

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

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
на тему:
**«Особливості прогнозування погодинного графіка генерування
фотоелектричними станціями»**

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

(шифр і група напрямку підготовки, спеціальності)


Підгорець С. В.
(прізвище та ініціали)


Керівник: д.т.н., професор, зав. каф. ЕСС

Комар В. О.
(прізвище та ініціали)

« 05 » грудня 2023 р.

Опонент:  Ковальчук О. А.
(прізвище та ініціали)


« 12 » грудня 2023 р.

Допущено до захисту
Завідувач кафедри ЕСС
 д.т.н., проф. Комар В. О.
(прізвище та ініціали)
« 09 » грудня 2023 р.

Вінниця ВНТУ - 2023 рік

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

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


18 вересня 2023 року

ЗАВДАННЯ НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Підгорецю Сергію Володимировичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Особливості прогнозування погодинного графіка генерування фотоелектричними станціями» керівник роботи д.т.н., професор, зав. каф. ЕСС Комар В. О.

затверджена наказом вищого навчального закладу від 18.09.2023 року № 247





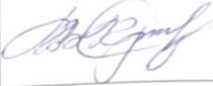

2. Строк подання студентом роботи 05 грудня 2023 року.

3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на сервіси з прогнозами метеопараметрів.

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Аналіз нормативної бази України і досвіду європейських держав щодо забезпечення ринку електричної енергії в умовах розбудови відновлюваних джерел енергії. 2. Дослідження впливу окремих метеопараметрів та їх сукупностей на функціонування ФЕС 3. Аналіз джерел прогнозованих метеопараметрів. 4. Дослідження сучасних методів прогнозування. 5. Інтерфейс програми 6. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Пропонований оптовий ринок електроенергії в Україні. 2. Результати кластерного аналізу. 3. Структура метеопараметрів. 4. Класифікація основних статистичних прогнозних методів 5. Детерміновані підходи розробки прогнозних математичних моделей. 6. Інтерфейс програми.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконав прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Комар В. О., д.т.н., зав. кафедри ЕСС		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Кобилянський О. В. д.пед.н., проф., зав. каф. БЖДПБ <i>Комар В. О.</i>		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		

7. Дата видачі завдання 18 вересня 2023 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		П. м.
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	18.09.23	28.09.23	В. О. Комар
2	Аналіз доступних сервісів прогнозу метеопараметрів	29.09.23	07.10.23	В. О. Комар
3	Аналіз сегментів ринку електричної енергії	08.10.23	24.10.23	В. О. Комар
4	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	25.10.23	01.11.23	В. О. Комар
5	Розроблення системи прогнозування виробітку фотоелектричної станції	02.11.23	07.12.23	В. О. Комар
6	Оформлення пояснювальної записки	08.11.23	12.11.23	В. О. Комар
7	Виконання графічної частини та оформлення презентації	12.11.23	28.11.23	В. О. Комар

Студент


(підпис)

С. В. Підгорець

Керівник роботи


(підпис)

В. О. Комар

ЗМІСТ

ВСТУП	8
1. АНАЛІЗ НОРМАТИВНОЇ БАЗИ УКРАЇНИ І ДОСВІДУ ЄВРОПЕЙСЬКИХ ДЕРЖАВ ЩОДО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ РИНКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В УМОВАХ РОЗБУДОВИ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ	10
1.1. Сегменти ринку України	10
1.2 Учасники оптового ринку	14
1.3 Ринок двосторонніх договорів.....	17
1.4 Ринок на добу наперед.....	18
1.4.1 Взаємозв'язок РДН з ринком двосторонніх договорів	20
1.4.2 Взаємозв'язок РДН з балансуючим ринком.....	21
1.4.3 Взаємозв'язок РДН з ВДР	22
1.5 Врегулювання небалансів	22
1.5.1 Плата за небаланс.....	24
1.5.2 Сторони відповідальні за небаланс	25
1.5.3 Врегулювання небалансів	26
1.6 Управління енергією ВДЕ.....	27
1.6.1 Функції ГП щодо ВДЕ	29
1.7 Європейський досвід фінансового регулювання забезпечення виконання графіка.....	31
1.7.1 Експлуатація системи	32
1.7.2 Оцінювання торгівлі	34
2 ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ОКРЕМИХ МЕТЕОПАРАМЕТРІВ ТА ЇХ СУКУПНОСТЕЙ НА ФУНКЦІОНУВАННЯ ФЕС.....	39
3 АНАЛІЗ ДЖЕРЕЛ ПРОГНОЗОВАНИХ МЕТЕОПАРАМЕТРІВ	51
4 ДОСЛІДЖЕННЯ СУЧАСНИХ МЕТОДІВ ПРОГНОЗУВАННЯ.....	59
4.1 Аналіз методів прогнозування.....	59
4.2 Сучасні методи, що можуть бути використані для прогнозування	68

5. ІНТЕРФЕЙС ПРОГРАМИ	74
6 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	79
6.1 Аналіз умов праці при виконанні робіт, пов'язаних з ремонтом та експлуатацією електричних мереж 110 кВ	79
6.2 Організаційно-технічні рішення з охорони праці для електротехнічного персоналу електричних мереж 110 кВ при ремонті та експлуатації реле	79
6.3 Основні заходи протипожежного захисту при виконанні робіт на лінії	86
ВИСНОВКИ.....	94
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	96
ДОДАТОК А Протокол перевірки кваліфікаційної роботи на наявність текстових запозичень.....	99
ДОДАТОК Б технічне завдання МКР.....	100
ДОДАТОК В Графічна частина.....	103

ВСТУП

В нових економічних умовах все більшого розповсюдження набувають фотовольтаїчні електричні станції (ФЕС) прямого перетворення енергії. Їх використання, крім отримання прибутку від реалізації електроенергії, за певних умов дозволяє розвантажувати електромережі та покращувати якість електроенергії.

Однак зростання їх частки у енергобалансі України, а також збільшення одиничних встановлених потужностей призводить до необхідності врахування та компенсації нестабільності таких джерел енергії. Остання зумовлена значною залежністю режимів їх роботи від впливу навколишнього середовища. Нестабільність режимів роботи ФЕС може негативно впливати на балансову надійність енергосистеми, а також на стійкість її роботи.

Для забезпечення функціонування енергоринку України, враховуючи позитивну тенденцію щодо розбудови ФЕС, очікуються зміни умов їх функціонування з введенням практики попередніх заявок на генерування для узгодження їх сумісної роботи з традиційними джерелами енергії.

Реалізація такого механізму зумовлює необхідність розроблення ефективної програмної системи для короткотермінового прогнозування обсягів електроенергії, генерованих ФЕС та режимів їх роботи. Крім того актуальним є розроблення апаратного комплексу для видачі заявленої електроенергії ФЕС в межах їх балансової належності, використовуючи засоби акумулювання.

Програмна частина комплексу повинна дозволити, на основі економічно обґрунтованих обсягів ретроспективної та прогнозної інформації щодо електричних та метеорологічних параметрів, забезпечити прогнозування імовірного графіка роботи ФЕС.

Апаратна частина комплексу повинна забезпечити вироблення заявленої електроенергії ФЕС з мінімальними відхиленнями та максимальним використанням первинного енергоресурсу шляхом

керування режимами системи акумулювання.

Мета і задачі дослідження. Метою магістерської роботи є визначення заходів з нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення розподільних електричних мереж АТ «Вінницяобленерго».

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

– дослідження наявних методів проектування розвитку електричних мереж;

– вибір відповідного методу розрахунку ustalених режимів ЕМ і проведення таких розрахунків з метою оцінювання працездатності електромереж АТ «Вінницяобленерго» після реалізації їх розвитку;

– вибір оптимального варіанта розвитку електромереж АТ «Вінницяобленерго» та забезпечення надійного та ефективного електропостачання нових споживачів району.

Об'єктом дослідження магістерської роботи є розподільні електричні мережі 110/35 кВ.

Предметом дослідження є методи і засоби проектування електричних мереж.

Методи дослідження. Для аналізу та розв'язання поставлених задач використано методи математичного моделювання. Під час проектування головної схеми електричних з'єднань підстанцій використовуються елементи теорії надійності. Дослідження проводились з використанням комплексу прикладних програм, що розроблені на кафедрі електричних станцій і систем.

Новизна дослідження. Виконано систематизацію заходів реконструкції електричних мереж для підвищення їх ефективності.

Особистий внесок здобувача. Усі результати, які складають основний зміст магістерської роботи, отримані автором самостійно.

