2.7 визначимо імовірність забезпечення допустимого відхилення напруги у вузлах ЛЕС:

$$k_U = \frac{\sum_{j=1}^n p_{Uj}}{n} = 1 \text{ в.о} \quad (2.4)$$

де $\sum_{j=1}^n p_{Uj}$ – сумарна активних потужностей у вузлах ЛЕС, а n – кількість вузлів мережі.

Ймовірність забезпечення нормативу втрат активної потужності в мережі визначимо за формулою 2.5:

$$k_{\Delta P} = \frac{\sum_c t_c}{T} = 0.231 \text{ в.о} \quad (2.5)$$

$\sum_c t_c$ – сумарний час втрат активної потужності в електричній мережі, а T – час втрат.

Всі ймовірнісні показники аналізувалися лише для тих годин, коли ФЕС генерувала потужність.

2.3 Розрахунок балансу потужностей в електричній мережі та доцільності встановлення пристроїв компенсації реактивної потужності

Усі електростанції мають забезпечувати виробництво електроенергії, яке у кожен момент відповідає загальному споживанню, при цьому враховуючи втрати в електричних мережах та трансформаторах. Іншими словами, вони повинні підтримувати сталий баланс активної потужності з постійною частотою $f = f_{ном}$.

У виразі 2.6 відображено рівняння балансу активних потужностей:

$$P_{\Gamma} = K_0 \cdot \sum_{i=1}^K P_{Hi} + \Delta P_M, \quad (2.6)$$

де P_{Γ} – активна потужність, що знімається на шинах підстанцій;

$\sum_{i=1}^K P_{ni}$ – сумарна активна потужність навантажень;

$\Delta P_M = 0,05 \cdot \sum_{i=1}^K P_{ni}$ – втрати активної потужності у трансформаторах і

лініях (приймається, що вони становлять близько 5% від $\sum_{i=1}^K P_{ni}$);

$K_0 = 0,9$ – коефіцієнт одночасності максимуму навантаження.

Реактивна потужність, що розподіляється від підстанції визначається:

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot \operatorname{tg}(\arccos \phi_{\Gamma}). \quad (2.7)$$

Рівняння балансу реактивної потужності в мережі записується як:

$$Q_2 + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^K Q_{Cij} + \sum_{i=1}^K Q_{K\Pi i} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^K Q_{ni} + \sum_{i=1}^K \Delta Q_{Ti} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^K Q_{ЛЕПij}. \quad (2.8)$$

де $0,95 \cdot \sum_{i=1}^K Q_{ni}$ – реактивна потужність навантажень враховуючи

коефіцієнт одночасності максимуму реактивного навантаження.

$\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^K Q_{ЛЕПij}$ – сумарні втрати реактивної потужності в лініях

електропередач;

$\sum_{i=1}^K \Delta Q_{Ti}$ – сумарні втрати реактивної потужності в трансформаторах.

$\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^K Q_{Cij}$ – зарядна потужність, що генерується в лініях електропередач;

$\sum_{i=1}^K Q_{KPi}$ – реактивна потужність що виробляється компенсуючими

пристроями;

Здійснимо аналіз та прийдемо до висновку, що загальна реактивна потужність, яку споживає район, складається з реактивного навантаження споживачів у конкретних точках та втрат реактивної потужності у лініях електропередачі, трансформаторах та автотрансформаторах. Таким чином, можна визначити реактивну потужність, яку споживає район, шляхом додавання відповідних навантажень у точках, враховуючи коефіцієнт одночасності реактивних навантажень, рівний 0,95. Приблизні втрати в індуктивних опорах ліній електропередачі становлять від 1 до 2% для ліній напругою 35 кВ та від 4 до 6% для ліній напругою 110 кВ, відносно модуля повної потужності, що передається через них.

Розглядаючи той факт, що втрати в автотрансформаторах та трансформаторах становлять приблизно 8-12% від загальної потужності навантаження під час кожної трансформації. Для оцінки обсягу цих втрат важливо визначити можливу кількість трансформацій. При розрахунках балансу реактивної потужності потрібно враховувати втрати потужності як на трансформаторах електростанції, так і на знижувальних підстанціях регіону. Оскільки значна частину реактивної потужності зазвичай генерується децентралізовано, можна не враховувати потужність для власних потреб електростанцій і резерву при розрахунках балансу реактивної потужності.

На практиці використання ПЛЕП 110 кВ можна розглядати так, що виробництво реактивної потужності під час періодів пікового навантаження компенсує електричні втрати в індуктивних опорах.

Порівнюючи реактивну потужність, яка надходить від джерел живлення, із споживаною потужністю, можна зробити висновки про важливість встановлення пристроїв компенсації реактивної потужності в електромережі.

При необхідності вирівнювання реактивної потужності в електромережі часто використовуються батареї статичних конденсаторів чи синхронні

компенсатори [22, табл. 6.28, 6.30]. Батареї конденсаторів зазвичай комплектуються з конденсаторів типу; КС2-1,06-125; КС2А-0,66-40; КСА-0,66-20 і КС2-1,05-60. Для компенсації реактивної потужності поблизу споживачів електроенергії встановлюють установки типу: КУ і КУН 6–10 кВ. Дана установка комплектується з конденсаторів типу КМ та КМН і має сумарну потужність 240–425 кВ·А

Враховуючи, що на економічну ефективність режиму роботи електромережі прямо впливає місце розташування КП то їх необхідно встановлювати поблизу підстанцій мережі. Щоб регулювати значення напруги необхідно впровадити ряд рекомендацій, щодо місця встановлення пристрої компенсації реактивної потужності на підстанція мережі:

- в електричній системі з різними рівнями номінальної напруги важливо компенсувати реактивні навантаження мережі вторинної напруги;
- в електричній системі з ідентичними номінальними напругами важливо спочатку компенсувати реактивні навантаження електрично віддалених підстанцій.

При включені серійних компенсуючих установок на паралельну роботу слід забезпечити відповідний рівень потужності батарей конденсаторів розміщених на підстанціях та здійснити перевірку вибору потужності компенсуючих пристроїв виконавши розрахунок поточкорозподілу мережі в номінальному режимі при найбільших навантаженнях з урахуванням втрат потужності в електромережі [23].

Проведені обчислення ґрунтуються на використанні реактивних компонентів навантаження, з врахуванням встановлення вибраних пристроїв компенсації реактивної потужності на підстанціях мережі.

Виконаємо розрахунок балансу активної потужності за наступною формулою:

$$P_{\Gamma} = 0,9 \sum_{i=1}^k P_{Hi} + 0,05 \sum_{i=1}^k P_{Hi} = 0,95 \sum_{i=1}^k P_{Hi}, \quad (2.9)$$

де P_{Hi} – це активна потужність у вузлі мережі.

Перетворивши формулу 2.9 отримаємо рівняння 2.10:

$$P_{\Gamma} = 0,9 \cdot P_{Hi} + 0,05 \cdot P_{Hi}. \quad (2.10)$$

За попередньою формулою виконаємо розрахунок для 150 вузла Ямпільських РЕМ:

$$P_{\Gamma 150} = 0,9 \cdot 250 + 0,05 \cdot 250 = 237,5.$$

Втрати реактивної потужності у вузлах Ямпільських РЕМ виконується за формулою 2.11:

$$Q_{\Gamma} = K_0 + \sum_{i=1}^k P_{Hi} \cdot \operatorname{tg}(\arccos(\phi_{\Gamma})), \quad (2.11)$$

Перетворивши формулу 2.11 отримаємо:

$$Q_{\Gamma} = 0,6 \cdot P_{\Gamma}; \quad (2.12)$$

$$Q_{\Gamma 150} = 0,6 \cdot 237,5 = 142,5.$$

Повна потужність у вузлах споживання розраховується за формулою:

$$S_{Hi} = \frac{P_{Hi}}{\cos \varphi_i}; \quad (2.13)$$

$$S_{150} = \frac{250}{0,91} = 274,7253.$$

За формулою 2.14 визначимо значення реактивної потужності вузлів навантаження:

$$Q_{Hi} = \sqrt{S_{Hi}^2 - P_{Hi}^2}; \quad (2.14)$$

$$Q_{150} = \sqrt{274,7253^2 - 250^2} = 113,9034.$$

Перевіримо необхідність встановлення пристроїв компенсації реактивної потужності. За умови що розрахована реактивна потужність КП буде менша 3 МВА то встановлення пристрої компенсації не є доцільним для даних вузлів.

Реактивна потужність КП у вузлі Ямпільських РЕМ обчислюється за формулою 2.15:

$$Q_{КП} = 0,95 \sum_{i=1}^k Q_{Hi} + \sum_{i=1}^k \Delta Q_T - Q_{Г}. \quad (2.15)$$

Трансформувавши формулу 2.15 отримаємо:

$$Q_{КП} = 0,95 \cdot Q_{Hi} + 0,1 \cdot S_{Hi} - Q_2; \quad (2.16)$$

$$Q_{КП150} = 0,95 \cdot 113,9034 + 0,1 \cdot 274,7253 - 142,5 = -6,81928$$

Оскільки за результатами розрахунку рівна -6,81926 МВАр, то в даному вузлі непотрібно встановлювати пристрої компенсації реактивної потужності.

Результати обчислень для інших вузлів проведемо аналогічно та отримані результати наведено в таблиці 2.1

Таблиця 2.1 – Результат розрахунку втрат активної та реактивної потужності у вузлах Ямпільських РЕМ

№	P_{Hi}	$P_{Г}$	$Q_{Г}$	$\cos \varphi$	S_{ni}	Q_{ni}	$Q_{кп}$
150	250	237,5	142,5	0,91	274,7253	113,9034	-6,81928
160	40	38	22,8	0,9	44,44444	19,37288	0,048684
173	100	95	57	0,87	114,9425	56,67261	8,333234
100	250	237,5	142,5	0,89	280,8989	128,0788	7,264747
94	160	152	91,2	0,92	173,913	68,15971	-9,05697
180	250	237,5	142,5	0,91	274,7253	113,9034	-6,81928
99	60	57	34,2	0,89	67,41573	30,73891	1,743539
97	63	59,85	35,91	0,93	67,74194	24,89919	-5,48157
96	63	59,85	35,91	0,88	71,59091	34,0038	3,552699
611	630	598,5	359,1	0,9	700	305,1229	0,76678
610	1000	950	570	0,91	1098,901	455,6135	-27,2771
93	100	95	57	0,9	111,1111	48,43221	0,121711
101	250	237,5	142,5	0,9	277,7778	121,0805	0,304278
102	400	380	228	0,92	434,7826	170,3993	-22,6424
172	100	95	57	0,91	109,8901	45,56135	-2,72771
103	63	59,85	35,91	0,89	70,78652	32,27586	1,830716

2.4 Підвищення балансової надійності за рахунок використання накопичувача та визначення його ємності

Найбільш ефективним способом підвищення балансової надійності генерації ВДЕ є накопичення надлишкової електричної електроенергії в акумуляторних батареях. Надлишкова енергія виникає під час небалансів та може бути використана під час недостачі генерування потужності. Керування процесами заряду та розряду вирішується шляхом визначення знаку різниці між виробленою та використаною електроенергією.

Впровадження системи накопичувачів обов'язково включає в себе аналіз технічних параметрів та базується на оцінці нестабільності процесу генерації відновлюваних джерел енергії.

За формулою 2.17 визначимо надлишок генерації електроенергії ФЕС при відомих значення ймовірностей покриття графіка навантажень:

$$M_{над_t} = \sum_u \overrightarrow{P_{покр_{t_u}}} \cdot \overrightarrow{P_{нав_{t_u}}}, \quad (2.17)$$

де $P_{покр_{t_u}}$ – ймовірність покриття графіка навантаження, а $P_{нав_{t_u}}$ – потужність навантаження.

За формулою 2.18 визначимо дефіцит генерації електроенергії ФЕС при відомих значення ймовірностей не покриття графіка навантажень:

$$M_{дефт_t} = \sum_u \overrightarrow{P_{непокр_{t_u}}} \cdot \overrightarrow{P_{нав_{t_u}}}. \quad (2.18)$$

де $P_{непокр_{t_u}}$ – ймовірність не покриття графіка навантаження, $P_{нав_{t_u}}$ – потужність навантаження [21].

Результат розрахунку надлишку та дефіциту електричної потужності для Гальжбіївської ФЕС наведено в таблиці 2.2. За даними таблиці на рисунку 2.9 зобразимо зміну математичне очікування дефіциту та надлишку генерації потужності Гальжбіївської ФЕС протягом однієї доби.

Таблиця 2.2 – Математичне очікування дефіциту і надлишку потужності ФЕС на протязі 1 доби [21]

Час доби	Ймовірність покриття	Математичне очікування надлишку	Ймовірність не покриття	Очікування дефіциту
06:00 - 06:30	0	0	1	996.365
06:30 - 07:00	0	0	1	1020.833
07:00 - 07:30	0	0	1	1039.352
07:30 - 08:00	0.05	63.87585	0.95	1213.641
08:00 - 08:30	0.095	86.04905	0.905	819.730
08:30 - 09:00	0.18	167.0614	0.82	761.058
09:00 - 09:30	0.24	227.4649	0.76	720.305
09:30 - 10:00	0.35	331.7196	0.65	616.051
10:00 - 10:30	0.48	445.358	0.52	482.471

Продовження таблиці 2.2.

Час доби	Імовірність покриття	Математичне очікування надлишку	Імовірність не покриття	Очікування дефіциту
10:30 - 11:00	0.54	465.0177	0.46	396.126
11:00 - 11:30	0.58	498.9052	0.42	361.276
11:30 - 12:00	0.575	438.1203	0.425	323.828
12:00 - 12:30	0.5642	428.2989	0.4358	330.827
12:30 - 13:00	0.54	459.8267	0.46	391.704
13:00 - 13:30	0.52	466.1882	0.48	430.328
13:30 - 14:00	0.46	437.9062	0.54	514.064
14:00 - 14:30	0.41	387.4868	0.59	557.603
14:30 - 15:00	0.345	352.547	0.655	669.328
15:00 - 15:30	0.3	309.1652	0.7	721.386
15:30 - 16:00	0.21	214.5815	0.79	807.235
16:00 - 16:30	0.16	177.1476	0.84	930.025
16:30 - 17:00	0.12	101.569	0.88	744.84
17:00 - 17:30	0.09	80.68642	0.91	815.829
17:30 - 18:00	0.04	38.0788	0.96	913.891
18:00 - 18:30	0	0	1	938.053
18:30 - 19:00	0	0	1	1024.579
19:00 - 19:30	0	0	1	1033.252
19:30 - 20:00	0	0	1	1024.579

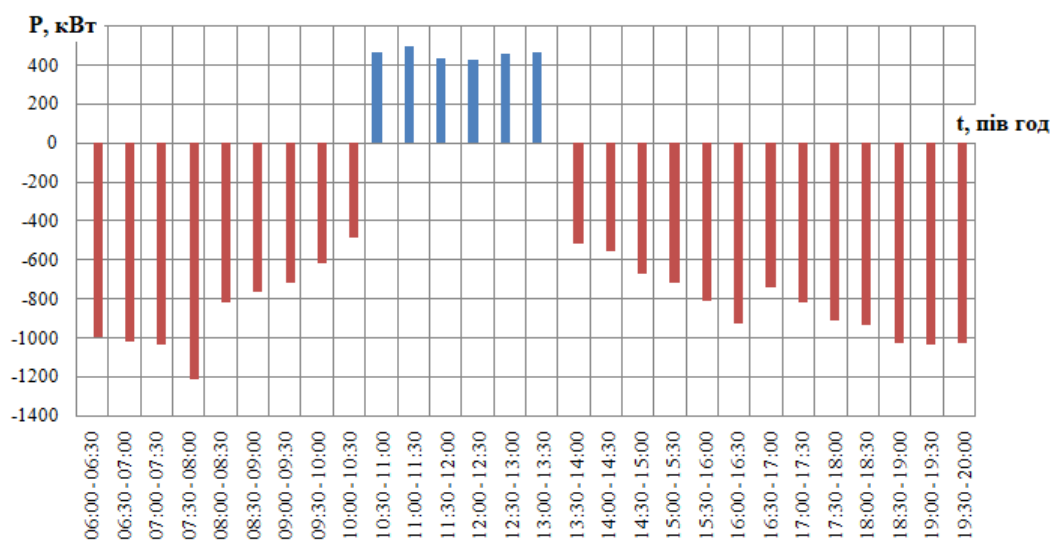


Рисунок 2.8 – Зміна математичного очікування дефіциту і надлишку генерування Гальжбіївської ФЕС протягом однієї доби

Для визначення ємності накопичувачів електричної енергії в будь-який момент часу скористаємось сумою двох складових наведених в 2.19:

$$Q(t) = Q_0(t) + \frac{W_{над}(t)}{U_{н-ч}}, \quad (2.19)$$

де $W_{над}(t)$ – надлишок електроенергії, що можливо накопичити;

$U_{н-ч}$ – напруга на затискачах накопичувача, для розрахунку приймається $U_{н-ч} = 12 \text{ В}$;

$Q_0(t)$ – заряд на початку роботи.

Ємність накопичувача електроенергії при заданому рівні встановленої потужності генерування Гальжбіївської ФЕС визначається за формулою 2.20:

$$Q(t) = \frac{W_{над}(t)}{U_{н-ч}} = \frac{2756.35}{12} = 230 \text{ кА} \cdot \text{год} . \quad (2.20)$$

Накопичений в години надлишку генерування ФЕС (з 10:30 по 13:30) заряд міг спотворити параметри режиму електричної мережі та призвести до зростання втрат в ній. Встановлення накопичувачів заряду дозволить ФЕС самостійно забезпечувати баланс потужності. Схематичне зображення повного циклу роботи: "заряд/розряд" представлено на рисунку 2.9.