1. АНАЛІЗ НОРМАТИВНОЇ БАЗИ УКРАЇНИ І ДОСВІДУ ЄВРОПЕЙСЬКИХ ДЕРЖАВ ЩОДО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ РИНКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В УМОВАХ РОЗБУДОВИ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ

1.1. Сегменти ринку України

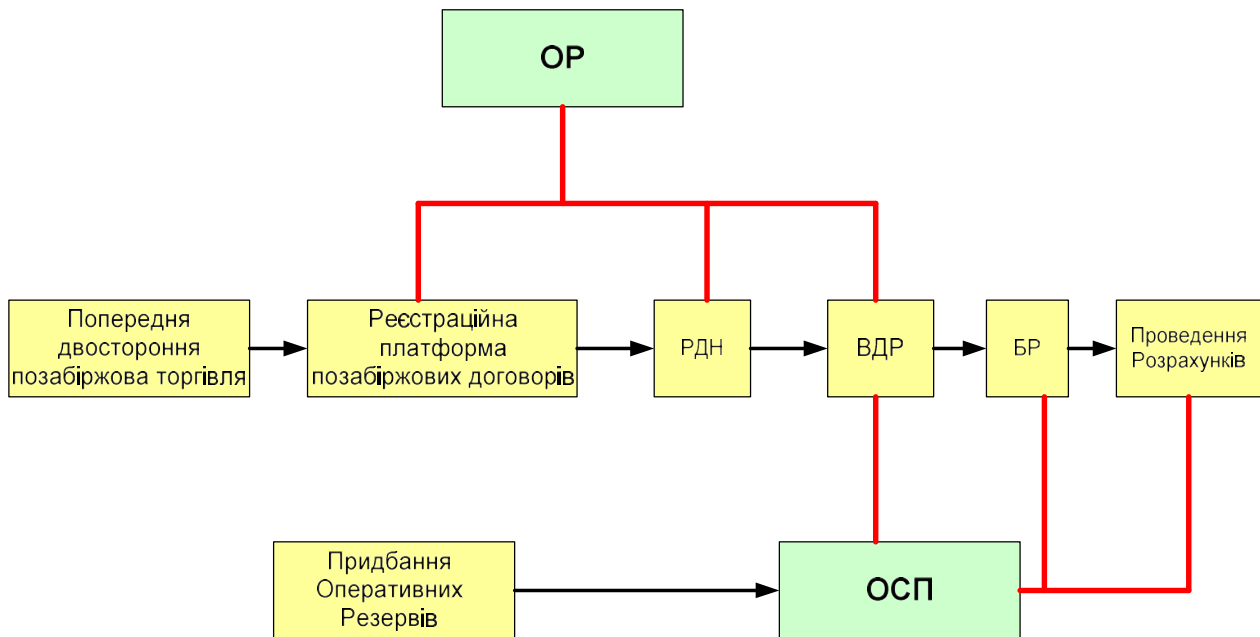


Рисунок 1 – Пропонований оптовий ринок електроенергії в Україні

З метою виконання зобов'язань відповідно до Договору про заснування Енергетичного Співтовариства, українські державні органи влади разом із Секретаріатом Енергетичного Співтовариства (ECS) розпочали процес транспозиції Третього Енергетичного Пакету шляхом підготовки проекту Закону України «Про ринок електричної енергії України». Проект Закону 10 березня 2016 року подано Кабінетом Міністрів України до Верховної Ради України та зареєстровано за №4196.

Проект Закону передбачає ряд нормативно-правових актів (вторинне законодавство), які будуть прийняті органами державної влади, національним органом регулювання та мережевими операторами. З цією метою Секретаріат ЕнС на основі договору про надання гранту з Міністерством закордонних справ

Великобританії створено Проектний офіс в Києві для роботи і підготовки низки необхідних нормативних актів. Оскільки Правила ринку «на добу наперед» та Внутрішньодобового ринку та Правила ринку повинні бути розроблені відповідно до положень проекту Закону, Проектний офіс у Києві виявив необхідність оновлення документу, який визначає структурну модель оптового ринку електроенергії в Україні.

Запропонована модель передбачає двосторонні договори (позабіржова торгівля) з купівлі-продажу електричної енергії, що укладаються наперед, у той час як на етапі за добу до доби постачання буде організовано централізований ринок. НКРЕКП має регулювати мінімальну участь на Ринку «на добу наперед», щоб забезпечити достатню ліквідність. Безперервний Внутрішньодобовий ринок (ВДР) повинен бути організований з метою забезпечення більшого хеджування (страхування від небалансів) учасників ринку перед Оператором системи передачі (ОСП).

Зокрема, відповідно до пропонованої моделі, повідомлення про фізичні двосторонні договори і відповідні графіки подаються Оператору ринку (ОР) до закриття воріт для позабіржової торгівлі, за добу до дня постачання. Постачальники (або споживачі, що напряму купують електроенергію на ринку) і Виробники подають криві заявок/пропозицій на Ринок «на добу наперед» (РДН) на погодинній основі. Пропозиція виробників на РДН формується на поблочній основі (крім енергії ВДЕ, за яких гарантований покупець подає сумарну пропозицію на РДН). Постачальники (та/або споживачі, які купують для власного споживання) подають заявки на основі самостійного прогнозу попиту. Заявки на РДН повинні відповідати обсягу, який ще не законтраковано в рамках двосторонніх договорів, і враховувати зобов'язання щодо резервів. Централізоване управління роботою РДН здійснюється Оператором Ринку (ОР).

ОР здійснює процес співставлення кривих попиту/пропозиції з метою оптимізації розподілу залишкових обсягів на день наперед. Договори за

результатами роботи РДН – це договори між учасниками ринку і ОР за ціною РДН. Торгова платформа Балансуючого ринку і безперервного Внутрішньодобового ринку будуть організовані для послідувочої підтримки ринкових операцій.

Головний новий елемент, представлений у пропозиціях щодо нових механізмів відноситься до роботи фізичного ринку «на добу наперед» (РДН) та безперервного Внутрішньодобового ринку (ВДР), за допомогою яких учасники можуть купувати та продавати електроенергію і змінювати свої позиції якомога ближче до реального часу. РДН це ринок, де торгують енергетичними продуктами з фізичною поставкою, маючи на увазі що тільки учасники, які представляють точки фізичної видачі та відбору електроенергії можуть подавати заявки на цей ринок. Регулятор може дозволити іншим ліцензіатам/учасникам подавати заявки на РДН від імені точок фізичної видачі та відбору.

Безперервний ВДР дозволить всім учасникам ринку (з обох боків) корегувати/змінювати свої позиції, які були сформовані двосторонніми договорами та обсягами, проданими на РДН. Зазначається, що участь на ВДР відбувається на портфельній основі, тобто учасники ринку можуть купувати та продавати обсяги незалежно від того, представлять вони точку відбору (споживання) або видачі (відпуску) електроенергії, або є трейдерами.

З точки зору посилення ліквідності на РДН, проект Закону передбачає, що Регулятор може встановити відповідні зобов'язання.

Виробники ВДЕ за «зеленим тарифом», так само як ТЕЦ за регульованим тарифом, укладають договори з Гарантованим покупцем, який бере на себе зобов'язання продавати ці обсяги на оптовому рівні, наприклад за двосторонніми договорами та/або на РДН або/та на ВДР. Крім того, Гарантований покупець буде зобов'язаним стати Стороною Відповідальною за Баланс (СВБ) перед ОСП щодо обсягів електроенергії, які виробляються виробниками за «зеленим тарифом».

Передумовою для участі у ВДР є участь у ринку двосторонніх договорів та/або на РДН.

Окремо від двосторонніх договорів, РДН та ВДР, ОСП забезпечується процес балансування з метою продажу та купівлі обсягів електроенергії для балансування системи (та розв'язання будь-яких мережевих обмежень). Всі учасники ринку повинні нести відповідальність за баланс перед ОСП (безпосередньо або через СВБ) у відповідності з детальними Правилами ринку, за виключенням виробників ВДЕ за «зеленим тарифом», від імені яких Гарантований покупець несе відповідну відповідальність.

Оптовий ринок організовує розрахунки і грошові потоки між учасниками оптового ринку. Постачальники кінцевих споживачів та споживачі, що здійснюють закупівлю електроенергії напряму (без постачальника) на ринку, в подальшому застосовують також роздрібний ринок. На роздрібному ринку присутні компоненти витрат, що регулюються, наприклад, надання спеціальних послуг в рамках загальносупільних зобов'язань (PSO), або тарифи за використання системи передачі і розподілу, які застосовуються окремо та по факту їх збору постачальниками кінцевих споживачів або самими кінцевими споживачами (у разі, якщо вони купують електроенергію без постачальника), безпосередньо спрямовуються суб'єктам надання послуг або, спочатку, центральному суб'єкту (як ОСП), а потім тим, хто надає відповідні послуги.

МО відповідає за роботу РДН і ВДР, а також за реєстрацію двосторонніх договорів (хоча останні не потребують клірингових операцій з боку ОР). Розрахунки (розрахункові операції) на РДН і ВДР здійснюються до настання реального часу постачання. Відповідні розрахунки проводяться ОР. ОР також може застосовувати механізми клірингу, тобто, обмін (переведення) коштів між учасниками може зробити (європейські біржі роблять це) або призначити для цього третю особу (наприклад, кліринговий дім), який також повинен взяти на себе відповідні ризики.

Після реального часу постачання виникають інші транзакції (закупівля електроенергії та резервів з метою балансування, небаланси і витрати системи), по яким також мають відбутися розрахунки. Ці розрахунки, як процес, проводиться окремо від розрахунків на РДН і ВДР. Для цих операцій розрахунки величин зобов'язань здійснюються ОСП. Однак, кліринг може бути зроблено або ОСП, або третьою особою (наприклад, кліринговим домом), який повинен зробити відповідний ризик, який також повинен взяти на себе відповідні ризики.

У разі, якщо буде залучена третя сторона, наприклад, кліринговий дім, тоді доцільно, щоб вона здійснювала описані вище процеси клірингу.

1.2 Учасники оптового ринку

Всі учасники (окрім споживачів) будуть мати ліцензію НКРЕКП у відповідності до їх ролі на ринку. Учасники можуть приєднатися до Правил РДН, Правил ВДР та Правил ринку (разом іменовані надалі як "правил оптового ринку електроенергії») у більш ніж одній ролі.