Встановлення накопичувача електричної енергії призведе до зростання рівня якості функціонування ЛЕС і він буде становити:

$$k_{я_вст_ВДЕ\ зн.е} = 0.583 .$$

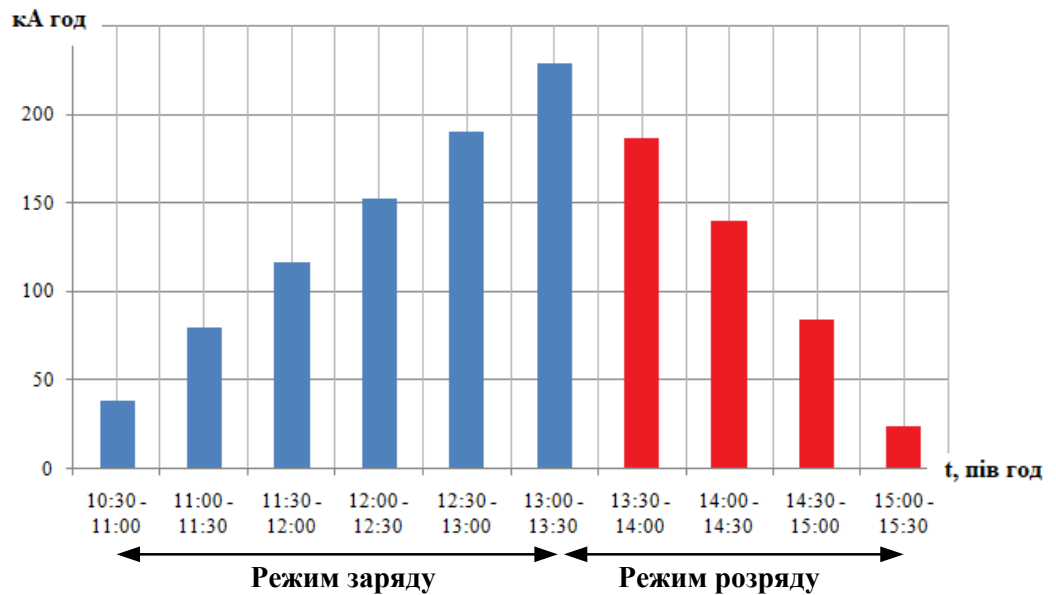


Рисунок 2.9 – Графік роботи накопичувача повного циклу «заряд/розряд»

Значним недоліком встановлення пристроїв накопичення електроенергії є значні капіталовкладення. Очевидно що генерація однієї ФЕС не може забезпечити балансову надійність тому необхідно визначити потужність резерву, який забезпечує електрична система для підтримання балансів потужності в ЛЕС [21].

2.5 Визначення оптимальної потужності генерування ВДЕ

Щоб забезпечити достатній рівень балансової надійності в заданій схемі електромережі необхідно змінювати встановлену потужність. Оскільки при заданій встановленій потужності не забезпечується висока ймовірність забезпечення нормативу втрат активної потужності в електромережі: $k_{\Delta P} = 0.231$ в.о, то потрібно визначити оптимальну потужність генерування для Гальжбіївської ФЕС. Це буде мати позитивний вплив на якість функціонування ЛЕС [21].

Залежність якості функціонування ЛЕС від значення встановленої електричної потужності Гальжбіївської ФЕС ($P_{вст.ФЕС} = 1.431$ МВт) подана у відносних одиницях на рисунку 2.10.

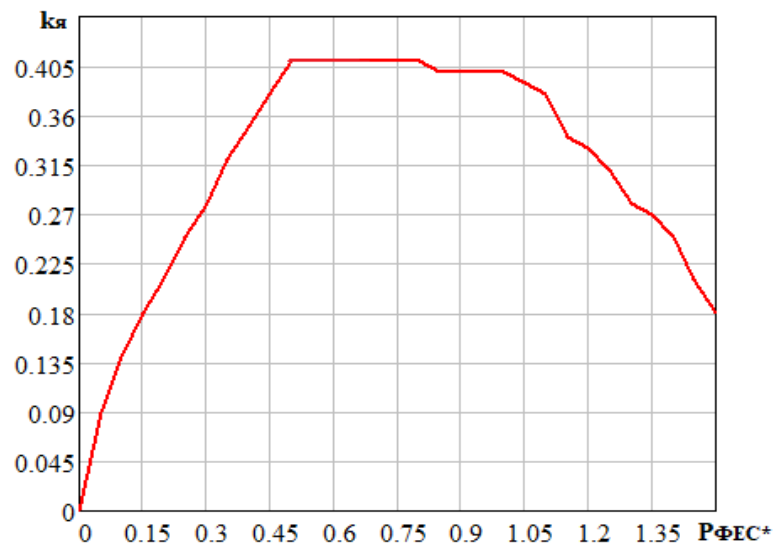


Рисунок 2.10 – Встановлена потужність Гальжбіївської ФЕС.

Для забезпечення якості електроенергії встановлена потужність повинна складати близько 80%, що рівне 1,12 МВт потужності. При цьому показник якості функціонування під час оптимального режиму складав би:

$$k_{я_opt.ФЕС} = 0.41.$$

2.6 Висновки до розділу 2

В другому розділі було оцінено вплив ВДЕ на баланс режиму на прикладі Гальжбіївської ФЕС оскільки в електроенергетичній мережі серед всіх ВДЕ саме ФЕС виробляють левову частку потужності. Першим етапом розрахунку було визначення імовірнісних характеристик генерування ФЕС в схемі електричної мережі 10 кВ Ямпільського району. Наведено схему живлення та графік зміни потужності генерування ФЕС та визначено імовірність покриття графіка генерування навантаження фідера генеруванням Гальжбіївською ФЕС та побудовані графіки генерування та електричних навантажень станції. Визначено частку втрат потужності як складову балансу. Наведено щопівгодинне математичне очікування надлишку та дефіциту. Визначено ємність накопичувача та наведено його графік роботи. Для забезпечення якості електроенергії встановлена потужність повинна складати 1,12 МВт потужності.

3 ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ РОБОТИ АТОМНИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ НА БАЛАНС РЕЖИМУ В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНІЙ МЕРЕЖІ

Однією із визначальних рис, яка визначає режим роботи електроенергетичної системи є добовий графік навантаження. Графік максимуму робочого дня характеризується максимальним навантаженням енергосистеми протягом одного дня. Графіки середнього робочого дня та найменшого зазвичай недільного дня характеризуються мінімальним добовим навантаженням енергосистеми. Нерівномірність добових графіків навантажень характеризується тривалістю та видом роботи споживачів електричної енергії.

В Україні для графіка навантаження зимового дня (найбільш навантажений добовий графік) виділяються два піки: ранковий та вечірній. Також після піків відбуваються денний та нічний провали енергоспоживання. Дана нерівномірність зображена на рисунку 3.1

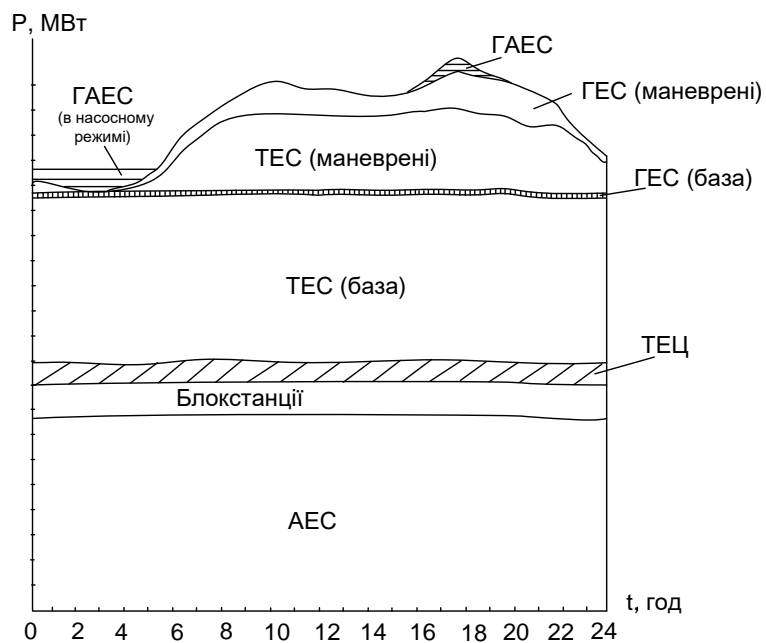


Рисунок 3.1 – Типовий добовий графік навантаження енергосистеми і його покриття електричними станціями

В кожній країні різне відношення мінімального навантаження добового графіка до максимального і в середньому становить 0,6 - 0,8. В Графік навантаження в об'єднаних енергосистемах стає більш щільним, що дозволяє

знизити максимум навантаження. Особливо це вигідно коли енергосистеми розташовані в різних годинних поясах [24].

3.1 Участь АЕС в покритті добового графіка електричних навантажень

Оскільки на АЕС України встановленні блоки з реактором ВВЕР які технологічно не придатні до регулювання потужності, адже вони спроектовані на видачу номінальної потужності в мережі для покриття базової частини добового графіка електричних навантажень. Щоб забезпечити безпечну роботу АЕС в такому режимі споруджують накопичувачі електричної енергії – Дністровська, Ташликська ГАЕС [25].

Наведемо добові графіки генерації та споживання електричної енергії станом на 14:00 - 27.12.2020р. та 26.06.2020.

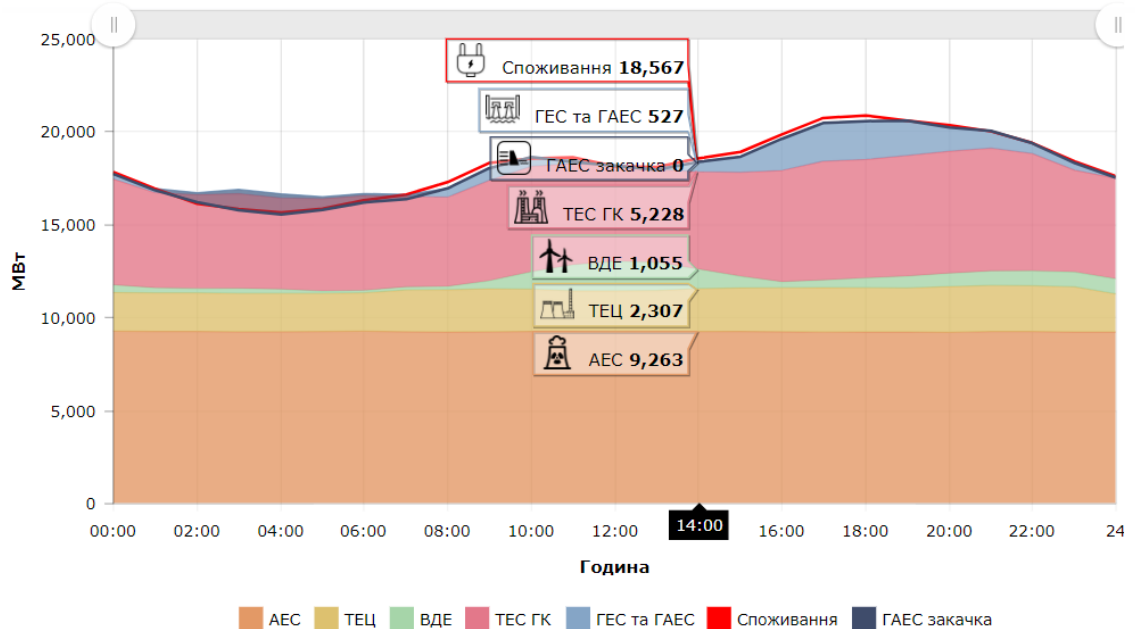


Рисунок 3.2 – Покриття добового графіка електроспоживання 27.12.2020

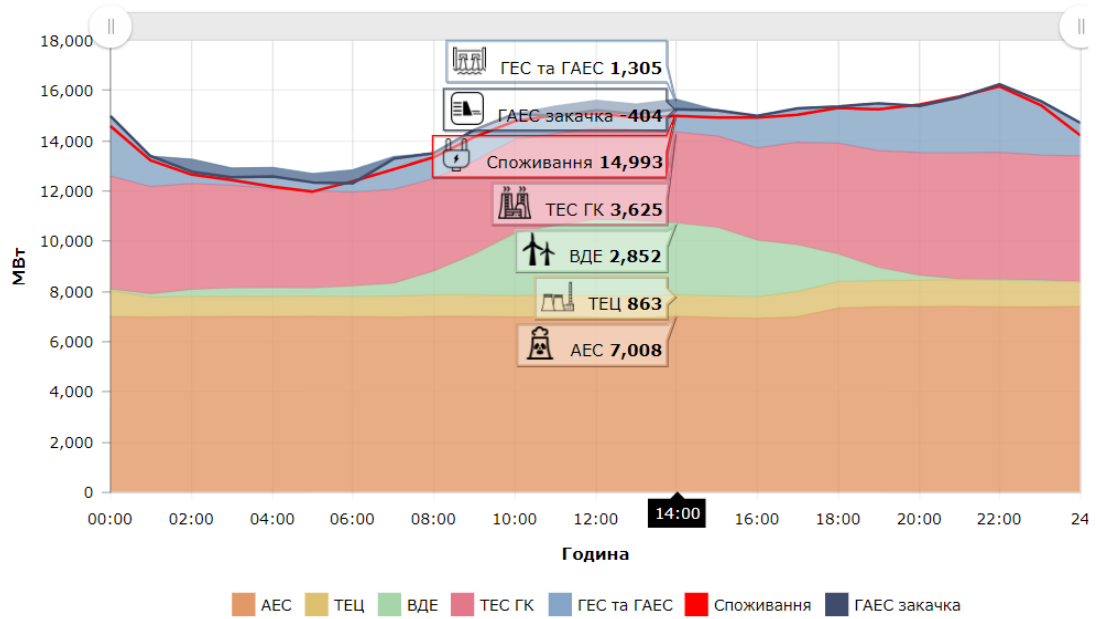


Рисунок 3.3 – Покриття добового графіка електроспоживання 27.06.2020

3.2 Розрахунок добових та річних графіків електричних навантажень АЕС

Розрахунки будуть проводитись для енергетичної установки з двома реакторними блоками типу ВВЕР-1000, що відповідає технологічній конфігурації, реалізованій на Хмельницькій атомній електростанції. Режими функціонування електростанції (ЕС) визначаються графіками електричних та теплових навантажень району. Потужність установки має бути достатньою для забезпечення покриття графіків навантажень з урахуванням втрат потужності на передачу та витрат на внутрішні потреби станції.

Прийнявши відповідні значення навантаження системи і місцевого району наведені в таблиці 3.1 проведемо розрахунок. Розраховуючи графіки електричних навантажень приймемо значення відносних величин постійних і змінних втрат відповідно до джерела [26].

- в мережах району:

$$\Delta P'_1 = 0,01; \Delta P'_2 = 0,06.$$

- в мережах системи:

$$\Delta P''_1 = 0,02; \Delta P''_2 = 0,14.$$

При максимальній потужності, яка віддається в систему рівній 1500 МВт, а в місцевий район 150 розрахуємо значення постійних і змінних втрат [26]:

1. В мережі району

$$\Delta P_{1p} = \Delta P'_{1*} \cdot P_{p\max} \quad (3.1)$$

$$\Delta P_{1p} = 0,01 \cdot 150 = 1,5 \text{ (МВт)};$$

1. В мережі системи:

$$\Delta P_{1c} = \Delta P''_{1*} \cdot P_{c\max} \quad (3.2)$$

$$\Delta P_{1c} = 0,02 \cdot 1500 = 30 \text{ (МВт)}.$$

Змінні втрати в будь-який момент дня:

1. В мережах району:

$$\Delta P_{2pt} = \Delta P'_2 \cdot \frac{P_{pt}^2}{P_{p\max}} \quad (3.3)$$

$$\Delta P_{2p1} = 0,06 \cdot \frac{147^2}{150} = 8,64 \text{ (МВт)};$$

2. В мережах системи:

$$\Delta P_{2ct} = \Delta P_2'' \cdot \frac{P_{ct}^2}{P_{c\max}} \quad (3.4)$$

$$\Delta P_{2c1} = 0,14 \cdot \frac{1485^2}{1500} = 205,82 \text{ (МВт)}.$$

Відповідно до джерела [27] розрахуємо значення потужності, що видається до шин РУ різних напруг:

1. В мережах району:

$$P_{p.\text{вид}t} = P_{pt} + \Delta P_{1p} + \Delta P_{2pt}; \quad (3.5)$$

$$P_{p.\text{вид}t} = 157,14 + 1,5 + 8,64 = 167,29$$

2. В мережах системи

$$P_{c.\text{вид}t} = P_{ct} + \Delta P_{1c} + \Delta P_{2ct}; \quad (3.6)$$

$$P_{c.\text{вид}t} = 1485 + 30 + 205,82 = 1720,82$$

Знайдемо сумарну потужність, яка віддається з шин станції [27]:

$$P_{\text{вид}t} = P_{p.\text{вид}t} + \Delta P_{c.\text{вид}t}; \quad (3.7)$$

$$P_{\text{вид}t} = 1720,82 + 167,29 = 1888,11. \text{ (МВт)}.$$

Потужність, яка споживається власними потребами станції [27]:

$$P_{\text{ен}t} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{P_{\text{вид}t}}{P_{\text{вст}}} \right) \cdot \frac{P'_{\text{БП}} \cdot P_{\text{вид}t.\text{max}}}{100}, \quad (3.8)$$

$$P_{\text{ен}1} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{1888,11}{2000} \right) \frac{5 \cdot 1891,8}{100} = 91,42 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, яку виробляють генератори станцією [27]:

$$P_{випт} = P_{видт} + P_{вт}; \quad (3.9)$$

$$P_{випт} = 1888,11 + 91,42 = 1979,52 \text{ (МВт)}.$$

Наведемо розрахункові дані графіків електричних навантажень АЕС в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Розрахункові данні графіків електричних навантажень

Години доби, год.		0-4	4-8	8-10	10-12	12-14	14-17	17-20	20-24
Навантаження місцевого району, %	зима	98	100	100	100	98	98	100	100
	літо	96	96	98	98	98	96	97	97
Навантаження місцевого району, МВт	зима	147	150	150	150	147	147	150	150
	літо	144	144	147	147	147	144	145,5	145,5
Постійні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	зима	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
	літо	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Змінні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	зима	8,64	9,00	9,00	9,00	8,64	8,64	9,00	9,00
	літо	8,29	8,29	8,64	8,64	8,64	8,29	8,47	8,47
Потужність, що віддається в місцевий район, МВт	зима	157,14	160,5	160,50	160,50	157,14	157,14	160,50	160,50
	літо	153,8	153,8	157,14	157,14	157,14	153,79	155,47	155,47
Навантаження системи, %	зима	99	99	97	97	97	99	99	99
	літо	97	97	95	95	95	96	97	97
Навантаження системи, МВт	зима	1485	1485	1455	1455	1455	1485	1485	1485
	літо	1455	1455	1425	1425	1425	1440	1455	1455
Постійні втрати потужності в мережах системи, МВт	зима	30	30	30	30	30	30	30	30
	літо	30	30	30	30	30	30	30	30
Змінні втрати потужності в мережах системи, МВт	зима	205,8	205,8	197,59	197,59	197,59	205,82	205,82	205,82
	літо	197,6	197,6	189,53	189,53	189,53	193,54	197,59	197,59
Потужність, що віддається в систему, МВт	зима	1720,8	1720,8	1682,6	1682,6	1682,6	1720,8	1720,8	1720,8
	літо	1682,6	1682,6	1644,5	1644,5	1644,5	1663,5	1682,6	1682,6

Продовження таблиці 3.1:

Години доби, год.		0-4	4-8	8-10	10-12	12-14	14-17	17-20	20-24
Сумарна потужність, що віддається з шин станції МВт	зима	1888,1	1891,8	1853,6	1853,6	1849,9	1888,1	1891,8	1891,8
	літо	1846,2	1846,2	1811,8	1811,8	1811,8	1827,1	1848,1	1848,1
Витрата на власні потреби, МВт	зима	91,42	91,52	90,44	90,44	90,33	91,42	91,52	91,52
	літо	90,23	90,23	89,25	89,25	89,25	89,69	90,28	90,28
Потужність, яка виробляється генераторами ЕС, МВт	зима	1979,5	1983,3	1944,1	1944,1	1940,2	1979,5	1983,3	1983,3
	літо	1936,4	1936,4	1901,1	1901,1	1901,1	1916,8	1938,3	1938,3

Примітки:

а) тривалість зими: $t_z = 183$ доби; тривалість літа: $t_l = 182$ доби.