Оператор системи передачі (ОСП): його основні завдання включають в себе забезпечення роботи системи передачі і фізичне балансування системи відповідно до умов Кодексу системи передачі. Щодо роботи на ринку, ОСП несе також відповідальність за передачу показань даних обліку в системі передачі для цілей розрахунків. ОСП також відповідальний за прогнозування навантаження на національному рівні, перевірку сумісності диспетчерських графіків з точки зору мережевих обмежень і придбання балансуєної енергії та допоміжних послуг в учасників ринку (від імені інших учасників ринку). Тому ОСП отримує від учасників ринку плату за послуги з передачі та системні послуги (відповідно до затверджених НКРЕКП тарифів). ОСП не може володіти генерацією або купувати-продавати електроенергію з метою отримання прибутку. Йому дозволено купівля-продаж електроенергії лише в обсягах, необхідних для балансування та компенсації втрат в мережах. ОСП

зобов'язаний публікувати всю інформацію щодо роботи системи, яка вимагається Регламентом ЄС 543/2013 та Регламентом ЄС 1227/2011, відомого як REMIT. ОСП має відкрити та управляти своїми власними рахунками з метою виконання вищезазначених обов'язків.

Оператор ринку (ОР). ОР буде організація з відповідною ліцензією, відповідальна за роботу та розрахунки на централізованих ринках, а саме на РДН та ВДР. Приєднання до Правил ринку буде вимогою ліцензії. ОР буде відповідальним за реєстрацію всіх двосторонніх договорів між учасниками ринку, включаючи отримання технічної декларації та номінації, які будуть подаватися до ОСП та в копії до ОР. ОР буде відповідальним за роботу та розрахунки на РДН і ВДР та буде оцінювати здійсненність графіків, що формуватимуться на основі двосторонніх договорів, РДН та ВДР. ОР буде діяти як центральний посередник для фінансових операцій між учасниками ринку щодо обсягів електроенергії, проданих/куплених на РДН та ВДР. Вимоги щодо публікації інформації будуть застосовуватися до ОР з метою належної роботи на ринку. ОР не має права володіти генерацією або купувати-продавати електроенергію з метою отримання прибутку. ОР має відкрити та управляти своїми власними рахунками з метою виконання вищезазначених обов'язків та відповідно звітувати. Пропонується, щоб ОР розробив ефективне програмне забезпечення, яке також дозволить йому надавати дані у відповідності із Регламентом ЄС 1227/2011, відомого як REMIT .

Адміністратор Розрахунків. АР реєструє СВБ та Постачальників послуг з балансування (ППБ), отримує від ОСП та реєструє дані стосовно резервів, отримує та реєструє Остаточні Фізичні Позиції учасників ринку та Чисті (Сальдовані) Позиції СВБ, забезпечує щоб СВБ та ППБ надавали відповідні фінансові гарантії в рамках договорів про відповідальність за баланс та про надання Послу з Балансування, розраховує обсяги та грошові потоки у відповідності з Правилами ринку та здійснює фінансові розрахунки за резерви, на балансуєчому ринку, в тому числі за небаланси, та інші ринкові платежі.

Адміністратор розрахунків має відкрити та управляти своїми власними рахунками з метою виконання вищезазначених обов'язків.

Адміністратор Комерційного Обліку. АКО є організацією, що забезпечує організацію та адміністрування комерційного обліку електроенергії на ринку електроенергії, яка здійснює функцію центральної агрегації даних комерційного обліку. Вона реєструє постачальників послуг комерційного обліку та точки комерційного обліку; адмініструє обмін даними обліку між учасниками ринку, отримує дані комерційного обліку від постачальників послуг комерційного обліку та направляє їх АР та іншим учасникам ринку; створює та управляє відповідними базами даних. АКО не потребує жодних рахунків на оптовому ринку.

Гарантований покупець. Стосовно ВДЕ за «зеленим тарифом», повинен повідомляти про будь-які укладені з ним двосторонні договори (продаж енергії ВДЕ) в агрегованому вигляді (не по кожній станції), прогнозувати та номінувати агрегований фізичний відпуск електроенергії такими об'єктами за добу до доби постачання, та подавати агреговані пропозиції на РДН.

Оператори систем розподілу (ОСР) їх головним завданням є експлуатація систем розподілу відповідно до умов Кодексу систем розподілу. ОСР повинні інформувати АКО про покази лічильників. ОСР можуть залучати інші сторони для надання послуг зчитування даних з лічильників та сертифікації. ОСР не повинен володіти генерацією або купувати-продавати електроенергію з метою отримання прибутку. Вони можуть купувати-продавати електроенергію тільки для компенсації втрат у своїх мережах. ОСР мають відкрити та управляти власними рахунками з метою виконання вищезазначених обов'язків .

Трейдери – ліцензований учасник, який повинен повідомляти про свої двосторонні договори ОР. Зважаючи, що ринок двосторонніх договорів є фізичним ринком, трейдери повинні діяти лише як посередники у фізичній торгівлі продуктами. Тому вранці Д-1, коли генеруючі блоки та точки

споживання повинні бути ідентифіковані відповідно до зареєстрованих двосторонніх договорів, сальдо на рахунках трейдерів має дорівнювати нулю. Трейдери можуть брати участь у РДН, представляючи там точки відпуску або відбору (імпорт та експорт розглядаються як відпуск та відбір(споживання) відповідно). Вони можуть брати участь у ВДР на портфельній основі. Вони повинні мати відповідні рахунки для розрахунків, що проводяться ОР та ОСП.

Сторона відповідальна за баланс. СВБ є особою, яка бере фінансову відповідальність перед ОСП за небаланси, зареєстровані для групи учасників ринку.

1.3 Ринок двосторонніх договорів

Форвардна торгівля буде здійснюватися на повністю двосторонній основі. Наразі не передбачається створення централізованої платформи для укладання двосторонніх договорів, тому очікується, що двосторонні договори будуть укладатися виключно на позабіржовій основі (ОТС).

Згодом може бути корисним створення централізованої платформи для торгівлі форвардними та фінансовими продуктами. Зважаючи на те, що наразі в країні ринок працює на основі моделі пулу, впродовж перших років роботи дизайн ринку включає в себе тільки позабіржові договори (ОТС) як перший крок до роботи Енергетичної Біржі.

Протягом перших років роботи ринку, НКРЕКП з метою підвищення ліквідності на РДН, може визначити для учасників ринку строки та регульовані обсяги мінімальної купівлі-продажу на РДН, що непрямо впливатиме на максимальний обсяг позабіржових договорів.

НКРЕКП повинна періодично відслідковувати зміни на ринку і поступово зменшувати будь-які торгові обмеження.

Двосторонні договори до «закриття воріт» для їх реєстрації повинні відноситись до фізичних продуктів з урахуванням технічної можливості фізичних перетоків електроенергії між зонами енергосистеми. Це означає, що

відповідні договори повинні відноситись до конкретних зобов'язань щодо обсягів відпуску-відбору електроенергії.

Укладання двосторонніх договорів може здійснюватись на оптовому рівні до Д-1, коли договори мають бути виконані або анульовані. ОР повинен бути здатний реєструвати різні двосторонні договори (базове навантаження, пікове навантаження і т.д.), переконавшись, що в цілому вони збігаються для відповідних годин (періоди постачання) і враховані на обох рахунках виробника та постачальника (або кінцевого споживача). Для трейдерів, що виступають тільки як посередники між відпуском та відбором, відповідні рахунки (позиції) на платформі реєстрації двосторонніх договорів по зареєстрованим двостороннім договорам на Д-1 в сумі повинні дорівнювати нулю.

Питання фінансових розрахунків та відповідних фінансових гарантій вирішуються на двосторонній основі без участі ОР. Договори можуть укладатись безпосередньо, або через брокерів (через останніх, як правило укладаються договори для забезпечення фінансової безпеки між контрагентами, в обмін на плату за послуги).

Для зменшення до мінімуму фінансових ризиків ОР України, варіант, що дозволяє проводити фінансові розрахунки за двосторонніми договорами через ОР України (як у випадку італійського ринку, через GME, італійського оператора ринку, який покриває відповідні фінансові ризики) не пропонується. У майбутньому, і за умови, що ОР матиме достатні можливості з управління фінансовими ризиками, розрахунки за двосторонніми договорами також можуть проходити через ОР.

1.4 Ринок на добу наперед

Ринок на добу наперед (РДН) організований як оптовий ринок електроенергії, де здійснюється торгівля погодинними блоками електроенергії на наступну добу.

РДН має бути організований таким чином, щоб забезпечувати можливість купувати та продавати електроенергію з метою доповнення фізичних номінацій, зареєстрованих раніше до закриття платформи реєстрації позабіржових договорів. В рамках РДН, пропозиції щодо відпуску (продажу) енергії подаються окремо від заявок щодо купівлі. Це визначає основний вибір моделі РДН. Існують ринки, де учасники мають можливість вільно торгувати на «портфельній» основі (без урахування фізичних можливостей учасників ринку виконати свої зобов'язання та без прив'язки до генеруючого блоку). Для початкового етапу роботи ринку, пропонується застосувати підхід участі на РДН на основі фізичних одиниць (unit base), оскільки це дозволяє поліпшити його моніторинг. На більш пізньому етапі, коли ринок досягне достатнього рівня розвитку, може бути застосований підхід торгівлі «на портфельній основі», для надання більшої гнучкості учасникам ринку.

З урахуванням вищезазначеного, пропозиції щодо відпуску енергії у мережу повинні подаватися по кожному генеруючому блоку (або по кожній електростанції для ВДЕ, або по кожному агрегатору ВДЕ).