б) максимальне навантаження яке споживають власні потреби $P'_{ВП} = 5\%$;

Техніко-економічні показники роботи станції було розраховано відповідно до джерела [27] та наведено в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 – Техніко-економічні показники роботи станції

Показник	Розрахункова формула	Числове значення
Максимальне навантаження станції, МВт	P_{\max}	1983,34
Річний виробіток електроенергії, МВт·год.	$E_p = \sum_{i=1}^m P_{\text{вир.}t_i} \cdot t_i$	17047989,9
Встановлена потужність станції, МВт	$P_{\text{вст}}$	2000
Середнє навантаження станції, МВт	$P_{\text{ср}} = \frac{E_p}{8760}$	1946,12
Коефіцієнт заповнення графіка	$k_z = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\max}}$	0,98
Коефіцієнт використання встановленої потужності	$k_v = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{вст}}}$	0,97
Число годин використання максимального навантаження, год.	$T_{\max} = \frac{E_p}{P_{\max}}$	8595,59
Число годин використання встановленої потужності, год.	$T_{\text{вст}} = \frac{E_p}{P_{\text{вст}}}$	8523,99
Коефіцієнт резерву	$k_{\text{рез}} = \frac{P_{\text{вст}}}{P_{\max}}$	1,01
Час максимальних втрат електроенергії, год.	$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760$	7558,488

На рисунках 3.4-3.6 зобразимо побудовані відповідно до розрахованих даних добові та річний графіки електричних навантажень:

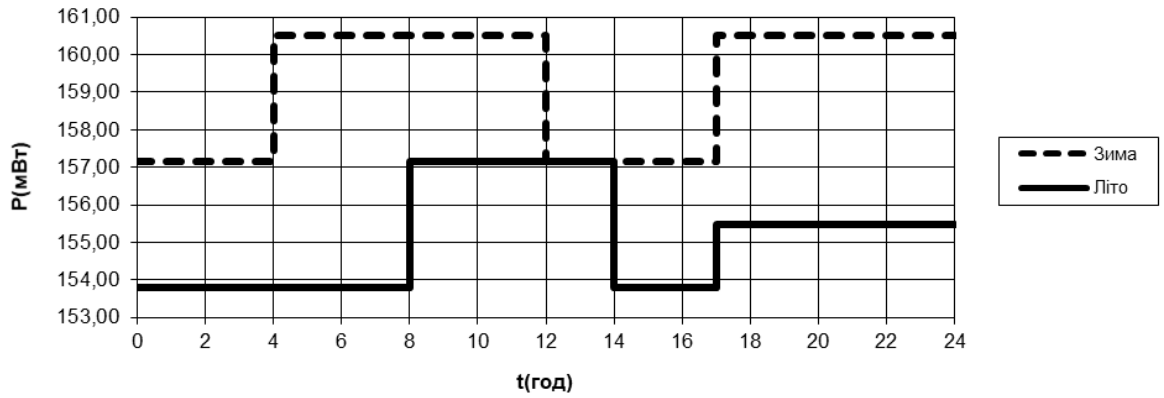


Рисунок 3.4 – Добовий графік потужностей що віддаються в місцевий район

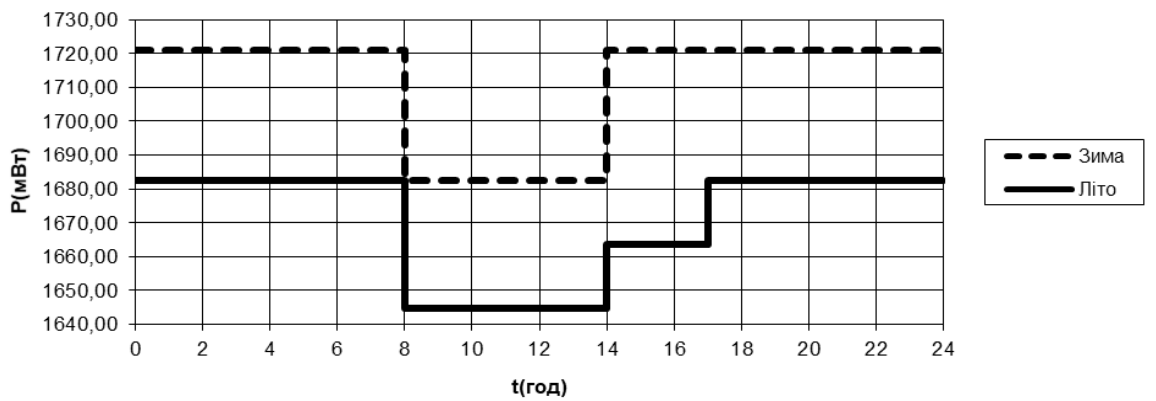


Рисунок 3.5. – Добовий графік потужностей, що віддаються в систему

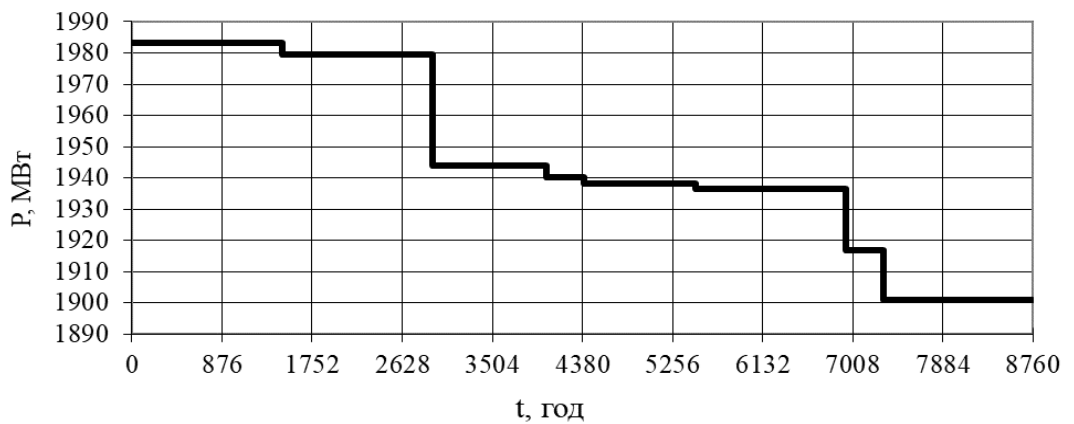


Рисунок 3.6 – Річний графік електричних навантажень

3.3 Зміна графіків навантаження спричинена розбудовою нових блоків АЕС

Відповідно до плану розбудови Хмельницької АЕС на які планується побудувати 3, 4 енергоблок з реакторами типу ВВЕР-1000 розглянемо зміну графіків навантажень від розбудови АЕС. Розрахунки графіків електричних навантажень та техніко-економічних показників роботи станції відповідно джерел [26-27] виконаємо аналогічно до попереднього підрозділу, а результати наведемо в таблицях 3.3-3.4.

Таблиця 3.3 – Розрахункові значення графіків навантажень

Години доби, год.		0-4	4-8	8-10	10-12	12-14	14-17	17-20	20-24
Навантаження місцевого району, %	зима	97	99	99	98	98	97	98	98
	літо	95	95	97	97	96	96	97	97
Навантаження місцевого району, МВт	зима	145,5	148,5	148,5	147	147	145,5	147	147
	літо	142,5	142,5	145,5	145,5	144	144	145,5	145,5
Постійні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	зима	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
	літо	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Змінні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	зима	8,47	8,82	8,82	8,64	8,64	8,47	8,64	8,64
	літо	8,12	8,12	8,47	8,47	8,29	8,29	8,47	8,47
Потужність, що віддається в місцевий район, МВт	зима	155,47	158,82	158,82	157,14	157,14	155,47	157,14	157,14
	літо	152,12	152,12	155,47	155,47	153,79	153,79	155,47	155,47
Навантаження системи, %	зима	97	97	98	98	97	99	98	98
	літо	96	96	96	95	95	97	97	95
Навантаження системи, МВт	зима	3055,5	3055,5	3087	3087	3055,5	3118,5	3087	3087
	літо	3024	3024	3024	2992,5	2992,5	3055,5	3055,5	2992,5
Постійні втрати потужності в мережах системи, МВт	зима	63	63	63	63	63	63	63	63
	літо	63	63	63	63	63	63	63	63
Змінні втрати потужності в мережах системи, МВт	зима	414,94	414,94	423,54	423,54	414,94	432,22	423,54	423,54
	літо	406,43	406,43	406,43	398,00	398,00	414,94	414,94	398,00

Продовження таблиці 3.3

Години доби, год.		0-4	4-8	8-10	10-12	12-14	14-17	17-20	20-24
Потужність, що віддається в систему, МВт	зима	3533,4	3533,4	3573,5	3573,5	3533,4	3613,7	3573,5	3573,5
	літо	3493,4	3493,4	3493,4	3453,5	3453,5	3533,4	3533,4	3453,5
Сумарна потужність, що віддається з шин станції МВт	зима	3698,9	3702,6	3742,7	3740,8	3700,7	3779,2	3740,8	3740,8
	літо	3655,2	3655,2	3658,9	3618,9	3617,1	3697,0	3698,9	3618,9
Витрата на власні потреби, МВт	зима	180,42	180,53	181,66	181,61	180,48	182,70	181,61	181,61
	літо	179,18	179,18	179,29	178,16	178,10	180,37	180,42	178,16
Потужність, яка виробляється генераторами ЕС, МВт	зима	3879,3	3883,1	3924,3	3922,4	3881,2	3961,9	3922,4	3922,4
	літо	3834,4	3834,4	3838,2	3797,1	3795,2	3877,4	3879,3	3797,1

Таблиця 3.4 – Техніко-економічні показники роботи станції

Показник	Розрахункова формула	Числове значення
Максимальне навантаження станції, МВт	P_{\max}	3961,86
Річний виробіток електроенергії, МВт·год.	$E_p = \sum_{i=1}^m P_{\text{вир.}t_i} \cdot t_i$	33894618,85
Встановлена потужність станції, МВт	$P_{\text{вст}}$	4000
Середнє навантаження станції, МВт	$P_{\text{ср}} = \frac{E_p}{8760}$	3869,25
Коефіцієнт заповнення графіка	$k_z = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\max}}$	0,98
Коефіцієнт використання встановленої потужності	$k_v = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{вст}}}$	0,97
Число годин використання максимального навантаження, год.	$T_{\max} = \frac{E_p}{P_{\max}}$	8555,23
Число годин використання встановленої потужності, год.	$T_{\text{вст}} = \frac{E_p}{P_{\text{вст}}}$	8473,65
Коефіцієнт резерву	$k_{\text{рез}} = \frac{P_{\text{вст}}}{P_{\max}}$	1,01
Час максимальних втрат електроенергії, год.	$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760$	7497,857517

Побудуємо добові графіки потужності:

На рисунках 3.7-3.9 зображено добові та річні графіки потужності.

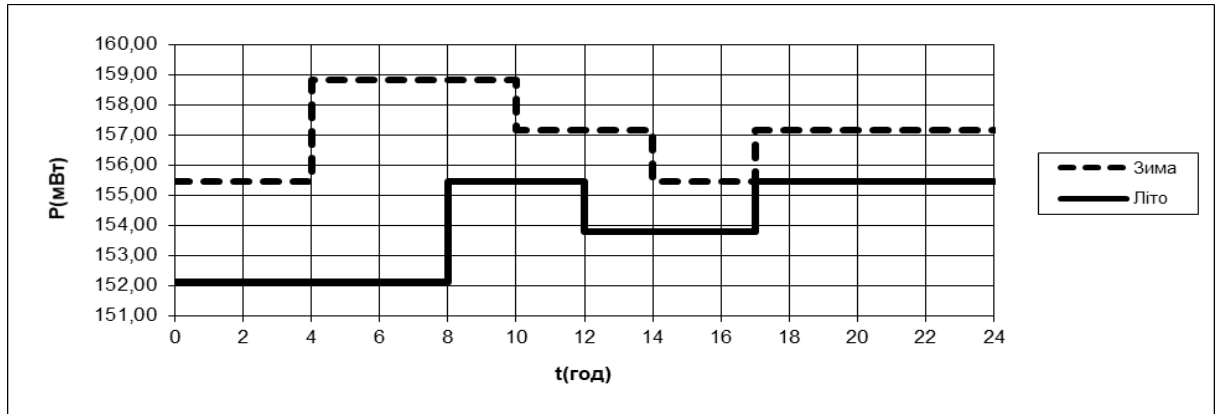


Рисунок 3.7 – Графік потужностей, які віддаються в місцевий район

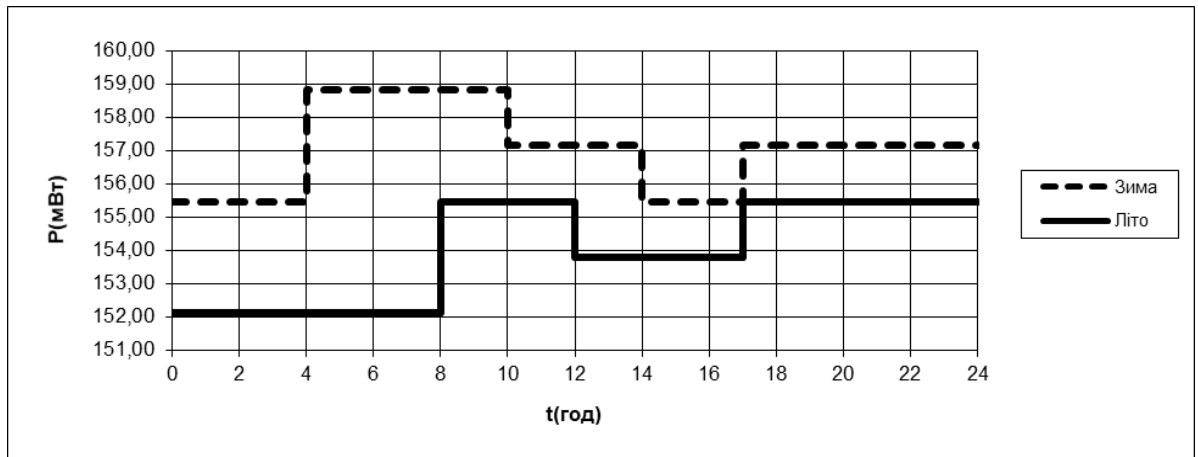


Рисунок 3.8. – Графік потужностей, які віддаються в систему

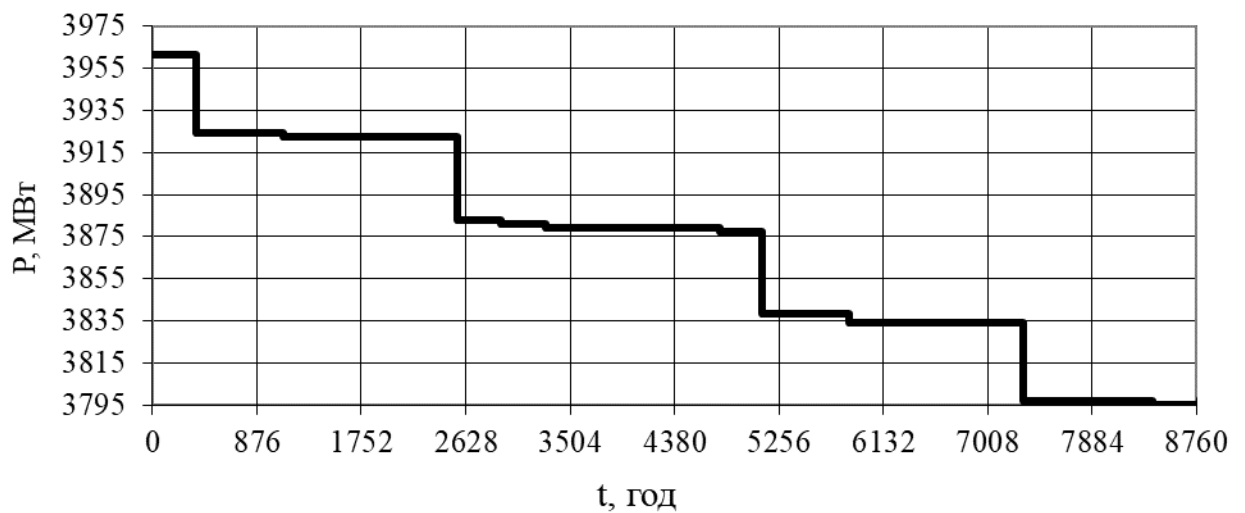


Рисунок 3.9 – Річний графік електричних навантажень

3.4 Висновки до розділу 3

В третьому розділі було досліджено вплив роботи АЕС на баланс режиму в електроенергетичній мережі. Наведено реальні приклади добових графіків електричного навантаження. Виконаний розрахунок добових та річного графіка навантаження що віддають блоки аналогічні до блоків Хмельницької АЕС. В даному розрахунку відповідно до значень навантажень було розраховано змінні та постійні втрати в мережі, потужність, що віддається в місцевий район та систему, сумарну потужність що віддається з шин станції, витрату на власні потреби та потужність, що виробляють генератори ЕС. Далі було наведено техніко-економічні показники роботи електростанції: максимальне навантаження станції; річний виробіток електроенергії; середнє навантаження станції; коефіцієнти: заповнення графіка, резерву і використання встановленої потужності; число годин використання: максимального навантаження, встановленої потужності; час максимальних втрат електроенергії. Наступним етапом було проведення ідентичного розрахунку для електростанції складом 4 блока ВВЕР-1000, що буде відповідати розбудові 3 та 4 блоків на Хмельницькій АЕС.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

4.1 Задача розділу

Задачею даного розділу дипломної роботи є розрахунок заземлення обладнання ВРУ - 750 кВ ХАЕС. Даний розрахунок є типовим під час проектування атомних електростанцій та зміни конфігурації схеми ВРУ на них. Найнебезпечнішим фактором ризику для виробничого персоналу і обладнання електростанції є виникнення короткого замикання. Щоб захистити від ураження електричним струмом персоналу, що обслуговує ВРУ виконують захисне заземлення. Воно захищає людей від ураження струмом під час дотику до металевих неструмоведучих частинах, що можуть виявитись під напругою внаслідок пошкодження ізоляції. Захисне заземлення виконується з'єднанням металевих частин електрообладнання, що захищається з землею чи її еквівалентом.

Основою розрахунку захисного заземлення являється визначення кількості заземлювальних провідників та електродів заземлювача, схеми їх розміщення та розміри. Дані параметри вибираються так, щоб напруга дотику під час замикання фази на заземленні частини обладнання і опір заземлювального пристрою при розтіканні струму не перевищували допустимих значень [28]. Заземлюючий пристрій повинен мати опір у будь-який час року не більше 0,5 Ом, якщо він виконується згідно з вимогами до його опору стікання (для мереж з глухо заземленою нейтраллю) [30].

4.2 Аналіз умов праці персоналу, що обслуговує обладнання ВРУ

Проведемо аналіз потенційно небезпечних та шкідливих виробничих факторів при виконанні робіт на ВРУ:

- небезпечні рівні напруги в електричному колі, замикання якого може відбутися через тіло людини;
- рухомі частини виробничого устаткування;
- підвищений рівень шуму на робочому місці;
- гострі краї і шорсткість на поверхнях заготовок, інструментів, устаткування;
- підвищена вологість повітря;
- підвищений рівень статичної електрики;
- підвищений рівень електричної енергії;
- підвищена вибухонебезпечність.

Працівники, які виконують електромонтажні роботи, повинні бути ознайомлені з Правилами відповідно до посади або роботи, яку вони виконують, і мати відповідну групу з електробезпеки відповідно до цих вимог [29].

Роботи в електроустановках з техніки безпеки поділяються на три категорії:

- зі зняттям напруги;
- без зняття напруги на струмоведучих частинах та поблизу них;
- без зняття напруги віддалік від струмоведучих частин, під напругою.

До робіт з зняття напруги належать роботи, що виконуються на електроустановці (або її частині), при яких запалюються частини вимкнено і доступ до електроустановок (їх частин) неможливий [29].

В електроустановках напругою понад 1000 В роботи без електрики та поблизу освітлених частин повинні виконуватися із застосуванням засобів захисту для ізоляції робітника від нагрітих частин або від землі. У разі ізоляції працівника від землі роботи повинні проводитися відповідно до спеціальних інструкцій або технологічних карт, які передбачають необхідні заходи безпеки.

На приводах роз'єднувачів, відокремлювачів і вимикачів навантаження, напругою понад 1000 В, на ключах і кнопках дистанційного керування, на комутаційній апаратурі до 1000 В (автоматичні та інші вимикачі, рубильники), під час ввімкнення яких може бути подана напруга на робоче місце, мають бути вивішені плакати «Не вмикати ! Працюють люди». На засувках, що закривають доступ повітря в пневматичні приводи комутаційної апаратури, вивіщується плакат «Не відкривати! Працюють люди!». На приєднаннях напругою до 1000 В, які не мають автоматичних та інших вимикачів або рубильників, плакати вивіщуються біля знятих запобіжників, під час встановлення яких може бути подана напруга на місце роботи [30].

4.3 Розрахунок захисного заземлення ВРУ-750 кВ

Для виконання заземлення ВРУ, на Хмельницькій АЕС необхідно проаналізувати вхідну інформацію:

1. Об'єкт захисту – ВРУ;
2. Місце розташування – Хмельницька область;
3. Кліматична зона – III;
4. площа заземлюючого пристрою: $S = (220 \times 120) = 26400 \text{ м}^2$;
5. Питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту: $\rho_1 = 800 \text{ Ом} \cdot \text{м}$;
 $\rho_2 = 200 \text{ Ом} \cdot \text{м}$;
6. Спосіб виконання мережі – мережа з ефективно заземленою нейтраллю;
7. Глибина закладання заземлення: $t = 0,7 \text{ м}$;
8. товщина верхнього шару ґрунту: $h = 2 \text{ м}$;
9. Розміщення заземлювачів – по контуру;
10. Матеріал – пруток
11. Довжина вертикальних заземлювачів – $l_B = 3 \text{ м}$;
12. число вертикальних заземлювачів: $n_B = 52 \text{ шт}$ шт;

13. Відстань між вертикальними заземлювачами $a = 20\text{ м}$;
14. Значення допустимого опору – $R_{\text{ДОП}} = 0,5\text{ Ом}$.

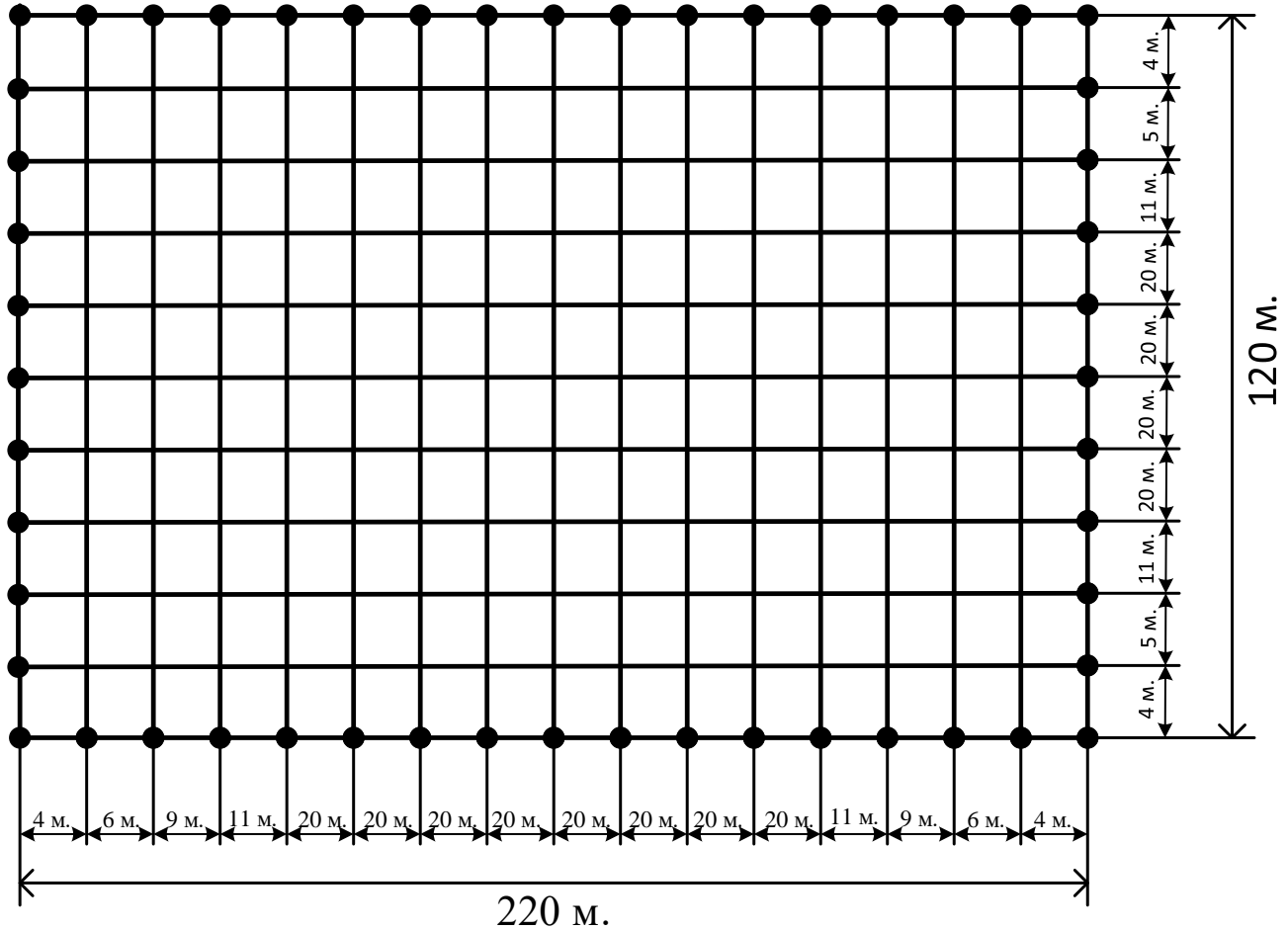


Рисунок 4.1 – План заземлювального пристрою ВРУ-750 кВ

Опір пристрою заземлення залежить від опору природного R_n та штучного $R_{ш}$ заземлювачів і визначається за формулою [25]:

$$R_3 = \frac{R_{ш} \cdot R_n}{R_{ш} + R_n}. \quad (4.1)$$

Відповідно до джерела [25] опір штучного заземлювача:

$$R_{ш} = A \cdot \frac{\rho_{екв}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{екв}}{L_r + L_B}, \quad (4.2)$$

де $\rho_{екв}$ – еквівалентний питомий опір землі, Ом·м;

A – функція відношення $\frac{l_B + t}{\sqrt{S}}$;

$L_r + L_B$ – загальна довжина горизонтальних та вертикальних заземлювачів, м;

S – площа заземлюючого пристрою, м²;

h – товщина верхнього шару ґрунту, м;

t – глибина закладена горизонтальних заземлювачів, м;

l_B – довжина вертикальних заземлювачів, м.

Визначимо відношення питомого опору верхнього шару ґрунту до питомого опору нижнього шару ґрунту [31]:

$$\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{800}{200} = 4. \quad (4.3)$$

Знайдемо середню відстань між вертикальними заземлювачами [32]:

$$a = \frac{P}{n_g} = \frac{(220 + 120) \cdot 2}{52} = 13,077, \quad (4.4)$$

де P – периметр контуру заземлення м;

n_g – кількість вертикальних заземлювачів, шт.

Розрахуємо відношення середньої відстані між вертикальними заземлювачами до довжини вертикальних заземлювачів [30]:

$$\frac{a}{l_B} = \frac{13,077}{3} = 4,359 \quad (4.5)$$

Відповідно до [30] розрахуємо відношення:

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{3 + 0,7}{\sqrt{26400}} = 0,023 \quad (4.6)$$

Оскільки останнє відношення менше 0,1 то знайдемо функцію відношення за формулою 4.7 [30]:

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0 \leq \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \leq 0,1, \quad (4.7)$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot 0,023 = 0,425.$$

Відповідно до [30] розрахуємо відношення:

$$\frac{h - t}{l_B} = \frac{2 - 0,7}{3} = 0,433 \quad (4.8)$$

Відповідно до розрахованих відношень скориставшись [30] знайдемо еквівалентний питомий опір землі:

$$\rho_{екв} = 2,43 \cdot 200 = 486 \text{ Ом.} \quad (4.9)$$

Знайдемо сумарну довжину горизонтальних та вертикальних заземлювачів:

$$L_r + L_g = (17 \cdot 220 + 11 \cdot 120) + 52 \cdot 3 = 5216 \text{ м.} \quad (4.10)$$

Відповідно до [30] розрахуємо опір штучного заземлювача:

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho_{екв}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{екв}}{L_r + L_\theta} = 0,425 \cdot \frac{486}{162,481} + \frac{486}{5216} = 1,364 \text{ Ом.} \quad (4.11)$$

Відповідно до розрахунку отриманий опір штучного заземлювача становить 1,364 Ом що більше допустимого опору 0,5 Ом тому необхідно приєднати до заземлюючих пристроїв природні заземлювачі та розрахувати нове значення опору [30]. Приймаючи значення опору системи «трос-опори» $R_{n1} = 1,2$ Ом, та фундаменту опор $R_{n2} = 1$ Ом визначимо значення результуючого опору:

$$R'_3 = \frac{R_3 \cdot R_{n1}}{R_3 \cdot R_{n1} + R_3 \cdot R_{n2} + R_{n1} \cdot R_{n2}}, \quad (4.12)$$

$$R'_3 = \frac{1,364 \cdot 1,2}{1,364 \cdot 1,2 + 1,364 \cdot 1 + 1,2 \cdot 1} = 0,39 \text{ Ом.}$$

Оскільки отримане значення опору задовольняє вимоги і менше 0,5 Ом, то вибрана кількості та тип заземлюючих пристроїв була вірною.

4.4 Безпека в надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи електричної частини АЕС в умовах дії загрозливих чинників

Атомні електростанції є важливими об'єктами для надання безперебійного електропостачання усім споживачам електроенергії, адже виробляють майже половину від усієї генерованої потужності країни. Через свою значущість, під час воєнних дій, вони можуть бути високопріоритетними цілями для ворожих бомбардувань з метою підриву обороноздатності країни.

Вплив радіації на матеріали та обладнання залежить від типу випромінювання, дози опромінення та умов навколишнього середовища.

Електронне обладнання, яке використовується в системах контролю та управління, є особливо чутливим до іонізуючого випромінювання. В технологічній лінії виробництва вершкового масла таким обладнанням можуть бути блоки живлення, транзистори, сенсори та інше. В результаті впливу радіації у цих системах можуть виникати замикання, що може призвести до їх неправильної роботи або вийти з ладу.

Після опромінення радіацією, системи можуть відчувати зміни в струмі, коефіцієнтах підсилення регуляторів, напрузі пробою та опорі витоку конденсаторів, провідності та внутрішнього нагрівання. Тому важливо приділити увагу запобіганню впливу цього фактору на електричне та електронне обладнання.

Електромагнітний імпульс великої напруженості поля також є серйозною загрозою для обладнання. Його вплив перш за все призводить до виходу з ладу низьковольтних вторинних колів, що може спричинити повний вихід системи з ладу.

4.4.1 Дослідження стійкості роботи електричної частини АЕС в умовах дії іонізуючого випромінювання

Проведемо дослідження стійкості роботи електричної частини АЕС в такій послідовності:

1. Визначаємо елементи від яких залежить функціонування системи електропостачання з потрібною якістю.
2. Визначаємо граничні значення експозиційних доз $D_{ep,i}(P)$ і заносимо до таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Граничні значення експозиційних доз елементів електричної частини АЕС.

№	Блоки	Елементи електричної частини АЕС	$D_{ep,i}(P)$	$D_{ep,i}(P)$	$D_{ep}(P)$
1	Управління автоматизованими дільницями	Інтегральні схеми	10^5	10^3	10^3
		Транзистори	10^5		
		Резистори	10^3		
		Автоматичні вимикачі	10^5		
		Сенсори	10^4		
2	Система керування, РЗ та збудження	Випрямлячі	10^6	10^4	
		Діоди	10^4		
		Магнітний пускач	10^4		
		Конденсатори	10^7		
3	Мікропроцесорна система	Тахогенератор	10^5	10^5	
		Мікросхеми	10^5		
		Блок РЗ	10^5		

3. По мінімальному значенні D_{ep} , визначимо межу стійкості електричної частини АЕС: $D_{ep} = 10^3$.

За формулою 4.13 визначимо можливу дозу опромінення для блоку 1.

$$D_M = \frac{2 \cdot P_{1max} \cdot (\sqrt{t_K} - \sqrt{t_n})}{K_{осл}}, [P] \quad (4.13)$$

$$D_{M1} = \frac{2 \cdot 4,21 \cdot (\sqrt{87600} - \sqrt{1})}{2} = 1242,84 (P)$$

де P_{1max} – максимальне значення рівня радіації (4,21 Р/год), яке очікується на об'єкті через встановлений час $t_K=87600$ годин (10років); $K_{осл}$ – коефіцієнт ослаблення, ($K_{осл} = 2$);

Розрахуємо можливу дозу опромінення для блоку 2:

$$D_{M2} = \frac{2 \cdot 4,21 \cdot (\sqrt{52000} - \sqrt{1})}{2} = 955,818 \text{ (Р)}$$

Розрахуємо можливу дозу опромінення для блоку 3:

$$D_{M3} = \frac{2 \cdot 4,21 \cdot (\sqrt{35000} - \sqrt{1})}{2} = 783,409 \text{ (Р)}$$

Знайдемо допустимий час роботи РЕА за формулою 4.14:

$$t_{дон} = \left(\frac{D_{зр} \cdot K_{осл} + 2 \cdot P_{1max} \cdot \sqrt{t_{\Pi}}}{2 \cdot P_{1max}} \right)^2, \text{ [год]} \quad (4.14)$$

$$t_{дон} = \left(\frac{10^3 \cdot 1 + 2 \cdot 4,21 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 4,21} \right)^2 = 14343,62 \text{ (год)}.$$

Оскільки $D_{зр} < D_M$, то електрична мережа не є стійкою і в ній можуть виникати збої, викликані дією іонізуючого випромінювання, тому потрібно розробити заходи по підвищенню стійкості, зокрема розмістити в приміщенні з $K_{осл} = 3$.