Учасники ринку, які мають генеруючі блоки, будуть зобов'язані запропонувати на РДН всю їх доступну потужність (тобто потужність, яка не була номінована на реєстраційній платформі згідно укладених двосторонніх договорів та договорів з ОСП на резерв потужності). Дане зобов'язання буде застосовуватися впродовж перших років з метою підвищення ліквідності та для уникнення гри на ВДР та балансуєчому ринку через виведення потужностей з цих ринків. Проте на більш пізніх етапах така норма може бути відмінена, а моніторинг фактів виведення потужності має здійснюватися по факту.

Учасники ринку, які бажають номінувати фізичний відбір (купівлю) енергії можуть це зробити, використовуючи номінацію фізичного споживання на платформі реєстрації двосторонніх договорів, або використовуючи РДН, або шляхом використання обох механізмів.

Імпорт розглядається як виробництво, а експорт розглядається як споживання.

РДН відкривається о 10-30 у Д-1 (тобто за добу до доби постачання) та закривається о 13-00 у Д-1 (східноєвропейський час).

ОР оприлюднює результати торгів та повідомляє індивідуально кожного учасника РДН та ОСП щодо результатів торгів до 13-45 у Д-1.

Всі учасники, які набули статусу учасника РДН, можуть торгувати на РДН, де ОР діє як центральний контрагент для угод купівлі-продажу, укладених на РДН.

На кожен день учасники ринку повинні подати ОСП (та у копії ОР) технічні декларації щодо доступної потужності та інших технічних параметрів їх генеруючих блоків або електростанцій ВДЕ (або режимів роботи основних точок відбору). Вони також повинні відразу інформувати ОСП та ОР про будь-яку зміну в доступності генерації або режимів роботи основних точок відбору.

Торгові платформи РДН, ВДР і реєстрації двосторонніх договорів можуть бути організовані на одному програмному забезпеченні або на різних системах. Враховуючи, що ці операції будуть виконуватися одним суб'єктом, тобто ОР, і наявність значного обсягу даних, що буде передаватися від однієї системи до іншої, має сенс організувати єдину програмну платформу, розроблену для виконання всіх вищевказаних завдань.

Угоди, укладені на РДН, є обов'язковими для виробників і постачальників. Якщо відповідні обсяги не були відпущені (або спожиті), у учасника ринку, що володіє енергоблоком (або у постачальника) виникає небаланс (безпосередньо, або через СВБ) . У випадку, якщо учасник ринку, що володіє енергоблоками очікує, що ціни на ВДР або балансуєчому ринку будуть нижче, ніж їх власні змінні витрати, він може купити на цих ринках обсяг, проданий ним на РДН.

1.4.1 Взаємозв'язок РДН з ринком двосторонніх договорів

ОР, перш ніж прийняти пропозицію генеруючої одиниці на РДН повинен

перевірити, чи відповідає ця пропозиція максимально доступній потужності генеруючого блока (з урахуванням перевіреної Номінації фізичного відпуску в платформі реєстрації двосторонніх договорів, а також будь-яких інших зобов'язань щодо резервів, та будь-яких інших обмежень потужності, наприклад залежно від погоди або планового обслуговування/ремонтів і т.д.).

Перевірені обсяги двосторонніх договорів за Номінаціями фізичного відпуску та споживання заявляються на РДН як пріоритетні обсяги, тобто обсяги, які будуть виконані (заплановані в роботу) в будь-якому випадку.

1.4.2 Взаємозв'язок РДН з балансуєчим ринком

Після закриття РДН, СВБ повинні проінформувати ОСП про Фізичні позиції учасників, що входять до їх балансуєчих груп. Ці позиції також (в копії) надаються ОР та перевіряються на відповідність сумі обсягів, розрахованих платформою.

Фізична позиція генеруючої одиниці дорівнює обсягам, запланованим в роботу по результатам РДН. Ці обсяги включають, у тому числі, зареєстровані Номінації фізичного відпуску щодо обсягів двосторонніх договорів.

Фізична позиція відбору дорівнює обсягам, запланованим в роботу по результатам РДН. Ці обсяги включають, у тому числі, зареєстровані Номінації фізичного споживання щодо обсягів двосторонніх договорів.

У випадку відсутності угод на ВДР, Фізична позиція учасника ринку стає Остаточною Фізичною Позицією, що буде прийнята до уваги на БР.

Постачальники послуг балансування на додаток до вищевказаних фізичних позицій, поданих СВБ на погодинній основі для 24-х годин наступної доби, повинні подати до ОСП детальні графіки виробництва (або навантаження) із зазначенням їх потужності на 5-ти хвилинній основі. Ці графіки, на погодинній основі, повинні дати ті ж обсяги енергії, які вказані у погодинних фізичних позиціях, поданих відповідними СВБ, і повинні бути оновлені після торгів на ВДР.

1.4.3 Взаємозв'язок РДН з ВДР

Внутрішньодобовий ринок повинен працювати таким чином, щоб дозволити генеруючим одиницям, трейдерам і постачальникам перепланувати свої сумарні позиції шляхом купівлі-продажу обсягів електроенергії на портфельній основі на централізованій внутрішньодобовій платформі.

Переплановані номінації, після підтвердження результатів внутрішньодобової торгівлі, мають бути доведені до ОСП для того, щоб врахувати їх в процесі балансування.

Тому важливо, щоб інформаційна система була розроблена таким чином, щоб дозволити взаємозв'язок з безперервною внутрішньодобовою торгівлею.

Алгоритм РДН повинен співставляти попит та пропозицію у всіх погодинних періодах однієї доби одночасно.

Алгоритм повинен розрахувати погодинні ринкові ціни, співставлені обсяги та результати відбору блочних і простих заявок/пропозицій, які будуть виконані.

Без врахування особливих вимог блочних заявок/пропозицій, ринкова задача перетворюється в більш простішу задачу, і вирішується з використанням наявних комерційних програмних рішень. Однак, наявність блочних заявок ускладнює задачу. Умова "анулуй або виконай" блочних заявок вимагає введення бінарних змінних, що ускладнює весь процес. В останні роки, програмні рішення, які включають бінарні змінні були розроблені, отже, це не повинно вважатися перешкодою.

Всі акцептовані пропозиції виробництва і всі акцептовані заявки попиту оплачуються за погодинними цінами РДН.

1.5 Врегулювання небалансів

Небаланси оплачуються СВБ залежно від того, чи виконали вони свої зобов'язання на ринку, чи змушені купити (чи продати) додаткову кількість електроенергії.

Виміряні обсяги електроенергії учасників ринку, які діють через СВБ, перевіряються по відношенню до задекларованих Чистих (Сальдованих) позицій (Net Position) їх СВБ. Різниця вважається купленою або проданою з/до системи і оплачується (стягується) за ціною небалансу. Обсяги, що відповідають прийнятим заявкам/пропозиціям ППБ на БР, які відносяться до СВБ, розглядаються як договірні зобов'язання і небалансом не вважаються.

Для кожної СВБ різниця між чистою виміряною кількістю електроенергії учасників ринку, яких ця СВБ представляє, порівнюється з відповідною сальдованою позицією СВБ, яка визначена та надана ОСП в рамках процесу ВДР. ОСП, з урахуванням також будь-яких акцептованих заявок та пропозицій на БР (які не вважаються обсягами небалансу), розраховує різницю, яка являє собою обсяг небалансу певної години.

Ціна небалансу буде обчислюватися залежно від того, чи система дефіцитна чи надлишкова. Найдорожча пропозиція чи найдешевша заявка буде визначати ціну небалансу відповідно.

Зокрема, коли система дефіцитна (short), ОСП приймає пропозиції на збільшення генерації або зменшення споживання. Найдорожча пропозиція, прийнята протягом відповідної години на продаж електроенергії в систему (гранична ціна), визначить ціну небалансу у відповідній годині.

Коли система надлишкова (long), ОСП приймає пропозиції на зниження виробництва або збільшення споживання. “Найдешевша” заявка, прийнята протягом відповідної години на купівлю електроенергії з системи, визначить ціну небалансу у відповідній годині.

У випадку, якщо в розрахунковий період на БР не здійснювалося прийняття заявок або пропозицій (або ті, що були прийняті, помічені як такі, що відбирались для вирішення проблем мережевих обмежень), ціна небалансу для цього розрахункового періоду буде обчислюватися на підставі середньої ціни попередніх (z) робочих днів, якщо розрахунковий період стосується розрахункового періоду робочого дня, або (t) вихідних днів, якщо

розрахунковий період стосується розрахункового періоду вихідного дня.

1.5.1 Плата за небаланс

Плата за небаланс розраховується, базуючись на підході єдиної ціни за небаланс. Це означає, що кожна СВБ, у якої зареєстровано обсяг небалансу, сплачує якщо в неї дефіцит енергії (незалежно від напрямку небалансу системи), або отримує плату, коли в неї надлишок енергії (незалежно від напрямку небалансу системи) по однаковій ціні.

Було також розглянуто альтернативні варіанти вище запропонованому підходу єдиної ціни:

При підході подвійного ціноутворення дві ціни за небаланс (гранична ціна пропозицій та гранична ціна заявок) обчислюються, коли система є дефіцитною, і так само дві ціни обчислюються, коли система є надлишковою. Гранична ціна пропозицій оплачується тими СВБ, які були дефіцитними (в обох випадках, коли система дефіцитна або надлишкова), у той час як гранична ціна заявок отримується тими СВБ, які є надлишковими (в обох випадках, коли система дефіцитна або надлишкова).

Підхід, при якому учасники небалансу не штрафуються, якщо «зробили внесок» в балансування системи (тобто, їх небаланс був протилежний небалансу системи – вони дефіцитні при надлишковій системі, або надлишкові при дефіцитній системі) вимагає, щоб усі учасники ринку мали однакові можливості передбачати стан системи (або впливати на нього шляхом виводу потужності), що не є прийнятним у випадку ринку електричної енергії України.

Розглянуто було також гібридний підхід. Він подібний до підходу двох цін, однак одна з двох цін, що застосовується – це ціна розрахована на РДН. Цей варіант відкинуто, з тих самих причин, з яких був відкинутий підхід двох цін.

Крім того, що ціноутворення за «єдиною ціною» є найпростішим, воно призводить до найнижчих фактичних витрат на небаланси, отже, цей механізм веде до максимальної ефективності в розподілі витрат. Цей механізм дозволяє

СВБ отримувати прибуток від того, що вони виявились в «правильному напрямку» небалансу і він не обов'язково карає учасників. Ще однією перевагою «єдиної ціни на небаланс» є те, що вона не дискримінує дрібних учасників, тому що відносно більш високі небаланси малих СВБ компенсуються за рахунок прибутку від знаходження в небалансі «правильного напрямку», що для невеликих СВБ може відбуватися частіше. Проте, можуть викликати занепокоєння слабкі стимули даного механізму до дотримання балансу. У майбутньому, в разі виявлення проблеми великих небалансів у системі, Регулятор може розглянути і застосувати інші варіанти, які забезпечують більш сильні стимули до збалансованості, тому відповідне програмне забезпечення також має бути здатне реалізовувати подвійне ціноутворення (або дві ціни).

Щоб уникнути практики «скидання обсягів» або систематичного недо- або понад- номінації, правила ринку повинні передбачати адміністративне стягнення (платіж) у випадках систематичних недо- або понад- номінацій поданих на етапі двосторонніх договорів, РДН або ВДР. Штраф (платіж) повинен бути застосований таким чином, щоб недовиробництво та перевиробництво не сальдувалось.

1.5.2 Сторони відповідальні за небаланс

В рамках запропонованої моделі можуть утворюватися Сторони відповідальні за баланс (СВБ) (окремо від гарантованого покупця, який грає роль СВБ за замовчуванням), які приймають на себе фінансову відповідальність по відношенню до ОСП за небаланс учасників ринку, яких вони представляють.

Загалом є два варіанти механізмів, що застосовуються до СВБ: сальдо обсягів або сальдо фінансових потоків. Оскільки пропонується єдина ціна небалансу, два вищезгадані варіанти призведуть до одного і того ж результату.

Для українського ринку пропонується, щоб СВБ були здатні прийняти відповідальність за сальдовані обсяги своєї групи (сума всіх фізичних позицій

по відношенню до суми вимірної електроенергії) і, відповідно, програмне забезпечення повинно передбачати таку можливість.

Вочевидь, СВБ повинна буде проводити економічні розрахунки з учасниками, яких вона представляє, але це здійснюватиметься поза ринком.

Наголошується, що СВБ здійснюватимуть врегулювання небалансів (розрахунки за небаланси). Платежі/збори за резерви та балансуючу енергію здійснюється напряму з ППБ.

1.5.3 Врегулювання небалансів

Платформа БР, якою управляє ОСП, повідомляє результати прийнятих обсягів заявок та пропозицій і ціну небалансу по кожній годині. Через три робочих дні після кінця кожного місяця ОСП і ОСР передають підтвержені дані обліку, у тому числі дані щодо споживання для тих постачальників, які обслуговують клієнтів, які не мають погодинного обліку, за попередній місяць з погодинною диференціацією.

ОСП, беручи до уваги зареєстровані обсяги двосторонніх договорів, РДН та ВДР, данні БР, результати вимірювань, розраховує грошові потоки і виставляє рахунки.

Хоча пропонується єдина ціна для розрахунку вартості небалансу, це не означає 100%-го фінансового нейтрального балансу ОСП по відношенню до учасників ринку. Такі ситуації виникають, тому що балансуючі послуги, які активуються у протилежному напрямку (по відношенню до напрямку системи) оплачуються (або з них стягується плата) за граничною ціною, в той час як інша частина ринку сплачує (або йому сплачують) за граничною ціною у основному напрямку. Тому, надлишки чи недостача на рахунку ОСП створюється в кожному розрахунковому періоді, який становить 60 хвилин.

Пропонується надлишки та дефіцити по кожній годині збирати та сальдувати в кінці кожного місяця і повертати або стягувати (в залежності від того, був це надлишок чи недостача) з усіх постачальників на пропорційній

основі (як додатковий платіж (або його зменшення).

Вищенаведений механізм має недолік – він не забезпечує відповідний сигнал для тих, хто створює найбільший небаланс, однак, він найбільш прозорий і простий, тому пропонується як мінімум для початкового етапу, оскільки очікується, що такі надлишки/дефіцити, скоріше за все, будуть мінімальними.

Складні формули, за допомогою яких можна визначити поведінку учасників ринку як "правильна" і "неправильна" та, відповідно, винагороджувати або штрафувати їх, будуть потрібні, якщо Регулятор, в результаті моніторингу, виявить наявність соціалізації суттєвих надлишкових/дефіцитних обсягів кожного місяця. У такому випадку Регулятор має застосувати ці обсяги для того, щоб створити правильні стимули, шляхом застосування платежів/стягнень з тих учасників, які створюють ці надлишкові/дефіцитні обсяги.

1.6 Управління енергією ВДЕ

У відповідності до проекту Закону поняття "Гарантованого покупця" вводять відносно підтримки ВДЕ на оптовому ринку.

Гарантований покупець (ГП) зобов'язаний купити всю чисту (в значенні «не валову») енергію, відпущену виробниками, яким встановлено «зелений тариф», у тому числі із надбавками до нього, протягом усього терміну дії «зеленого тарифу».

Для кожного місяця, чистий обсяг відпущеної електроенергії виробниками з відновлюваних джерел енергії (а для ГЕС – лише для мікро-, міні- і малих ГЕС) визначається як різниця місячного виміряного обсягу виробництва електричної енергії та споживання електричної енергії на власні потреби відповідних електроустановок.

Купівля та продаж такої електричної енергії за «зеленим тарифом», у тому числі із надбавками до нього, здійснюється на основі двостороннього договору

між виробником, якому встановлено «зелений тариф», та Гарантованим покупцем. Такий договір базується на типовому договорі купівлі-продажу електроенергії за «зеленим тарифом» на строк дії «зеленого тарифу», який встановлюється для виробника. Типова форма договору купівлі-продажу електроенергії за «зеленим тарифом» затверджуються Регулятором.

ГП повинен сплатити за електричну енергію куплену у виробників, яким встановлено «зелений тариф», за фактичний обсяг електричної енергії, відпущеної з електростанції, що працюють за «зеленим тарифом», на основі даних обліку, отриманих від адміністратора комерційного обліку, відповідно до порядку та умов, визначених у договорі, за вирахуванням обсягів на власне споживаних.

Для забезпечення покриття економічно-обґрунтованих витрат ГП для виконання спеціальних обов'язків щодо купівлі електроенергії за «зеленим тарифом», Кабінетом Міністрів України на оператора системи передачі мають бути покладені особливі зобов'язання здійснювати компенсаційний платіж Гарантованому покупцю. *[Дані положення можуть бути переглянуті в залежності від проекту Закону, що буде прийнятий]*

ГП має бути стороною відповідальною за баланс балансуючої групи виробників за «зеленим тарифом», з якими він уклав двосторонні договори.

Зокрема, він має право на одержання від виробників, у яких він здійснює купівлю електричної енергії за «зеленим тарифом», їх добових графіків відпуску електроенергії в порядку та формі, зазначеній у відповідних договорах.

Проектом Закону передбачається, що гарантований покупець вправі отримати компенсаційний платіж для покриття відповідних витрати, понесених в наслідок існування різниці між цінами на електричну енергію, придбану ним за «зеленим тарифом» та ринковою ціною на електричну енергію. Ця різниця і відповідні обсяги компенсацій мають обчислюватися на основі методології, визначеної Регулятором за погодженням з Секретаріатом Енергетичного

Співтовариства.

Вищезазначені положення Закону покладають на ГП фінансову відповідальність за обсяги енергії з ВДЕ, які він перепродає за двосторонніми договорами та на внутрішньодобовому ринку, у порівнянні з ціною на РДН. ГП буде компенсована різниця між вартістю виміряного обсягу електричної енергії за ціною РДН та за «зеленим тарифом», застосованого для цих обсягів.

У відповідності до проекту Закону, врегулювання небалансів для відповідних обсягів також має бути включено до розрахунку компенсацій. Варто зазначити, що до 2025 поступово буде зменшуватися частка вартості, яка буде прийматися для розрахунку компенсації. Починаючи з 2025 виробникам електричної енергії з ВДЕ за «зеленим тарифом» будуть самостійно повністю відшкодовувати чисті витрати/доходи ГП, пов'язані з врегулюванням небалансів.