4.4.2 Дослідження стійкості роботи електричної частини АЕС в умовах дії електромагнітного імпульсу

При оцінці впливу електромагнітного імпульсу (ЕМІ) на струмопровідні елементи, важливо враховувати, що ЕМІ мають горизонтальну та вертикальну складові напруженості електричного поля. Тому необхідно визначати значення напруги на вертикальних та горизонтальних ділянках ліній.

За критерієм стійкості роботи електронних, енергетичних систем або окремих їх елементів в умовах дії електромагнітного імпульсу можна прийняти коефіцієнт безпеки.

Початковими умовами оцінки стійкості є:

- Вертикальна складова напруженості електромагнітного поля

$$E_B = 11,18 \text{ (кВ/м)}$$

- Напруга живлення:

Для блоку 1 – 220 (В);

Для блоку 2 – 380 (В);

Для блоку 3 – 12 (В).

Послідовно виконуємо оцінку стійкості:

1) Визначимо горизонтальну складову напруженості електричного поля:

$$E_G = E_B \cdot 10^{-3} = 11,18 \cdot 10^{-3} = 0,01118 \text{ (кВ/м)}.$$

2) Визначимо на кожній ділянці максимальну довжину вертикальних (горизонтальних) струмоведучих частин:

Для вертикальних кабельних наземних ліній:

$$l_{B1} = 1,4 \text{ (м)}, l_{B2} = 1,5 \text{ (м)}, l_{B3} = 1,3 \text{ (м)}.$$

Для горизонтальних кабельних наземних ліній:

$$l_{G1} = 1,3 \text{ (м)}, l_{G2} = 1,2 \text{ (м)}, l_{G3} = 1 \text{ (м)}.$$

3) Визначимо для кожної ділянці напруги наводок на струмопровідних частинах:

$$U_B = E_\Gamma \cdot l_B, \quad (4.15)$$

$$U_B = 0,01118 \cdot 1,3 = 0,015 \text{ (кВ)}$$

$$U_\Gamma = E_B \cdot l_\Gamma \quad (4.16)$$

$$U_\Gamma = 11,18 \cdot 1 = 11,18 \text{ (кВ)}$$

4) Визначимо допустиму напругу живлення для блоку 1 за формулою 4.17.

$$U_{\text{дон}} = U_{\text{жс}} + \frac{U_{\text{жс}}}{100} \cdot N; \quad (4.17)$$

$$U_{\text{дон}} = 12 \cdot \frac{12}{100} \cdot 5 = 12,6 \text{ (В)},$$

де $U_{\text{жс}}$ - напруга живлення; N - допустимі коливання.

5) Визначаємо коефіцієнти безпеки системи для кожної ділянки для блоку 1 за формулою 4.18:

$$K_{\text{б}(в/г)} = 20 \cdot \lg \frac{U_{\text{дон}}}{U_{\text{в}(г)}}; \quad (4.18)$$

$$K_{\text{бВ}} = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{0,0015} = 58,486; (\text{дБ})$$

$$K_{\text{бГ}} = 20 \cdot \lg \frac{231}{11,18} = 1,039. (\text{дБ})$$

Виконаємо аналогічні розрахунки для блоків 2 і 3 та занесемо результати до таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 – розрахунок напруженостей наводки у струмопровідних частинах.

№	Блоки елементів	$U_{ж}$ (В)	E_{Bi} (кВ/м)	$K_{\sigma 1}$ дБ	$K_{\sigma 2}$ дБ	Стійкість
1	Блок 1	12	10,88	58,486	1,039	нестійкий
2	Блок 2	380	10,88	87,41	29,467	нестійкий
3	Блок 3	220	10,88	83,19	24,025	нестійкий

Так як коефіцієнт безпеки $K_{\sigma \Gamma} \leq 40$ (дБ), то апаратура буде не стійка в роботі. Для підвищення стійкості роботи РЕА в умовах дії електромагнітного випромінювання застосовується екранування.

4.4.3 Розробка заходів по підвищенню стійкості роботи електричної частини АЕС в умовах надзвичайних ситуацій

Для підвищення стійкості системи до дії іонізуючого випромінювання достатньо вжити заходів до збільшення коефіцієнту ослаблення капітальних стін до 3.

Для того, щоб технологічна лінія була стійкою в умовах дії електромагнітного імпульсу, необхідно, щоб коефіцієнт безпеки знаходився в межах від 0 до 40 (дБ). Так як по вертикальній складовій для усіх розглянутих блоків $40 \text{ (дБ)} < K_{\sigma} < 40 \text{ (дБ)}$, то апаратура буде нестійкою у роботі і необхідно застосовувати екранування. Будемо використовувати захисті екрани зі сталі. Розрахуємо перехідні затухання енергії електричного поля екранами та товщини стінок екранів для блоку 1.

Розрахуємо сталевий екран прямокутної форми визначивши за формулою 4.19 необхідну товщину екрану для блоку 1:

$$t = \frac{A_{екр}}{k \cdot \sqrt{f}} = \frac{K_{\sigma} - K_{\sigma.розрах}}{k \cdot \sqrt{f}}, \quad (4.19)$$

$$t = \frac{40 - 1,039}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,066.$$

де K_{σ} - необхідне гасіння в екрані, дБ; f - 15000 власна частота сталевого екрану, Гц; $k=5,2$ для сталі.

Проведемо аналогічні розрахунки для блоків 2 та 3 і занесемо результати до таблиці 4.3.

Таблиця 4.3 – Дані розрахунку захисного екрану по різних блокам

№	Блоки елементів	$A_{екр}$ (дБ)	t (см)
1	Блок 1	38,961	0,066
2	Блок 2	10,533	0,017
3	Блок 3	15,975	0,025

Для забезпечення стійкості системи до електромагнітних імпульсів, рекомендується вжити такі заходи: встановити захисний екран зі сталі, який має стінки товщиною 0,025 (см), а також встановити швидкодіючий пристрій вимкнення. Ці заходи допоможуть забезпечити надійну роботу автоматичних систем навіть в умовах, коли впливають іонізуюче випромінювання та електромагнітний імпульс, забезпечуючи їх працездатність.

Отже в ході виконання роботи було проведено дослідження стійкості роботи АЕС в умовах дії загрозливих чинників, зокрема іонізуючого випромінювання та електромагнітного імпульсу. Результати експериментів підтвердили необхідність удосконалення систем безпеки АЕС для забезпечення їхньої ефективної роботи в умовах надзвичайних ситуацій.

Робота над дослідженням та підвищенням стійкості роботи АЕС в умовах загрозливих чинників є актуальною та важливою для забезпечення безпеки та надійності енергетичних систем. Розроблені заходи та рекомендації можуть слугувати основою для подальших покращень у сфері ядерної енергетики та забезпечити більш високий рівень захисту АЕС в умовах надзвичайних ситуацій.

4.5 Висновки до розділу 4

Під час виконання даного розділу було поставлено та обґрунтовано задачу розрахунку захисного заземлення ВРУ, що знаходяться на Хмельницькій АЕС. Відповідно до вхідних даних було побудовано план захисного заземлення ВРУ-750 кВ та знайдено опори природнього і штучного заземлюючих приладів. Визначено відношення питомого опору верхнього шару ґрунту до питомого опору нижнього шару ґрунту та середню відстань між вертикальними заземлювачами. Розраховано відношення середньої відстані між вертикальними заземлювачами до довжини вертикальних заземлювачів і знайдемо функцію відношення. Знайдено еквівалентний питомий опір землі та сумарну довжину горизонтальних та вертикальних заземлювачів. Відповідно до розрахунку отриманий опір штучного заземлювача становить 1,364 Ом і перевищує значення допустимого опору. Розрахувавши повний опір штучного та природних заземлювачів, який становить 0,39 Ом зробимо висновок, про вірність виконаних розрахунків.

Досліджено роботу електричної частини АЕС в умовах дії іонізуючих випромінювань, електромагнітних імпульсів та запропоновано заходи з підвищення стійкості роботи електричної частини АЕС в умовах надзвичайних ситуацій. На АЕС необхідно встановити захисний екран зі сталі, який має стінки товщиною 0,025 (см), а також швидкодіючий пристрій вимкнення. Дані заходи допоможуть підвищити надійність у сфері ядерної енергетики та забезпечити більш високий рівень захисту АЕС в умовах надзвичайних ситуацій.

5 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

Невід'ємною частиною будь-якої науково-дослідної роботи є виконання економічних розрахунків. Без розрахунку витрат та капіталовкладень ніяка розробка не буде реалізована на практиці, адже саме дані розрахунки дозволяють зробити висновки про доцільність і рентабельність запропонованих ідей.

Особливістю роботи розподільних електричних мереж з ВДЕ є те, що навіть коли вони розімкнені, але працюють паралельно з магістральними мережами, то утворюються лінії з двостороннім живленням. В цих випадках, а, як правило, мережі працюють саме так, виникає задача компенсації впливу мережі вищої напруги на мережу нижчої напруги. Як відомо, наслідком такого впливу є додаткові втрати електроенергії в мережі нижчої напруги. Зменшити ці втрати можна, коригуючи потоки потужності між ВДЕ і централізованими джерелами електроенергії. Реально це можна зробити або змінюючи потужність ВДЕ, або змінюючи коефіцієнти трансформації трансформаторів зв'язку розподільної і магістральної мереж. В першому випадку відповідним чином коригується графік генерування ВДЕ, а в другому – має бути в робочому стані пристрій РПН та повинен бути певний запас навантажувальної здатності трансформатора зв'язку. Для коригування потоків потужності в ЛЕС використовуються керовані ВДЕ. Коригувальних дій ВДЕ, як правило, недостатньо і для оптимізації потоків потужності в ЛЕС необхідно задіяти трансформатори зв'язку її з ЕЕС.

Під час формування автоматичної системи керування роботою ВДЕ в електричній мережі приходиться враховувати їх природні особливості. Сумісна їх робота повинна організовуватися таким чином, щоб досягався системний техніко-економічний ефект. ВДЕ повинні працювати з максимальним прибутком, створюючи умови для зменшення витрат електроенергії в електричній мережі, покращення якості напруги та забезпечення надійності електропостачання [33].

5.1 Зниження втрат потужності в електричній мережі за рахунок приєднання ВДЕ

Для виконання розрахунку втрат потужності в електричній мережі ПС Ямпіль 110/10 Ф-15, до складу якого входить Гальжбійвська ФЕС, наведемо схему живильного фідера Ямпільських РЕМ, яка показана на рисунку 5.1.

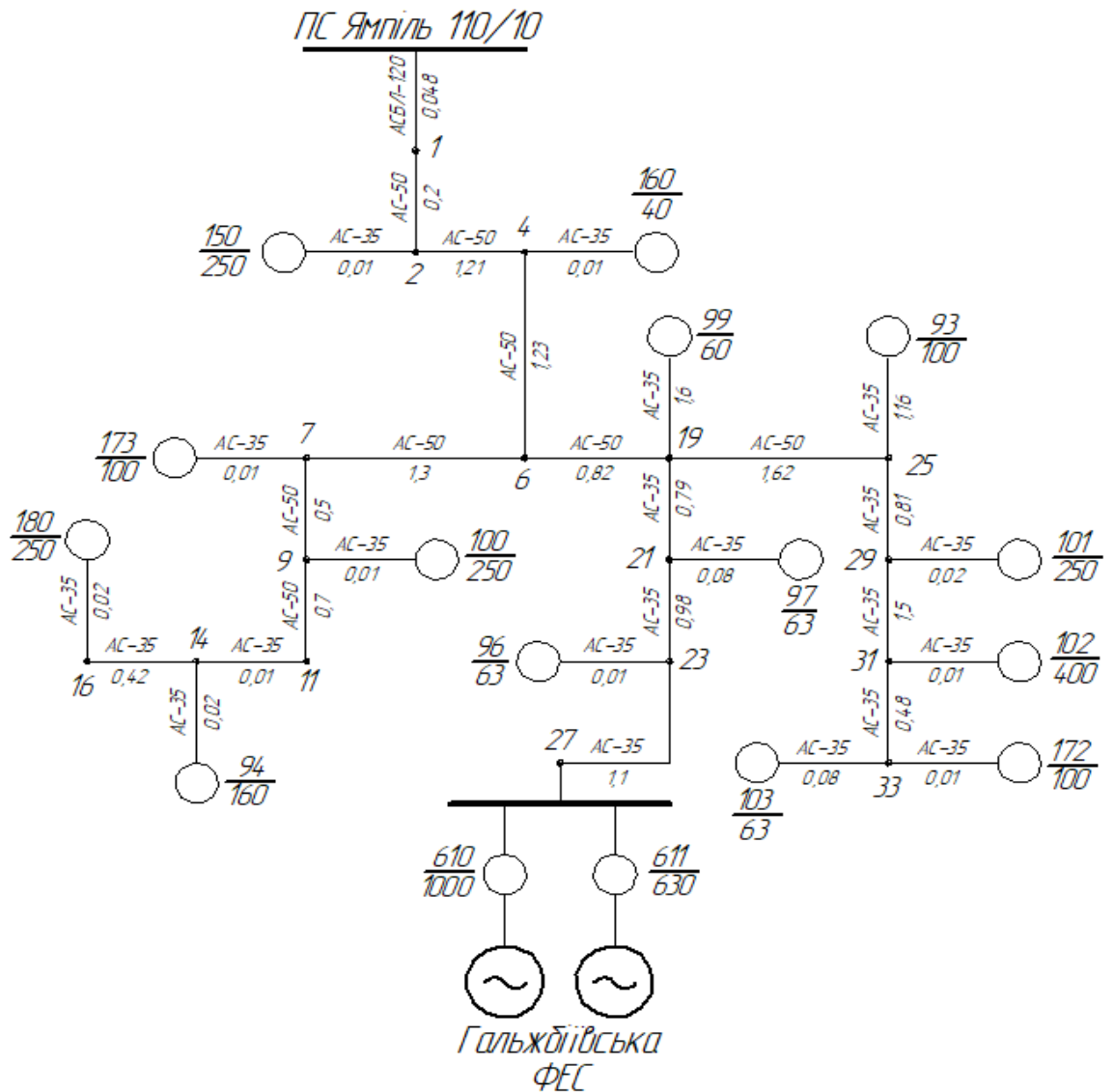


Рисунок 5.1 – Схема Ямпільських РЕМ

Зменшення втрат потужності зі встановленням відновлювальних джерел енергії досягається за рахунок розвантаження електричних мереж. Проте позитивний аспект зменшення потужності може нівелюватися, оскільки

необхідно враховувати технічний стан електричної мережі, до якої приєднується джерело генерування [13].

Розрахунок виконується для даного регіону, адже більше 30% генерування в ньому припадає саме на ВДЕ (95% генерування ФЕС).

Відповідно до [21] протяжність ЛЕП фідера 15 ПС 110/10 «Ямпіль» становить 18 км. Він містить: 37 вузлів, 16 трансформаторних підстанцій сумарною потужністю 2149 кВт та Гальжбіївську ФЕС потужністю 1431 кВт з модулями типу Multi- Si. Розрахункове річне генерування станції становить 1515 МВт год.

В обраному вузлі слід встановлювати ВДЕ різної потужності та проводити підбір значень до моменту поки її встановлена потужність генерування не призведе до зниження сумарних втрат в електричній мережі.

Розрахунок зміни втрат потужності проведемо в програмному комплексі «Втрати 110» [34].

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5200.0 год

Час втрат: 2563.7 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 95.869 МВт / 499.981 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 93.676 МВт / 487.114 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220–35 кВ: 0.806 МВт / 4.742 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 750–330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г

Сумарні втрати в ЛЕП: 0.806 МВт / 4.742 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.057 МВт / 0.295 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 1.330 МВт / 7.830 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.387 МВт / 8.125 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750–35 кВ: 2.193 МВт / 12.866 млн.кВт*г (2.6%)

Рисунок 5.2 – Результати розрахунку втрат потужності в ПК «Втрати»

Використавши спосіб підбору значень активної та реактивної потужності, яку генерує ВДЕ у вузлах схеми знайдемо значення втрат потужності для існуючої електромережі.

Занесемо в таблицю 5.1 всі значення генерації активної та реактивної потужності ВДЕ отримані за допомогою програмного комплексу «Втрати 110» які призвели до зміни втрат потужності в електричній мережі.

Таблиця 5.1 – Результати розрахунків втрат потужності від встановлення ВДЕ

Потужність ВДЕ			Втрат потужності
S, МВА	P, МВт	Q, МВАр	ΔP , МВт
1,019804	1	0,2	3,1
2,039607	2	0,4	3,0
3,059412	3	0,6	2,9
4,079214	4	0,8	2,8
5,099019514	5	1	2,7
6,118823416	6	1,2	2,6
7,138625	7	1,4	2,5
8,158431222	8	1,6	2,4
11,21784293	11	2,2	2,3
13,25745074	13	2,6	2,2
16,31686244	16	3,2	2,1
20,39607805	20	4	2,0
27,53470537	27	5,4	1,9
33,65352879	33	6,6	2,0

Опрацювавши данні розрахунку втрат потужності побудуємо графік (рисунок 5.3) залежності зміни сумарних втрат електричної потужності та електроенергії від генерації ВДЕ.