Обсяги електричної енергії, виробленої з ВДЕ, ГП виставляє на РДН без ціни, однак, на внутрішньодобовому ринку обсяги повинні бути запропоновані за певною ціною. Вважається доцільним дозволити ГП не тільки продавати надлишкову кількість електричної енергії на внутрішньодобовому ринку, але і купувати електричну енергію для хеджування ризиків, пов'язаних з вартістю небалансів. Для цього пропонується дозволити ГП вільно здійснювати торгову діяльність в рамках внутрішньодобового ринку, та самостійно приймати рішення щодо цін заявок, спираючись на професійні стандарти (з подальшим моніторингом НКРЕКП) та досвід взаємодії з внутрішньодобовим ринком, тобто відповідальність за отриманий прибуток або збитки в порівнянні з ціною РДН несе безпосередньо ГП.

1.6.1 Функції ГП щодо ВДЕ

ГП повинен надавати сукупний прогноз на весь обсяг електричної енергії виробників ВДЕ, яким встановлено «зелений тариф», і сплачувати за небаланси на основі сумарних виміряних обсягів для виробників ВДЕ, яких він

представляє. Це означає, що ГП, для цілей врегулювання небалансів, матиме один рахунок з набором зареєстрованих на ньому точок обліку відпуску електричної енергії з ВДЕ.

Необхідно дозволити ГП придбати і впровадити інструмент для прогнозування виробництва електричної енергії з ВДЕ. ГП повинен подавати заявку на РДН без ціни, базуючись на власному прогнозі виробництва електричної енергії з ВДЕ. Теж саме стосується оновлених обсягів електричної енергії, які виставляються на внутрішньодобовому ринку.

Однак, як вже було зазначено вище, виробники електричної енергії з ВДЕ, яким встановлено «зелений тариф», зобов'язані будуть щоденно надавати ГП графіки виробництва (прогнози).

Відхилення фактичних обсягів відпуску електричної енергії виробників за «зеленим тарифом» від їх добових графіків відпуску електричної енергії на наступну добу вважаються небалансами виробників за «зеленим тарифом».

На підставі цих відхилень ГП буде розраховувати коефіцієнти (на погодинній основі), які будуть застосовуватися для розподілення чистих витрат/доходів ГП, пов'язаних з діяльністю на внутрішньодобовому ринку і врегулюванням небалансів.

До 2025 року, відшкодування за небаланси виробниками, які виробляють електричну енергію на об'єктах електроенергетики, що використовують енергію вітру і знаходяться у складі балансуючої групи виробників за «зеленим тарифом», здійснюються гарантованому покупцю у разі відхилення його фактичного обсягу виробництва електричної енергії від добового графіку виробництва більше ніж на 10%.

Після 2025 року, відшкодування за небаланси виробниками, які виробляють електричну енергію на об'єктах електроенергетики, що використовують енергію сонця і знаходяться у складі балансуючої групи виробників за «зеленим тарифом», здійснюються гарантованому покупцю у разі відхилення його фактичного обсягу виробництва електричної енергії від добового графіку

виробництва більше ніж на 5%.

Як зазначено вище ГП повинен стати СВБ всіх виробників електричної енергії з ВДЕ, яким встановлено «зелений тариф» водночас, у випадку, якщо виробник електричної енергії з ВДЕ, якому встановлено «зелений тариф» (який має двосторонній договір з ГП) ставить під сумнів точність прогнозів, що готує ГП, та/або його професійних рішень стосовно внутрішньодобової торгівлі, то такий виробник електричної енергії з ВДЕ сплачує вартість небалансів на індивідуальній основі, поза процесом сукупного розподілу. Зокрема, в такому випадку з такого виробника електричної енергії з ВДЕ щоразу стягується/зараховуються вартість небалансів за ціною небалансу помноженою на обсяги небалансу, які розраховуються як різниця між власним прогнозом (поданим до ГП) і фактичними вимірними обсягами. Вочевидь, в такому випадку вони не зможуть отримувати вигоду від внутрішньодобового ринку.

1.7 Європейський досвід фінансового регулювання забезпечення виконання графіка

Протягом роботи у реальному часі відбуваються відхилення відносно планових значень. Відхилення мають бути збалансовані Системним оператором з використанням балансувальної енергії. За активізовану балансувальну енергію пізніше сплачують учасники ринку, котрі приймали участь у створенні небалансу.

Щоб запобігти банкрутству учасників ринку через оплату за небаланс, центр фінансових розрахунків повинен визначити процедури управління ризиком, які можуть зменшити ризик вторинного банкрутства в разі, якщо учасник ринку буде не здатний виконати свої зобов'язання в зв'язку з оплатою за небаланс. Звичайні процедури управління ризиком центру фінансових розрахунків включають (крім іншого) процес фінансового забезпечення. Кожен учасник ринку, який хоче здійснити операцію на вільному ринку, повинен надати адекватну фінансову гарантію, яка може використовуватися центром

фінансових розрахунків у разі банкрутства учасника ринку. Правила надання фінансового забезпечення відрізняються від країни до країни, і в Європі не існує однорідної системи фінансового забезпечення. Центр фінансових розрахунків, що виробляє оцінку небалансів, може використовувати один з наступних видів фінансового забезпечення:

- депозитні рахунки;
- банківські гарантії;
- прості векселі;
- блоковані рахунки.

Зазначені фінансові інструменти можуть об'єднуватися, і, таким чином, юридична особа може покрити частину своїх операцій, наприклад грошима на депозитному рахунку, а решта можуть бути охоплені банківською гарантією.

Важливе питання полягає у визначенні необхідного обсягу фінансового забезпечення. Обсяг фінансового забезпечення зазвичай залежить від очікуваної клірингової ціни небалансу (обчисленої виходячи з ретроспективних даних); очікуваного обсягу небалансу для відповідного учасника (знову ж таки, на підставі історії угод даного учасника); загального обсягу запланованих угод на наступну добу (кілька діб); історії платоспроможності юридичної особи; оцінки кредитоспроможності юридичної особи. Визначення відповідного рівня необхідного фінансового забезпечення – це нетривіальна проблема, але необхідно забезпечити фінансову стійкість центру фінансових розрахунків і запобігти можливості вторинного банкрутства через порушення будь-яким учасником ринку його зобов'язань. Однак рівень необхідного фінансового забезпечення не повинен створювати перешкоди для торгівлі (особливо для дрібних трейдерів).

1.7.1 Експлуатація системи

Сторони, відповідальні за баланс, не мають ніяких інших завдань протягом дня експлуатації. Вони подали графіки своїх гравців, і тепер уже завданням

Системного оператора і DSO повинні здійснювати ці плани. Єдиний виняток стосується можливого добового і (або) балансуєчого ринку, організованого протягом відповідних операційних діб. У разі, якщо в країні організовується такий ринок, його учасникам дозволяється подати свої пропозиції протягом операційних діб.

Добовий або балансуєчий ринок може бути організований Системним оператором або енергетичною біржею, створеної в країні, як ринки на добу вперед. Правила добових ринків (балансуєчих ринків) неоднорідні в різних країнах Європи; зазвичай такі ринки організуються за принципом «дошки оголошень»: один учасник ринку поміщає свою пропозицію на «дошку оголошень», а інший учасник приймає опубліковане пропозицію. Контракт може бути укладений безпосередньо через прийняття пропозиції (за допомогою ІТ-рішення, що використовується для управління ринком), тоді організатор ринку несе відповідальність за реєстрацію договору в центрі фінансових розрахунків. «Дошка оголошень» може також діяти лише як «місце зустрічі» потенційних партнерів за контрактом, в такому випадку укладення контракту проводиться поза сферою діяльності організатора ринку і сторони за контрактом несуть відповідальність за належну реєстрацію його узгоджених обсягів. Принцип призначення контракту взагалі той же, що і для контрактів на добу вперед, єдина відмінність стосується часових рамок графіка, який надається: у порівнянні з угодами на добу вперед (де всі учасники ринку зазвичай повинні назначати спільну позицію на кожну годину наступного дня) протягом добового призначення повинні бути призначені тільки змінні значення. Час закінчення подачі заявок на торги добового ринку може бути визначено як Н-1.

Балансуєчий ринок в загальному дуже схожий на добовий, але Системний оператор завжди діє як одна з договірних сторін, тому що основне завдання балансуєчого ринку полягає в урегулюванні потенційного небалансу, передбаченого Системним оператором. Останній має, кілька інших варіантів

закриття потенційного небалансу (активація балансувальної енергії на підставі куплених додаткових послуг, закупівля балансувальної енергії з-за кордону і ін.). Купівля балансувальної енергії зазвичай є лише додатковою альтернативою для Системного оператора, і її використання залежить від конкретної ситуації (цінові обсяги, мінливість часу (обсягу) заявки, надійність потенційної заявки і ін.).

Протягом операційних діб відхилення від запланованих обсягів викликаються помилками в прогнозах і експлуатаційними помилками певних учасників ринку. В сумі вони становлять так званий небаланс системи. Він компенсується оператором передавальної системи з використанням балансувальної енергії. У разі, якщо Системний оператор не має у своєму розпорядженні достатнього обсягу додаткових послуг для врегулювання небалансу в відповідний час, йому дозволяється виконати оперативні закупівлі на добовому балансує ринку або у інших країн.

1.7.2 Оцінювання торгівлі

Після закінчення операційних діб сторона, відповідальна за баланс, має портфель на ринку електроенергії, що складається з двосторонніх угод (укладених до операційних діб);

угод, укладених на енергетичній біржі (до операційних діб);

небалансів (компенсованих Системним оператором протягом операційних діб).

Кліринг за двосторонніми угодами здійснюється між двома сторонами за контрактом без участі центру фінансових розрахунків або оператора передавальної системи. Кліринг за угодами на енергетичних біржах здійснюється на відповідних енергетичних біржах. Якщо роль енергетичної біржі об'єднується з роллю центру фінансових розрахунків, то кліринг за цими угодами може виконуватися разом з клірингом по небалансу.

Оцінка небалансів і розрахунки по небалансу виконуються за кожну годину попереднього дня. Мета її полягає в передачі витрат за врегулювання небалансу

учасникам ринку, які викликали цей небаланс. Даний процес використовується для того, щоб компенсувати витрати на балансуєчу енергію, яка була надана для врегулювання небалансу.

Процес оцінки небалансу складається з виконання таких кроків:

1. Розрахунок індивідуального небалансу кожного учасника ринку.
2. Розрахунок загального небалансу системи в даний час.
3. Визначення обсягу позитивного або негативного балансу енергії, необхідної для відновлення балансу системи.
4. Визначення клірингової ціни небалансу.
5. Розрахунок вартості балансу енергії, поставленої для відновлення балансу в системі в даний час.
6. Розрахунок компенсації за небаланс і за поставку балансової енергії конкретними учасниками ринку.

Позитивний небаланс означає, що реальний відбір електроенергії був нижче запланованого або реальна поставка була вищою за заплановану. Від'ємний небаланс означає, що реальний відбір електроенергії був вище запланованого або реальна поставка була нижче запланованої. Клірингова ціна небалансу взагалі визначається з використанням одного з наступних способів.

1. Ціна визначається регулюючим органом.
2. Ціна визначається кліринговою ціною спотового або іншого ринку на добу наперед, організованого у відповідній країні. Ця модель має сенс у випадку, якщо

- оператор передавальної системи не в змозі ефективно визначити витрати на усунення небалансу;

- в країні існує ліквідний ринок на добу вперед, і цей ринок вірно відображає рівень конкурентних цін. Ця модель застосовувалася в Чехії на початку процесу лібералізації, але пізніше від неї відмовилися через низьку ліквідність місцевого спотового ринку. В даний час вона використовується, наприклад, в Бельгії.

3. Ціна визначається оператором передавальної системи на підставі витрат на усунення небалансу (в Чехії така ціна визначається як ціна найдорожчого джерела, завантаженого в даний час для поставки балансувальної енергії); ця модель краще відповідає принципам ринку, так як ціна за небаланс дійсно відповідає витратам на його усунення.

Здатність визначати витрати на усунення небалансу забезпечується здатністю Системного оператора визначити:

- обсяг балансувальної енергії;
- ціну активізованої балансувальної енергії.

Обсяг балансувальної енергії зазвичай складається з таких частин:

- балансувальна енергія, забезпечена за рахунок активізації додаткових послуг;
- балансувальна енергія від інших країн;
- балансувальна енергія, закуплена на балансувальному ринку.

Проблема визначення обсягу балансувальної енергії відноситься тільки до балансувальної енергії, поставленої за рахунок активації додаткових послуг, оскільки Системний оператор не в змозі визначити, чи дійсно необхідна енергія була активована постачальником додаткових послуг і який обсяг енергії був фактично активований.

Ця проблема зазвичай вирішується одним з двох способів:

1. Дані про обсяги активованої балансувальної енергії надаються безпосередньо відповідними постачальниками додаткових послуг на щоденній основі (Д+1). Системний оператор звіряє ці дані, наприклад, з планами (обсяг активованої балансувальної енергії не може перевищувати обсяг купленої додаткової енергії), базою даних виведення в ремонт електростанцій та ін.

2. Обсяг балансувальної енергії обчислюється як різниця між вимірюваними та запланованими обсягами. У більшості випадків результат виявляється вірним, але даний метод не враховує того, що постачальник додаткових послуг може також викликати небаланс (як і будь-який інший

учасник ринку).

Ціна балансувальної енергії визначається так: ціна балансувальної енергії, забезпеченої за рахунок активації додаткових послуг, визначається як ціна, призначена для активованого джерела (електростанції). Ця ціна визначається постачальниками додаткових послуг заздалегідь як частина планів або на стадії укладання контрактів (ринок додаткових послуг); ціна балансувальної енергії від інших країн визначається відповідно до договору з відповідним іноземним постачальником балансувальної енергії (іноземний постачальник або Системний оператор); ціна балансувальної енергії, придбаної на балансуєчому ринку, визначається або як клірингова ціна балансуєчого ринку, або як ціна заявки, якщо ринок організовується за принципом «дошки оголошень».

Кліринг за небаланс, що виконується центром фінансових розрахунків для кожного BRR в кожну годину, визначає суму платежів BRR. Системи клірингу по небалансу відрізняються в різних країнах Європи (наприклад, навіть в Скандинавії, де застосовано багато однорідних правил ринку, в усіх чотирьох країнах існують різні системи клірингу по небалансу).

Оплата за небаланс BRR зазвичай визначається як сума таких елементів:

- платежі за електроенергію як добуток індивідуального небалансу BRR і клірингової ціни;
- додаткові витрати як частка, що відповідає відношенню абсолютного значення небалансу BRR до суми абсолютних значень небалансів всіх BRR;
- кліринговий збір, який зазвичай визначається регулюючим органом.

Оплата за небаланс може бути додатною (грошовий потік від BRR до центру фінансових розрахунків) або від'ємною (грошовий потік від центру фінансових розрахунків до BRR). Напрямок фінансового потоку залежить не тільки від того, чи створив учасник ринку додатній або від'ємний небаланс, але також і від знаку клірингової ціни небалансу.

У зв'язку з оцінкою небалансів необхідно згадати основне правило: якщо небаланс викликаний поведінкою учасника ринку, то він не робить ніякого

впливу на інших його учасників. Всі небаланси в реальному часі врегульовуються за допомогою балансової енергії, активованої Системним оператором, і всі контракти, укладені між сторонами за контрактом, виконуються незалежно від того, чим були викликані небаланси чи ні. Це правило стосується не тільки внутрішніх угод, але також і всіх міжнародних договорів. Наприклад, якщо учасник ринку (в ролі постачальника) укладає контракт з іноземним партнером (в ролі споживача) і контракт правильно призначається з обох сторін відповідного кордону (відповідно до правил в обох сусідніх країнах), контракт повністю виконується в будь-якому випадку, навіть якщо постачальник не виробляє домовлену кількість енергії (недовироблена енергія постачається в систему передачі як додатна балансувальна енергія) або якщо споживач не споживає домовленої кількості енергії (невикористана енергія збалансується від'ємною балансувальною енергією). Небаланси між плановими і вимірюваними значеннями завжди врегульовуються всередині країни, де був викликаний небаланс (або ж в обох сусідніх країнах).

2 ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ОКРЕМИХ МЕТЕОПАРАМЕТРІВ ТА ЇХ СУКУПНОСТЕЙ НА ФУНКЦІОНУВАННЯ ФЕС

Проведений аналіз результатів натурних експериментів дозволяє визначити перелік метеопараметрів і точність їх оцінювання в задачі прогнозування виробітку електричної енергії конкретною ФЕС на добу вперед.

На рисунках 2 – 7 показано залежності між різними параметрами. Спостерігається чіткий тренд в залежності між генерованою активною потужністю і сонячною радіацією. Це дозволяє зробити висновок про визначальність цього параметра в задачі прогнозування генерованої потужності. Наявність певної області можливих значень в околі тренду свідчить про вплив інших параметрів з одного боку і певну імовірність хибних спрацювань системи моніторингу.

Аналіз інших залежностей дозволяє визначитись з переліком додаткових параметрів, врахування яких під час розв'язання задачі прогнозування дозволить отримати результати прийнятної точності.

На рисунку 7 показано залежність генерованої активної потужності від сонячної радіації на поверхні панелі після виконання часткової фільтрації вихідних даних на предмет хибності спрацювання системи моніторингу. Очевидним є доцільність такого фільтрування. Однак в майбутньому необхідно розробити алгоритм фільтрування, який буде реалізований не лише на експертних висновках.

Для підтвердження візуальних висновків щодо важливості параметрів в роботі був виконаний математичний аналіз даних засобами пакету Statistica 10.