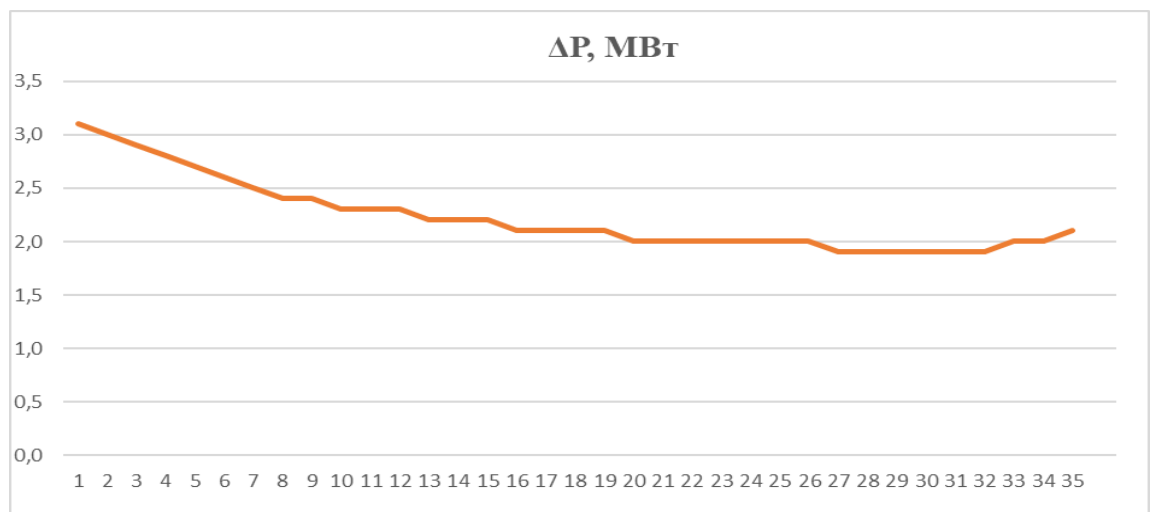


Рисунок 5.3 – Залежність зміни сумарних втрат потужності в електромережі від встановленої потужності ВДЕ

5.2 Дослідження впливу ВДЕ на втрати електричної потужності

Враховуючи, що ВДЕ часто встановлюються приватні компанії або фізичні особи-підприємці, які не підпорядковуються енергосистемі України то визначення термінів окупності не є доцільним розрахунком і не виконується. Щоб оцінити якість критерія оптимальності необхідно знайти мінімальне розрахункове значення натурального ефекту. Дане значення досягається за рахунок зміни встановленої потужності ВДЕ в електромережі.

Відповідно до джерела [33] наведемо формулу 5.1 і розрахуємо втрати електроенергії в поточному режимі.

$$\Delta W = \Delta P \cdot T \cdot 0,001 = 3,1 \cdot 5200 \cdot 0,001 = 16,12, \quad (5.1)$$

де ΔP – це значення втрат потужності отримане в ПК «Втрати»;

T – час втрат.

Всі наступні розрахунки будуть виконані при потужності генерування ВДЕ $S=27+j5,4$ (МВА), оскільки саме при такому значенні досягається максимальний натуральний ефект.

За попередньою формулою розрахуємо значення втрати електроенергії в

оптимальному режимі.

$$\Delta W_0 = 1,9 \cdot 5200 \cdot 0,001 = 9,88$$

Прийнявши, що $d\Delta W_{(1)} = 0$ відповідно до [33] наведемо формулу 5.2 і розрахуємо зниження втрат за рахунок оптимізації.

$$\begin{aligned} d\Delta W &= \Delta W_{0(26)} - \Delta W_{0(27)} + d\Delta W_{(26)}, \\ d\Delta W &= 10,4 - 9,88 + 5,72. \end{aligned} \quad (5.2)$$

Знайдемо значення покрокової зміни втрат електроенергії розраховано за формулою 5.3.

$$\begin{aligned} \Delta W_{i,i+1} &= \Delta W_{i+1} - \Delta W_i, \\ \Delta W_{i,i+1} &= 6,24 - 5,72 = 0,52. \end{aligned} \quad (5.3)$$

Відповідно до [33] введемо формулу 5.4 для знаходження натурального ефекту від встановлення ВДЕ.

$$E_i = \Delta W_{i,i+1} \cdot B + E_{i-1} \quad (5.4)$$

де E – вартість зекономленої електричної енергії, грн/рік;

ΔW - кількість заощадженої електричної енергії, кВт·год/рік;

B - вартість електричної енергії за 1 кВт·год, грн./кВт·год.

Відповідно до постанови Кабінету міністрів України від 30 травня 2023 року № 544 «Про внесення змін до постанови Кабінету Міністрів України від 5 червня 2019 р. № 483» питома ринкова ціна на електроенергію складає для 2023 року – 2,64 грн/кВт·год.

$$E = 0,52 \cdot 2,64 + 16,0732 = 17,5344$$

Зведемо результати розрахунків до таблиці 5.2.

Таблиця 5.2 – Результати розрахунку натурального ефекту

Потужність ВДЕ	Втрати електроенергії в поточному режимі	Втрати електроенергії в оптимальному режимі	Зниження втрат за рахунок оптимізації	Покрокова зміна втрат електроенергії	Натуральний ефект
P	ΔW	ΔW_0	$d \Delta W$	$\Delta W_{i, i+1}$	E
МВт	млн. кВт·год/рік	млн. кВт·год/рік	млн. кВт·год/рік	млн. кВт·год/рік	млн. грн./рік
1	16,12	16,12	0	0	0
2		15,6	0,52	0,52	1,4612
3		15,08	1,04	0,52	2,9224
4		14,56	1,56	0,52	4,3836
5		14,04	2,08	0,52	5,8448
6		13,52	2,6	0,52	7,306
7		13	3,12	0,52	8,7672
8		12,48	3,64	0,52	10,2284
11		11,96	4,16	0	11,6896
13		11,44	4,68	0,52	13,1508
16		10,92	5,2	0,52	14,612
20		10,4	5,72	0,52	16,0732
27		9,88	6,24	0,52	17,5344
33		10,4	5,72	-0,52	16,0732

Графік, який ілюструє взаємозв'язок натурального ефекту економії залежно від встановленої потужності відновлюваних джерел енергії, представлено на рисунку 5.4.

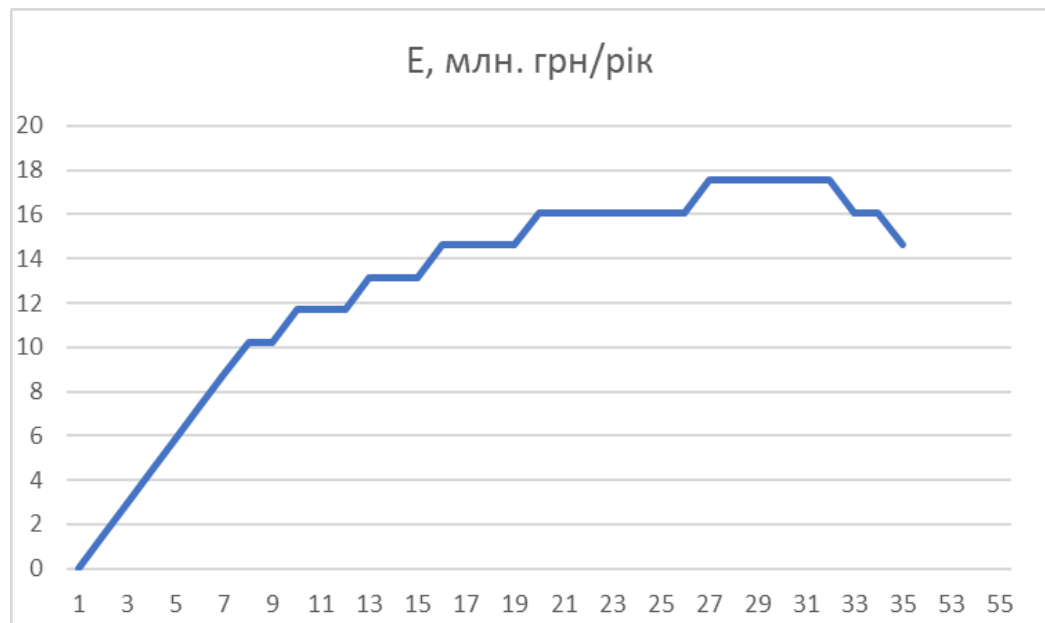


Рисунок 5.4 – Залежність натурального ефекту заощаджених коштів від встановленої потужності ВДЕ

Під час виконання даного розділу було обґрунтовано необхідність виконання техніко-економічного розрахунку в магістерській роботі. Досліджено вплив генерації потужності ВДЕ на баланс потужності та втрати в електричній мережі та наведено способи підвищення балансової надійності за рахунок зниження втрат. Розрахунок було виконано для ПС Ямпіль 110/10 Ф-15, до складу якого входить Гальжбіївська ФЕС, адже більше 30% генерування в ньому припадає саме на ВДЕ (95% генерування ФЕС). Використавши метод підбору значень активних і реактивних потужностей у вузлах мережі використовуючи програмний комплекс «Втрати 110» було наведено значення втрат потужності у вузлах мережі. Проаналізувавши значення втрат було побудовано графік залежності зміни сумарних втрат потужності в електромережі від встановленої потужності ВДЕ. Даний графік показує, що при потужності ВДЕ $S=27+j5,4$ (МВА) виникає натуральний ефект і значення втрат є найменшим. При збільшенні потужності до значення $S=33+j6,6$ (МВА) спостерігається перекомпенсація та зміна перетоків потужності у мережі, що призводить до зростання втрат.

Наступним етапом був розрахунок втрат електроенергії в поточному режимі та розраховано зниження втрат за рахунок оптимізації. Заключним етапом було знайдено значення натурального ефекту від встановлення ВДЕ. Встановлення ВДЕ такої потужності дозволяє зберегти 6,24 млн. кВт·год/рік електроенергії. Перетворивши це в грошовий еквівалент, отримаємо 17,5344 млн. грн./рік.

ВИСНОВКИ

В роботі проаналізовано проблему балансування режиму в електричній системі з відновлюваними джерелами енергії та атомними станціями і визначено їх вплив на роботу системи.

1. Висвітлено поняття режиму та режимних параметрів. Наведено загальні відомості про ВДЕ та АЕС, а також перспективи розробки ММР і їх вплив на роботу мережі. Розкрито питання регулювання частоти і потужності АЕС та впливу ВДЕ на втрати потужності та електроенергії і необхідність дотримання балансів активних та реактивних потужностей.

2. Проведено оцінювання впливу ВДЕ на прикладі Гальжбіївської ФЕС на параметри мережі шляхом визначення імовірнісних характеристик генерування та оцінено вплив її генерування та режимні параметри роботи. Виконано розрахунок балансу потужностей в мережі ПС Ямпіль та проведено оцінювання необхідності встановлення пристроїв для компенсації реактивної потужності. Підвищено балансову надійність за рахунок використання накопичувачів та розраховано їх орієнтовну ємність. Розраховано оптимальну потужність резерву та оптимальну потужність генерування ВДЕ. Проаналізовано процес зниження втрат за рахунок під'єднання ВДЕ та визначено граничну потужність ($P = 59 \text{ МВт}$, $Q = 11,8 \text{ МВАр}$), яку вона може виробляти не збільшуючи втрати, до критичного рівня, за рахунок зміни перетоків потужності.

4. Досліджено вплив роботи АЕС на баланс режиму в електроенергетичній мережі. Для цього було розглянуто питання участі АЕС в покритті добового та річного графіка електричних навантажень. Розраховано графіки навантажень для станції складом 2 блока ВВЕР-1000, що відповідає Хмельницькій АЕС та зміну графіків навантажень від розбудови нових 3 і 4 блоків на ній.

5. Відповідно до теми дипломної роботи в четвертому розділі було проаналізовано важливість та необхідність встановлення захисного заземлення

на ВРУ, що знаходяться на Хмельницькій АЕС для захисту електрообладнання та персоналу і подано вхідні дані які впливають на його розрахунок. Побудовано план захисного заземлення ВРУ-750 кВ та знайдено еквівалентний питомий опір землі та сумарну довжину горизонтальних та вертикальних заземлювачів. Розрахувавши повний опір штучного та природних заземлювачів, який становить 0,39 Ом і не перевищує допустимий (0,5 Ом) зробимо висновок, про вірність виконаних розрахунків. Розрахунок безпеки в надзвичайних ситуації електричної частини АЕС показав необхідність встановлення захисного екрана зі сталі, який має стінки товщиною 0,025 см.

6. В останньому розділі було обґрунтовано необхідність виконання техніко-економічного розрахунку в магістерській роботі. Виконано розрахунок втрат потужності для ПС Ямпіль 110/10 Ф-15 до складу якого входить Гальжбіївська ФЕС та запропоновані ідеї оптимізації режиму роботи даної ФЕС. Визначена оптимальна потужність генерації, яка становить $S=27+j5,4$ МВА, при якій досягається максимальний натуральний ефект та потужність при якій змінюються перетоки потужності в мережі і зростають втрати ($S=33+j6,6$ МВА).

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. . Малогулко Ю. В., Бурикін О. Б., Кацадзе Т. Л., Нетребський В. В. Навчальний посібник. Електричні системи і мережі частина II. Вінниця: ВНТУ, 2021. 158 с.
2. Мельник В. П. Математичні моделі електроенергетичних систем. Київ: ІСДО, 1998. 336 с
3. Маляренко В. А., Лисак Л. В. Енергетика довкілля енергозбереження. Харків: 2004. 359 с
4. Хоменко І. В., Плахтій О. А., Нерубацький В. П., Стасюк І. В. Електроенергетики України. Структура, керування, інновації: монографія. Харків НТУ «ХП», 2020. 122 с.
5. Horvath A. and Rachlew E., “Nuclear power in the 21st century: Challenges and possibilities,” *Ambio*, vol. 45, no. S1, pp. 38–49, 2016
6. A. Chan and A. Ahluwalia, “Feedwater flow measurement in us nuclear power generation stations,” *Electr. Power Res. Inst.*, Washington, DC, USA, Tech. Rep. EPRI-TR–101388, 1992
7. H. Xia, B. Li, and J. Liu, “Research on intelligent monitor for 3D power distribution of reactor core,” *Ann. Nucl. Energy*, vol. 73, pp. 446–454, Nov. 2014.
8. K. Sowe, E. Simmon, K. Zettsu, F. de Vaulx, and I. Bojanova, “Cyber-Physical-Human systems: Putting people in the loop,” *IT Prof.*, vol. 18, no. 1, pp. 10–13, Jan. 2016
9. Україна співпрацюватиме з США щодо створення малих модульних ядерних реакторів SMR — пілотна установка має з’явитися через 2-3 роки URL: <https://itc.ua/ua/novini/ukrayina-spivpratsyuvatyme-z-ssha-shhodo-stvorenniya-malyh-modulnyh-yadernyh-reaktoriv-pilotna-ustanovka-maye-z-yavytysya-cherez-2-3-roky/>
10. Кузнецов М. П., Мельник О. А. Комплексне використання відновлюваних джерел енергії: курс лекцій КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. 303 с.
11. Кудря С. О., Мхітарян Н. М., Резцов В. Ф. та ін. Історія становлення, сучасність та перспективи: монографія. ІВЕ НАН України. – К.: ТОВ «НВТ «Інтерсервіс», 2018. 94 с.

12. Шкрабець Ф. П. Електропостачання: навчальний посібник. Міністерство освіти і науки України, Національний гірничий університет – Д.: НГУ, 2015. 540 с.
13. Лежнюк П. Д., Ковальчук О. А., Нікіторович О. В., Кулик В. В. Відновлювані джерела енергії в розподільних електричних мережах: монографія. Вінниця: ВНТУ, 2014. 204 с.
14. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Собчук Д. С. Аналіз впливу розосередженого генерування на режим розподільних електричних систем, Вісник Вінницького політехнічного інституту– №6. Вінниця: ВНТУ, 2013. 47 с.
15. Барило А. А., Бенменні М., Будько В. І., та інші за заг. ред. Кудрі С. О. Відновлювані джерела енергії: монографія. Київ: ІВЕ НАН України, 2020. 392 с
16. Кириленко О. В., Трач І. В. Технічні особливості функціонування енергосистем при інтеграції джерел розподіленої генерації. Праці Інституту електродинаміки НАН України. Вип. 24, 2009. 3-7 с.
17. Тугай Ю. І., Козирський В. В., Гай О. В., Бодунов В. М. Інтеграція поновлюваних джерел енергії в розподільні електричні мережі сільських регіонів 2011. 63-67 с.
18. Кузьменко Р. М., Лежнюк П. Д. Балансування електроенергії в електроенергетичній системі з фотоелектричними станціями. Матеріали ІІІ Науково-технічної конференції факультету електроенергетики та електромеханіки, тези, доповіді. Вінниця. 2023. URL: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/all-feeem/all-feeem-2023/paper/view/18713/15501>
19. Тонкаль В. Е., Новосельцев А. В., Денисюк С. П. та інші Баланс енергії в електричних колах. АН України, 1992. 312 с.
20. Заболотний І. П. Конспект лекцій з курсу “Електричні системи і мережі” для студентів денної та заочної форм навчання напрямку електротехніка Донецьк: ДонНТУ, 2002. 123 с.
21. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Кравчук С. В. Оптимізація функціонування локальних електричних систем з відновлювальними джерелами енергії. Вінниця: ВНТУ, 2018. 133 с.

22. Жаркин А. Ф., Попов В. А., Ткаченко В. В. Функциональное эквивалентирование электрических сетей при оценке влияния источников распределенной генерации на их режимы. *Электронное моделирование* Т. 35, № 3, 2013. 99–111 с.
23. Железко Ю. С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии. Руководство для практических расчетов. - НЦ ЭНАС, 2009. 456 с.
24. Калюжний Д. М., Карюк А. О., Щербак І. Є. Конспект лекцій з курсу: Електропостачання та електрозбереження Харків ХНУМГ ім. О. М. Бекетова 2016. 112 с.
25. Лежнюк П. Д., Лагутін В. М., Тептя В. В. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2009. 194 с.
26. Постнікова М. В., Квітка С. О. Основи електропривода. Методичні вказівки до практичної роботи. Мелітополь 2020, 22 с.
27. Полтавський І. П. Собівартість енергетичної продукції. Конспект лекцій. Харків 2007, 76 с.
28. Кулініч О. І., Баракін О. Г., Квішніна О. В., Зіновський Р. А. Електротехніка та безпека електроустановок. Навчальний посібник. Черкаси 2012, 640 с.
29. Бондаренко Є. А., Кутін В. М., Лежнюк П. Д. Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Навчальний посібник. [Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах для студентів спеціальності 141.] / Вінниця: ВНТУ, 2018. 46 с.
30. Бондаренко В. О., Ганус О. І., Старков К. О., Шевченко С. Ю. Охорона праці в електроенергетиці. Навчальний посібник. Харків, НТУ «ХП», 2012 177 с.
31. Бондаренко О. В., Іоргачов Д. В. Дослідження опорів заземлювальних пристроїв у неоднорідній землі. Одеса: ОНАЗ ім. О.С. Попова, 2003. 17 с.
32. Бунько В. Я. Матвіїшин П. В. Шаршонь В. Л. Методичні вказівки для виконання практичних робіт з дисципліни «Безпека праці в енергоустановках» для здобувачів вищої освіти денної та заочної форм навчання зі спеціальності 141 “Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка”. Освітній ступінь –

магістр. ВІКТ ВП НУБіП України «БАТІ». 2020. 70 с.

33. Добровольська Л. Н., Кулик В. В., Лежнюк П. Д. Електроощадні технології в електричних мережах енергосистеми. Навчальний посібник. ІВВ Луцького НТУ Луцьк. 2018. 327 с.

34. Лежнюк П. Д., Кулик В. В., Кравцов К. І., Бурикін О. Б., Комар В. О. Комп'ютерна програма «Програмний комплекс розрахунку втрат потужності і електроенергії в розподільних електричних мережах 110(35)-10(6)-0,4 кВ та розробки заходів щодо їх зменшення – Втрати» («Втрати») Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір №34106. Державний департамент інтелектуальної власності МОН України, Відділ з питань авторського права і суміжних прав. 2010.

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ
ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ
ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Балансування режиму електроенергетичної системи за участі атомних електричних станцій і відновлюваних джерел енергії

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(БДР, МКР)

Підрозділ кафедра електричних станій та систем, факультет електроенергетики та електромеханіки
(кафедра, факультет)

Показники звіту подібності Unichesk

Оригінальність _____ Схожість _____

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

- 1. Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак плагіату.
- 2. Виявлені у роботі запозичення не мають ознак плагіату, але їх надмірна кількість викликає сумніви щодо цінності роботи і відсутності самостійності її виконання автором. Роботу направити на розгляд експертної комісії кафедри.
- 3. Виявлені у роботі запозичення є недобросовісними і мають ознаки плагіату та/або в ній містяться навмисні спотворення тексту, що вказують на спроби приховування недобросовісних запозичень.

Особа, відповідальна за перевірку _____
(підпис)

Вишневський С. Я.
(прізвище, ініціали)

Ознайомлені з повним звітом подібності, який був згенерований системою Unichesk щодо роботи.

Автор роботи _____
(підпис)

Кузьменко Р. М.
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи _____
(підпис)

Лежнюк П. Д.
(прізвище, ініціали)

ДОДАТОК Б

Технічне завдання МКР

Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.)

(підпис)

" _____ " _____ 2023 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

**БАЛАНСУВАННЯ РЕЖИМУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ ЗА
УЧАСТІ АТОМНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ І ВІДНОВЛЮВАНИХ
ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ**

08-21.МКР.007.00.004 ТЗ

Науковий керівник: д.т.н. проф.

_____ Лежнюк П. Д.

(підпис)

Магістр групи 1ЕС-22м

_____ Кузьменко Р. М.

(підпис)

Вінниця 2023 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) актуальність досліджень полягає в впровадженні новітніх енергетичних технологій для забезпечення балансу режиму в електроенергетичній мережі. Активне збільшення генерації ВДЕ може призвести до порушень балансу режиму через неможливість точного прогнозування їх генерації. До того ж блоки АЕС не можуть брати участь в регулюванні активної потужності. Поява небалансів в енергосистемі значно впливає на якість електроенергії, а значні відхилення можуть призвести до негативних і незворотних процесів в електричній мережі. Магістерська кваліфікаційна робота спрямована на дослідження та аналіз технічних, економічних та екологічних аспектів генерування АЕС та ВДЕ.

б) наказ ректора ВНТУ № 247 від 18 вересня 2023 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – підвищення ефективності функціонування ОЕС України за рахунок оцінювання ймовірнісних характеристик покриття графіків навантаження, а також аналізу перспектив впровадження штучного інтелекту та малих модульних реакторів для покращення балансової надійності та зменшення втрат як складової балансу;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

1. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Кравчук С. В. Оптимізація функціонування локальних електричних систем з відновлювальними джерелами енергії: Монографія. Вінниця: ВНТУ 2018р., 133 с.

4. Технічні вимоги до виконання МКР

Передбачається аналіз роботи АЕС які співпрацюють в об'єднаній енергосистемі з ВДЕ.

– технічне завдання: оцінювання ймовірнісних характеристик генерування ВДЕ та побудова добових графіків навантаження для АЕС;

– елементна база: електротехнічне обладнання, що має бути встановлено на АЕС та ВДЕ, українського і зарубіжного виробництва (“Південномаш”, “Рівненський завод високовольтної апаратури”, “Siemens”, “ABB” та ін.)

– показники технологічності: експлуатація електрообладнання має виконуватися відповідно до вимог ПУЕ та ПТЕ.

– узгодження графіків генерування АЕС і ВДЕ в покритті графіків навантажень електроенергетичної системи.

5. Економічні показники

Визначити зниження втрат потужності в електричній мережі за рахунок приєднання ВДЕ різної потужності та розрахунок оптимальної потужності генерації ВДЕ, яка призведе до максимального натурального ефекту.

6. Етапи МКР та очікувані результати

№ з/п	Назва та зміст етапів	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	21.09.23	23.09.23	формування технічного завдання
2	Загальні відомості про об’єкт дослідження	24.09.23	29.09.23	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Оптимізація впливу відновлювальних джерел енергії на баланс режиму в електроенергетичній системі	30.09.23	10.10.23	розділ 2 ПЗ
4	Дослідження впливу роботи атомних електростанцій на баланс режиму в електроенергетичній мережі	11.10.23	28.10.23	розділ 3 ПЗ
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	29.10.23	05.11.23	розділ 4 ПЗ
6	Економічна частина	06.11.23	12.11.23	розділ 5 ПЗ
7	Оформлення пояснювальної записки	13.11.23	21.11.23	пояснювальна записка
8	Виконання графічної частини та оформлення презентації	22.11.23	27.11.23	презентація
9	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	8.11.23	01.12.23	Результат перевірки на плагіат, відгук керівника
10	Рецензування МКР	01.12.23	04.12.23	Відгук опонента
11	Захист МКР			Доповідь та відповіді на запитання

7. Очікувані результати

В результаті виконання магістерської кваліфікаційної роботи очікується визначення ймовірнісних характеристик генерування ВДЕ на прикладі Гальжбіївської ФЕС, а також розрахунок втрат як складової балансу потужності і побудова добових та річних графіків електричних навантажень, що віддає АЕС в електроенергетичну мережу. Висвітлено перспективу застосування штучного інтелекту для управління АЕС та можливість встановлення малих модульних реакторів бля підвищення балансової надійності.

8. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР (паперовий екземпляр), ілюстративні матеріали, відгук наукового керівника, відгук опонента, анотації до МКР українською та іноземною мовами, протокол перевірки МКР на наявність текстових запозичень.

9. Порядок контролю виконання та захисту МКР

Виконання етапів розрахункової документації МКР контролюється науковим керівником та завідувачем кафедри ЕСС згідно зі встановленими термінами. Захист МКР відбувається на засіданні екзаменаційної комісії, затвердженої наказом ректора.

10. Вимоги до оформлення МКР

Вимоги викладені в «Положенні про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:2, 2021 р.

11. Вимоги щодо технічного захисту інформації в МКР з обмеженим доступом

Відсутні.

ДОДАТОК В

Імовірнісні характеристики генерування та навантаження

Таблиця В.1 – Імовірнісні характеристики генерування Гальжбіївської ФЕС для літнього періоду 2015 року, компонента 1 [21].

Генерування ФЕС					
Час доби	Компонента 1				
	Min	Max	M	СКВ	Вага
06:00 - 06:30	0.1	67.7	32.6	8.0	0.6
06:30 - 07:00	17.9	116.0	74.9	14.3	0.4
07:00 - 07:30	13.9	221.2	133.3	30.0	0.4
07:30 - 08:00	26.5	310.6	178.0	48.5	0.3
08:00 - 08:30	44.7	435.6	252.7	72.9	0.3
08:30 - 09:00	50.7	559.3	317.8	98.1	0.3
09:00 - 09:30	53.1	564.1	306.0	75.8	0.2
09:30 - 10:00	95.6	695.4	386.2	108.7	0.2
10:00 - 10:30	60.8	713.9	407.2	82.7	0.2
10:30 - 11:00	54.9	865.7	392.1	106.5	0.2
11:00 - 11:30	79.6	504.7	299.2	82.2	0.1
11:30 - 12:00	85.1	714.5	390.3	81.9	0.2
12:00 - 12:30	71.0	812.0	497.6	110.0	0.2
12:30 - 13:00	127.1	828.0	492.4	200.3	0.3
13:00 - 13:30	121.2	790.1	476.0	135.2	0.3
13:30 - 14:00	4.9	754.0	431.9	202.2	0.2
14:00 - 14:30	7.4	622.9	327.0	84.3	0.2
14:30 - 15:00	56.3	443.3	224.3	66.5	0.1
15:00 - 15:30	40.2	568.4	288.1	79.8	0.2
15:30 - 16:00	10.6	455.3	206.7	54.1	0.1
16:00 - 16:30	3.1	422.6	208.9	58.6	0.2
16:30 - 17:00	78.4	404.1	222.1	57.8	0.2
17:00 - 17:30	35.2	299.9	187.8	55.7	0.2
17:30 - 18:00	22.0	241.9	136.4	40.5	0.3
18:00 - 18:30	6.7	151.2	97.5	26.0	0.4
18:30 - 19:00	12.3	137.9	86.0	23.1	0.6
19:00 - 19:30	1.1	117.5	57.4	15.6	0.9
19:30 - 20:00	0.7	77.9	32.2	0.8	0.9

де M – математичне очікування генерування ФЕС (кВт), СКВ – середньоквадратичне відхилення, Min, Max – порогові значення компонент.

Таблиця В.2 – Імовірнісні характеристики генерування Гальжбіївської ФЕС для літнього періоду 2015 року, компонента 2 [21].

Генерування ФЕС					
Час доби	Компонента 2				
	Min	Max	М	СКВ	Вага
06:00 - 06:30	70.0	92.8	85.9	19.1	0.3
06:30 - 07:00	132.7	211.3	150.6	27.6	0.5
07:00 - 07:30	226.4	316.5	267.5	27.8	0.3
07:30 - 08:00	359.4	493.6	441.5	34.2	0.4
08:00 - 08:30	456.9	567.0	521.1	33.4	0.2
08:30 - 09:00	567.3	709.7	713.9	38.1	0.2
09:00 - 09:30	600.3	831.1	731.8	69.7	0.2
09:30 - 10:00	752.7	942.2	864.7	45.7	0.2
10:00 - 10:30	735.2	992.1	874.0	81.9	0.2
10:30 - 11:00	780.2	1110.3	983.2	89.8	0.3
11:00 - 11:30	588.0	1084.4	849.3	111.8	0.2
11:30 - 12:00	782.4	1147.0	983.5	102.3	0.3
12:00 - 12:30	825.2	1096.7	994.6	82.9	0.2
12:30 - 13:00	841.3	1164.3	1040.3	85.6	0.3
13:00 - 13:30	837.9	1097.0	1002.4	75.0	0.2
13:30 - 14:00	831.7	1118.0	972.1	77.1	0.3
14:00 - 14:30	729.9	1096.7	952.6	90.4	0.4
14:30 - 15:00	478.5	1179.7	856.1	139.4	0.6
15:00 - 15:30	674.4	904.8	783.6	54.6	0.3
15:30 - 16:00	528.5	870.6	722.2	81.4	0.5
16:00 - 16:30	430.0	734.2	594.3	74.5	0.3
16:30 - 17:00	407.2	604.0	557.8	66.1	0.4
17:00 - 17:30	338.7	447.6	408.1	65.7	0.5
17:30 - 18:00	250.2	333.2	305.5	57.0	0.4
18:00 - 18:30	156.1	265.6	203.7	23.6	0.4
18:30 - 19:00	144.4	169.1	153.3	7.4	0.3
19:00 - 19:30	137.3	240.6	174.3	31.5	0.1
19:30 - 20:00	81.0	125.5	101.8	15.4	0.1

де М – математичне очікування генерування ФЕС (кВт), СКВ – середньоквадратичне відхилення, Min, Max – порогові значення компонент.

Таблиця В.3 – Імовірнісні характеристики генерування Гальжбіївської ФЕС для літнього періоду 2015 року, компонента 3 [21].

Генерування ФЕС					
Час доби	Компонента 3				
	Min	Max	М	СКВ	Вага
06:00 - 06:30	94.1	108.0	101.8	2.9	0.1
06:30 - 07:00	212.6	242.2	226.4	2.7	0.1
07:00 - 07:30	320.2	439.6	369.9	29.4	0.3
07:30 - 08:00	496.6	657.4	554.4	37.6	0.3
08:00 - 08:30	582.4	788.5	669.8	45.8	0.5
08:30 - 09:00	710.2	931.4	803.6	45.6	0.5
09:00 - 09:30	860.1	1073.6	947.1	46.4	0.6
09:30 - 10:00	960.7	1188.7	1060.3	46.6	0.6
10:00 - 10:30	1044.0	1270.7	1142.1	47.2	0.6
10:30 - 11:00	1135.9	1349.7	1232.1	46.6	0.5
11:00 - 11:30	1107.8	1386.7	1263.6	57.0	0.7
11:30 - 12:00	1178.3	1411.7	1289.2	50.9	0.5
12:00 - 12:30	1135.9	1430.3	1280.6	68.5	0.6
12:30 - 13:00	1172.3	1474.6	1315.8	57.2	0.6
13:00 - 13:30	1110.0	1382.1	1262.1	67.8	0.5
13:30 - 14:00	1144.8	1399.7	1260.8	59.1	0.5
14:00 - 14:30	1114.3	1367.3	1218.5	52.7	0.4
14:30 - 15:00	1096.7	1266.4	1160.6	37.6	0.3
15:00 - 15:30	924.9	1159.0	1043.0	51.7	0.6
15:30 - 16:00	891.9	1134.4	970.5	50.1	0.4
16:00 - 16:30	741.0	935.4	828.3	37.6	0.5
16:30 - 17:00	613.9	719.7	660.5	20.7	0.4
17:00 - 17:30	452.3	515.2	484.7	15.4	0.3
17:30 - 18:00	335.6	391.2	360.3	11.9	0.3
18:00 - 18:30	272.1	325.2	295.2	17.0	0.2
18:30 - 19:00	178.6	216.3	197.1	10.3	0.1
19:00 - 19:30	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
19:30 - 20:00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

де М – математичне очікування генерування ФЕС (кВт), СКВ – середньоквадратичне відхилення, Min, Max – порогові значення компонент.

Таблиця В.4 – Імовірнісні характеристики навантаження Ф-15
Ямпільських РЕМ літнього періоду 2015 року, компонента 1 [21].

Час доби	Компонента 1				
	Min	Max	M	СКВ	Вага
06:00 - 06:30	0.1	958.1	475.1	8.0	0.1
06:30 - 07:00	17.9	978.0	481.9	14.3	0.1
07:00 - 07:30	13.9	996.4	483.2	30.0	0.1
07:30 - 08:00	26.5	1228.1	589.8	48.5	0.1
08:00 - 08:30	44.7	857.2	392.2	72.9	0.1
08:30 - 09:00	50.7	774.8	338.4	98.1	0.1
09:00 - 09:30	53.1	862.9	393.6	75.8	0.1
09:30 - 10:00	95.6	886.9	389.1	108.7	0.1
10:00 - 10:30	60.8	830.7	374.0	82.7	0.1
10:30 - 11:00	54.9	756.1	324.8	106.5	0.1
11:00 - 11:30	79.6	733.2	325.5	82.2	0.1
11:30 - 12:00	85.1	644.4	281.3	81.9	0.1
12:00 - 12:30	71.0	661.0	275.5	110.0	0.1
12:30 - 13:00	127.1	750.7	275.2	200.3	0.1
13:00 - 13:30	121.2	806.3	335.6	135.2	0.1
13:30 - 14:00	4.9	859.7	328.8	202.2	0.1
14:00 - 14:30	7.4	839.5	377.6	84.3	0.1
14:30 - 15:00	56.3	867.3	400.4	66.5	0.1
15:00 - 15:30	40.2	960.8	440.5	79.8	0.1
15:30 - 16:00	10.6	925.2	435.6	54.1	0.1
16:00 - 16:30	3.1	1017.5	479.5	58.6	0.1
16:30 - 17:00	78.4	765.1	353.7	57.8	0.1
17:00 - 17:30	35.2	815.6	380.0	55.7	0.1
17:30 - 18:00	22.0	879.8	419.7	40.5	0.1
18:00 - 18:30	6.7	899.3	436.7	26.0	0.1
18:30 - 19:00	12.3	1002.0	489.5	23.1	0.1
19:00 - 19:30	1.1	986.6	485.5	15.6	0.1
19:30 - 20:00	0.7	994.0	496.6	0.8	0.1

де M – математичне очікування навантаження ЛЕС (кВт), СКВ – середньоквадратичне відхилення, Min, Max – порогові значення компонент

Таблиця В.5 – Імовірнісні характеристики навантаження Ф-15
Ямпільських РЕМ літнього періоду 2015 року, компонента 2 [21].

Час доби	Компонента 1				
	Min	Max	M	СКВ	Вага
06:00 - 06:30	973.3	1020.7	1054.3	23.1	0.9
06:30 - 07:00	993.2	1049.8	1080.7	27.6	0.9
07:00 - 07:30	1011.6	1068.6	1101.2	27.8	0.9
07:30 - 08:00	1243.3	1313.4	1353.9	34.2	0.9
08:00 - 08:30	872.4	940.9	962.9	33.4	0.9
08:30 - 09:00	790.0	1073.1	993.6	138.1	0.9
09:00 - 09:30	878.1	1021.0	1009.4	69.7	0.9
09:30 - 10:00	902.1	995.8	1009.9	45.7	0.9
10:00 - 10:30	845.9	1013.8	989.3	81.9	0.9
10:30 - 11:00	771.3	955.4	920.7	89.8	0.9
11:00 - 11:30	748.4	977.6	919.6	111.8	0.9
11:30 - 12:00	659.6	869.3	815.3	102.3	0.9
12:00 - 12:30	676.2	846.1	812.8	82.9	0.9
12:30 - 13:00	765.9	941.4	915.5	85.6	0.9
13:00 - 13:30	821.5	975.3	958.8	75.0	0.9
13:30 - 14:00	874.9	1033.0	1021.3	77.1	0.9
14:00 - 14:30	854.7	1040.0	1008.2	90.4	0.9
14:30 - 15:00	882.5	1168.3	1091.0	139.4	0.9
15:00 - 15:30	976.0	1087.9	1096.2	54.6	0.9
15:30 - 16:00	940.4	1107.3	1086.9	81.4	0.9
16:00 - 16:30	1032.7	1185.4	1177.0	74.5	0.9
16:30 - 17:00	780.3	915.8	901.2	66.1	0.9
17:00 - 17:30	830.8	965.5	953.9	65.7	0.9
17:30 - 18:00	895.0	1011.9	1011.2	57.0	0.9
18:00 - 18:30	914.5	962.9	993.8	23.6	0.9
18:30 - 19:00	1017.2	1032.4	1084.1	7.4	0.9
19:00 - 19:30	1001.8	1066.4	1094.2	31.5	0.9
19:30 - 20:00	1009.2	1040.8	1083.3	15.4	0.9

де M – математичне очікування навантаження ЛЕС (кВт), СКВ – середньоквадратичне відхилення, Min, Max – порогові значення компонент

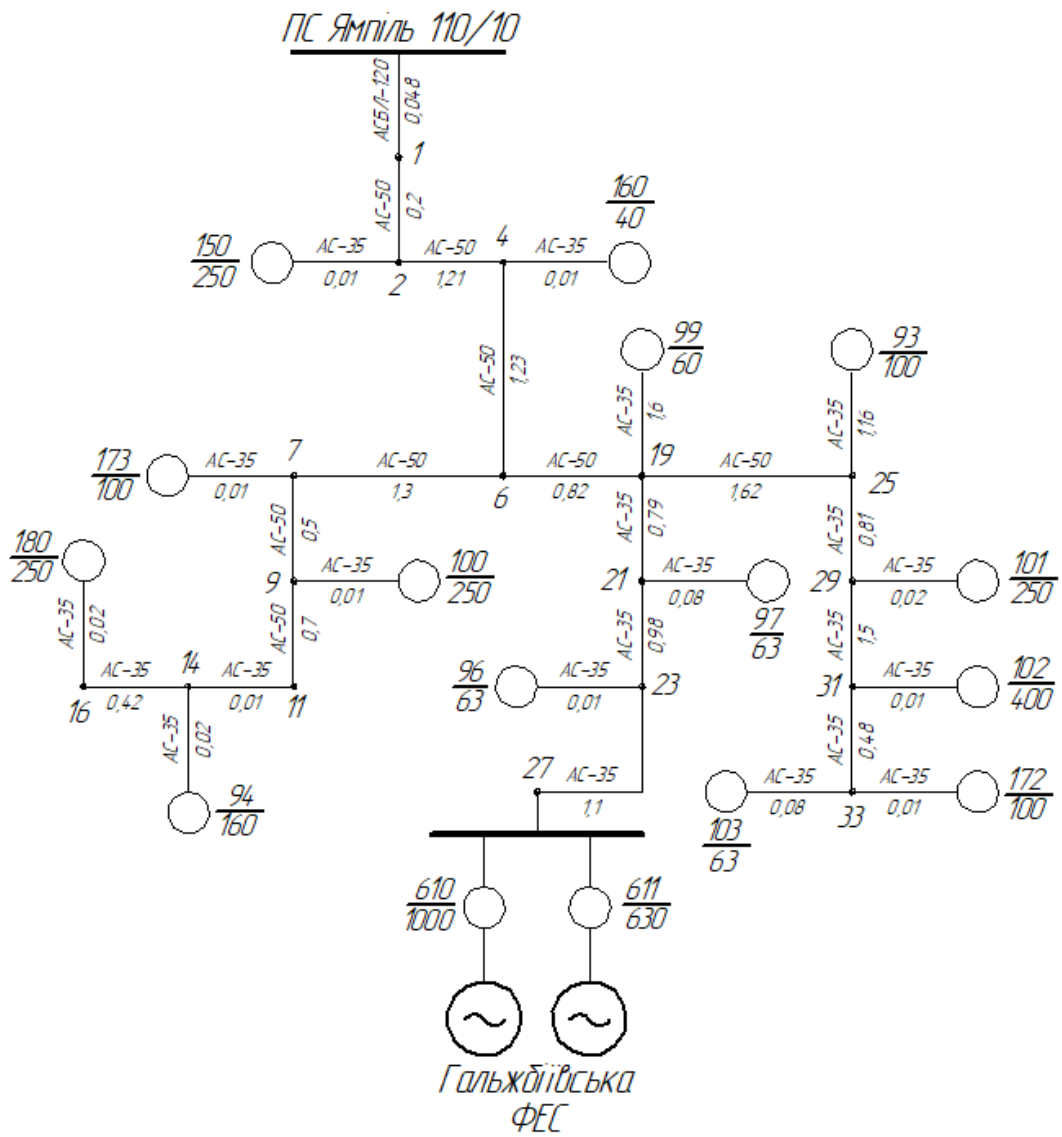


Рисунок В.1 – Схема живильного фідера 15 Ямпільських РЕМ

ДОДАТОК Г

ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА**БАЛАНСУВАННЯ РЕЖИМУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ
ЗА УЧАСТІ АТОМНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ І ВІДНОВЛЮВАНИХ
ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ**

(Назва магістерської кваліфікаційної роботи або проєкту)

Студент

(підпис)

(прізвище, ініціали)

Керівник роботи

(підпис)

(прізвище, ініціали)



Міністерство освіти та науки України
Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики, електротехніки та
електромеханіки
Кафедра ЕСС

Магістерська кваліфікаційна робота на тему:

**БАЛАНСУВАННЯ РЕЖИМУ
ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ ЗА УЧАСТІ
АТОМНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ І
ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ**

Виконав: студент 2 курсу групи ІЕС-22м
Спеціальності 141 – «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
за ОП «Електроенергетика та електротехніка»
Кузьменко Р. М.

Керівник: д. т. н., професор
Лежнюк П. Д.

Вінниця 2023

План

2

1. Актуальність
2. Загальні відомості про АЕС;
3. Загальні відомості про ВДЕ;
4. Вплив метеопараметрів на генерацію ВДЕ;
5. Необхідність дотримання балансу режиму;
6. Розрахунок втрат потужності як складової балансу режиму;
7. Підвищення балансової надійності за рахунок використання накопичувачів;
8. Застосування штучного інтелекту для підвищення надійності експлуатації АЕС
9. Малі модульні реактори
10. Участь АЕС в покритті добового графіка електричних навантажень;
11. Добові графіки потужності, що віддаються в систему та місцевий район;
12. Регулювання частоти та потужності на енергоблоках атомних електростанцій
13. Захисне заземлення ВРУ-750 кВ;
14. Визначення оптимальної потужності генерації ВДЕ
15. Висновок

1. Актуальність



2. Загальні відомості про АЕС

Атомна енергетика наразі є одним з найважливіших постачальників електроенергії в Україні, адже на них генерується більше 50% всієї електроенергії.

За кількістю ядерних реакторів Україна посідає сьоме місце у світі та п'яте в Європі.

Всі реактори типу ВВЕР. Запорізька АЕС з 6 енергоблоками загальною потужністю в 6000 МВт є найпотужнішою в Європі. Загальна потужність АЕС України становить 13 880 МВт.



3. Загальні відомості про ВДЕ

Відновлювані джерела енергії – це такі джерела, які поновлюються природним шляхом.

До відновлюваних джерел енергії належать енергія Сонця, вітер, гідроенергія, природна тепла енергія, тощо.

З кожним роком частка генерації ВДЕ в Україні стрімко збільшується і сьогодні сягає близько 8%.



4. Вплив метеопараметрів на генерацію ВДЕ

Основою прогнозування є визначення метеопараметрів, які впливають на вироблення електроенергії ВДЕ:

- Вологість повітря;
- Сонячна радіація на поверхні планети та озонового шару;
- Температура панелі та оточуючого середовища;
- Швидкість вітру;
- Хмарність.



5. Необхідність дотримання балансу режиму

7

Особливістю виробництва та споживання електроенергії є рівність виробленої і витраченої в одиницю часу електроенергії (потужності). Отже, в електричній системі повинен виконуватись баланс (рівність) потужностей.

$$P_2 = P_{сн} + \Delta P_{пер} + \Delta P_{сн} \quad Q_2 + Q_L + Q_{кп} = \Delta Q_{пер} + Q_{с.н.}$$



6. Розрахунок втрат потужності як складової балансу режиму

При розрахунку балансу потужності необхідно враховувати складу втрат, адже втрати в електромережі України можуть сягати 12%.

Баланс активних потужностей записується як:

$$P_{\Gamma} = K_0 \cdot \sum_{i=1}^K P_{ni} + \Delta P_M$$

Балансу реактивної потужності в мережі відповідає рівняння:

$$Q_2 + \sum_{j=1}^K Q_{Cij} + \sum_{i=1}^K Q_{KIII} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^K Q_{ni} + \sum_{i=1}^K \Delta Q_{Ti} + \sum_{j=1}^K Q_{ЛЕПij}$$

j^i $j \neq i$

7. Підвищення балансової надійності за рахунок використання накопичувачів

9

Одним із перевірених та найбільш ефективним способом підвищення балансової надійності генерування ВДЕ визначають накопичення в акумуляторних батареях надлишкової електроенергії, яка виникає під час небалансу та її використання у випадку недостатнього обсягу генерування.



8. Застосування штучного інтелекту для підвищення надійності експлуатації АЕС

Останні десятиліття стали свідками значного прогресу в галузі штучного інтелекту, особливо в методах глибокого навчання. Тому перспективним напрямком може бути застосування цих методів на АЕС для полегшення умов роботи операторів.



9. Малі модульні реактори

Основна ідея розробки ММР – це забезпечення ефективнішого охолодження реактора враховуючи його компактні розміри використовуючи атмосферне повітря та підвищення безпеки експлуатації.



10. Участь АЕС в покритті добового графіка електричних навантажень

12

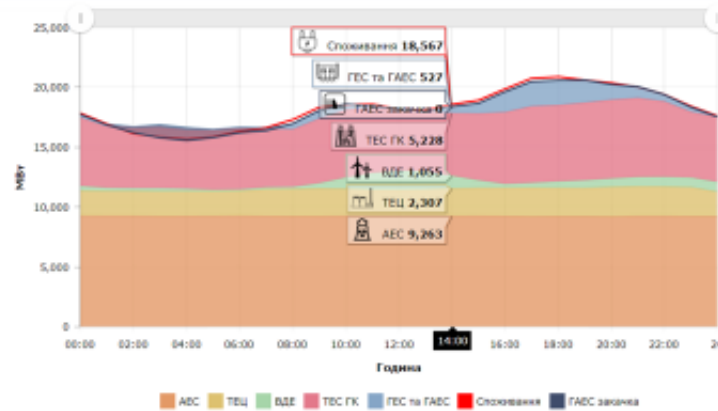


Рисунок 1 - Покриття добового графіка електроспоживання 27.12.2020

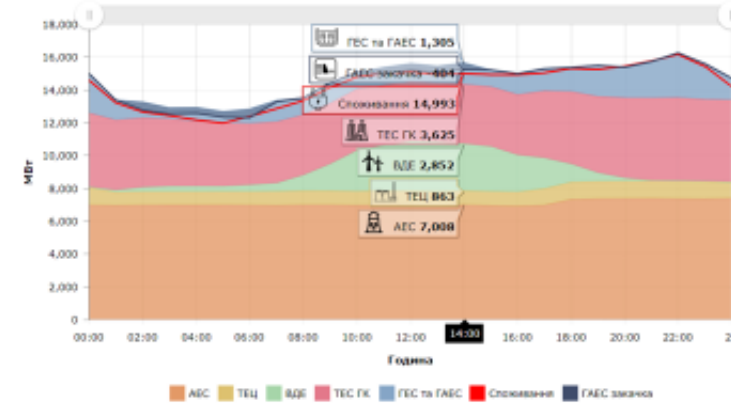


Рисунок 2 - Покриття добового графіка електроспоживання 27.06.2020

11 Добові графіки потужності, що віддаються в систему та місцевий район

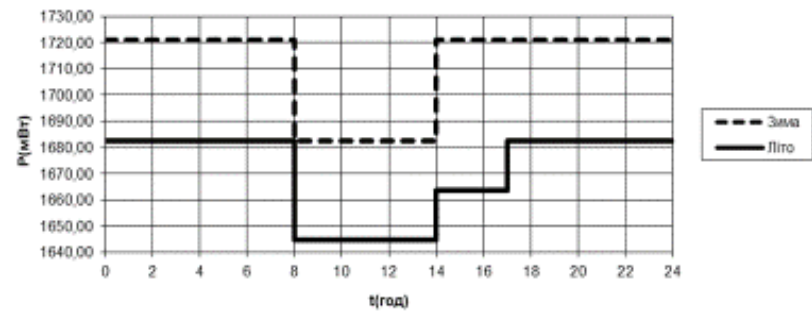


Рисунок 1 – Добовий графік потужностей, що віддаються в систему

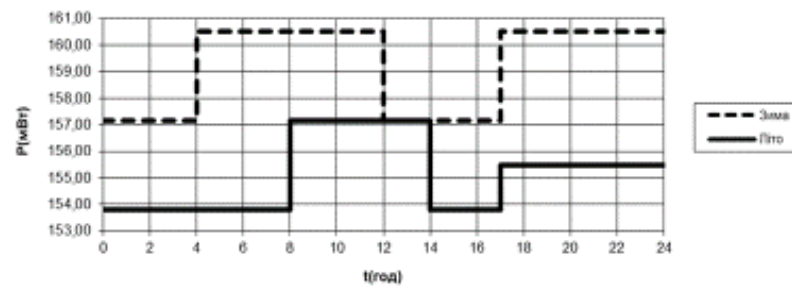


Рисунок 2 – Добовий графік потужностей, що віддаються в місцевий район

12. Регулювання частоти та потужності на енергоблоках атомних електростанцій

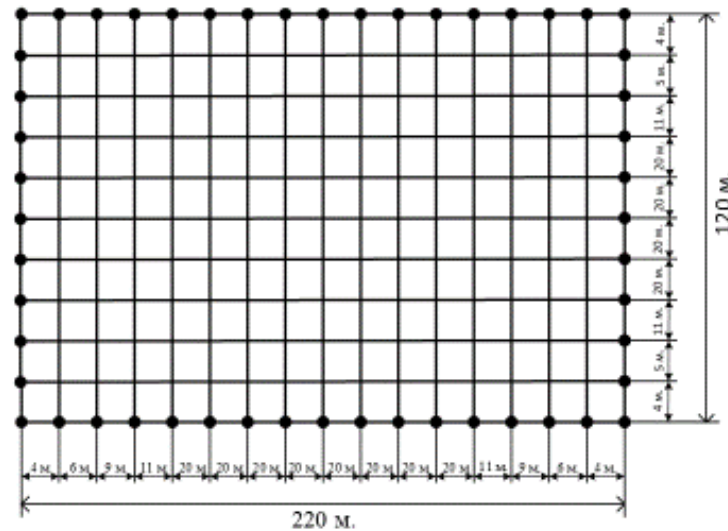
14



Для енергоблоків АЕС встановлено норми для регулювання частоти, щоб не порушити регламенти безпечної експлуатації. Для реактора типу ВВЕР-1000 допустима зміна потужності на $\pm 2\% P_{\text{ном}}$ і на $\pm 5\% P_{\text{ном}}$ для реактора типу ВВЕР-440 без обмеження швидкості і кількості зміни циклів (первинне регулювання).

13. Захисне заземлення ВРУ-750 кВ

З метою захисту від ураження електричним струмом персоналу та обладнання на ВРУ Хмельницької АЕС виконують захисне заземлення. Захисне заземлення виконується з'єднанням металевих частин електрообладнання, що захищається, з землею чи її еквівалентом.



14. Визначення оптимальної потужності генерації ВДЕ

Потужність ВДЕ			Втрат потужності
S, МВА	P, МВт	Q, МВАр	ΔP, МВт
1,019804	1	0,2	3,1
2,039607	2	0,4	3,0
3,059412	3	0,6	2,9
4,079214	4	0,8	2,8
5,099019514	5	1	2,7
6,118823416	6	1,2	2,6
7,138625	7	1,4	2,5
8,158431222	8	1,6	2,4
11,21784293	11	2,2	2,3
13,25745074	13	2,6	2,2
16,31686244	16	3,2	2,1
20,39607805	20	4	2,0
27,53470537	27	5,4	1,9
33,65352879	33	6,6	2,0

При потужності ВДЕ $S=27+j5,4$ (МВА) виникає максимальний натуральний ефект і значення втрат є найменшим. При збільшенні потужності до значення $S=33+j6,6$ (МВА) спостерігається перекомпенсація та зміна перетоків потужності у мережі, що призводить до зростання втрат.

Розрахунки показали, що встановлення ВДЕ такої потужності дозволяє зберегти 6,24 млн. кВт·год/рік електроенергії. Перетворивши це в грошовий еквівалент, отримаємо 17,5344 млн. грн./рік.

Висновок

- В роботі було розглянуто особливості роботи АЕС і ВДЕ, досліджено вплив метеопараметрів на нестабільність генерування ВДЕ та наведені методи підвищення точності прогнозування. Висвітлено проблему необхідності дотримання балансу потужності та визначено втрати як складову балансу. Розглянуто необхідність встановлення накопичувачів та визначено їх ємність. Розглянуто перспективу застосування штучного інтелекту для підвищення надійності роботи АЕС та встановлення малих модульних реакторів. Побудовані добові графіки навантаження для АЕС. Розраховано захисне заземлення ВРУ-750 кВ Хмельницької АЕС та визначено оптимальну потужність генерації ВДЕ.

Дякую за увагу!