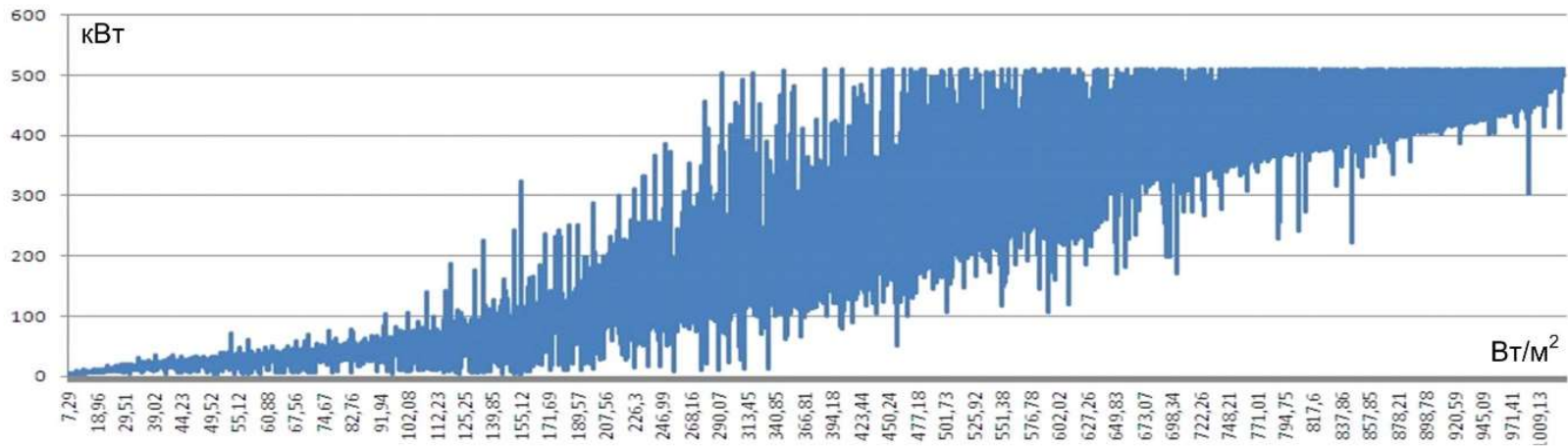


Рисунок 2 – Залежність активної потужності від сонячної радіації на поверхні панелі (протягом року)

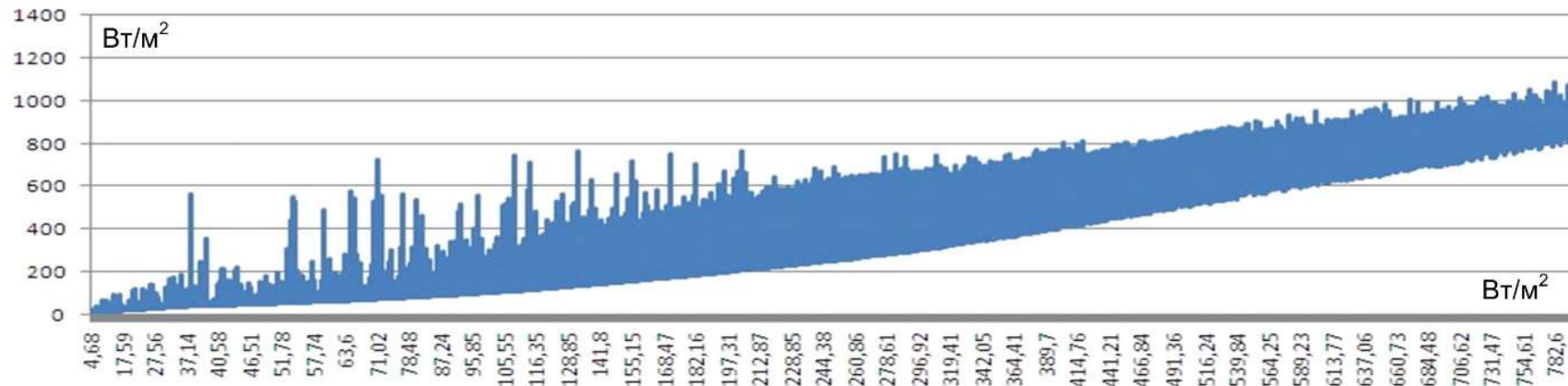


Рисунок 3 – Залежність сонячної радіації на поверхні землі від сонячної радіації на поверхні панелі (протягом року)

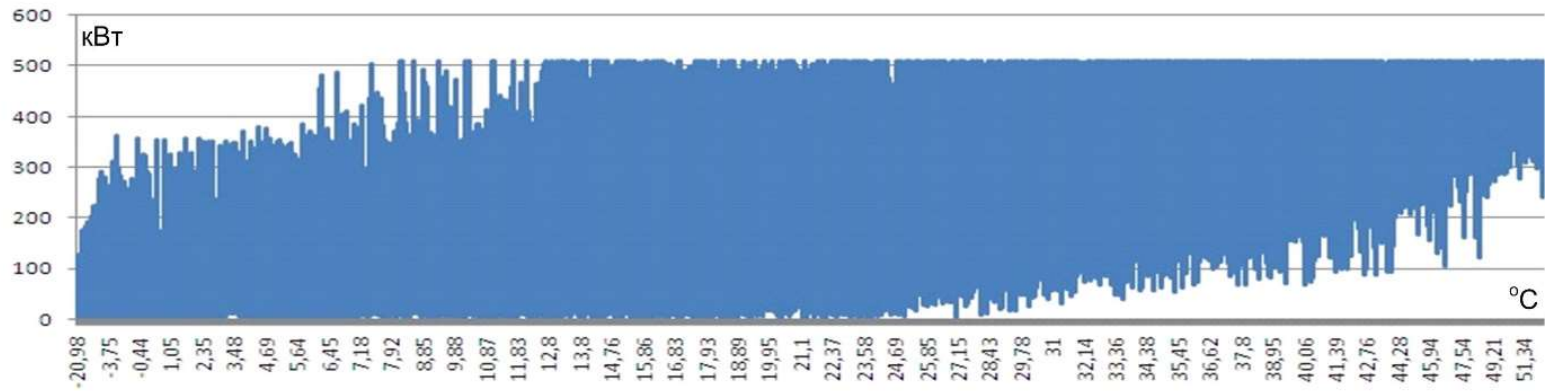


Рисунок 4 – Залежність активної потужності від температури панелі (протягом року)

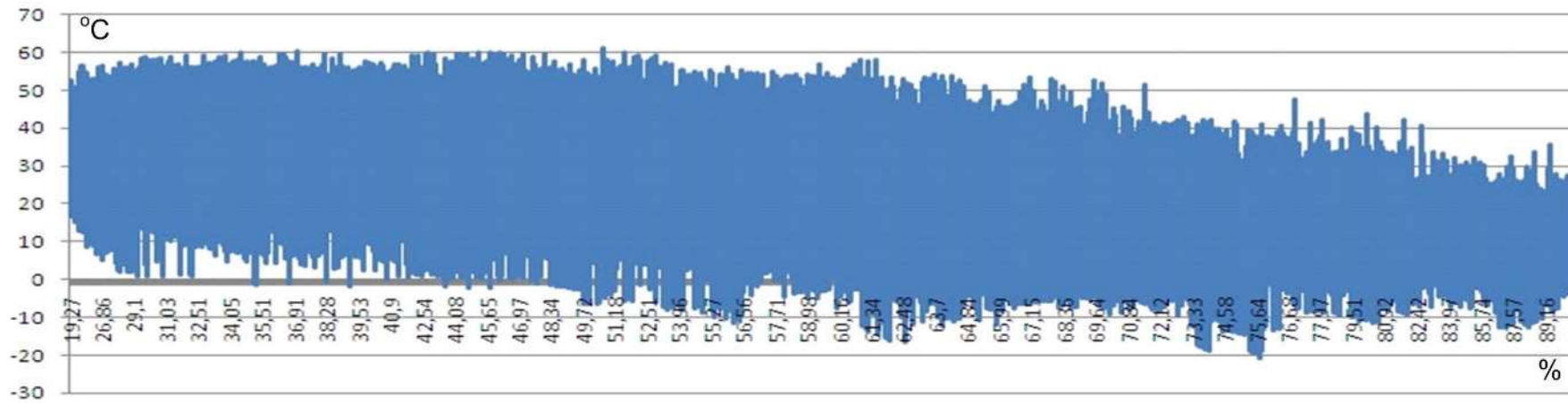


Рисунок 5 – Залежність температури панелі від вологості (протягом року)

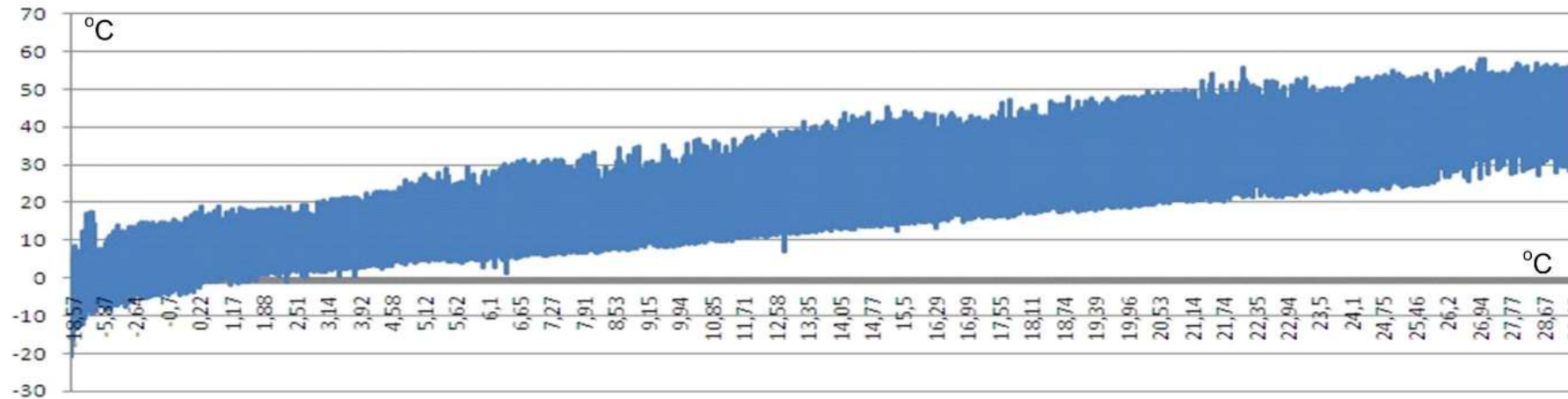


Рисунок 6 – Залежність температури панелі від температури навколишнього середовища(протягом року)

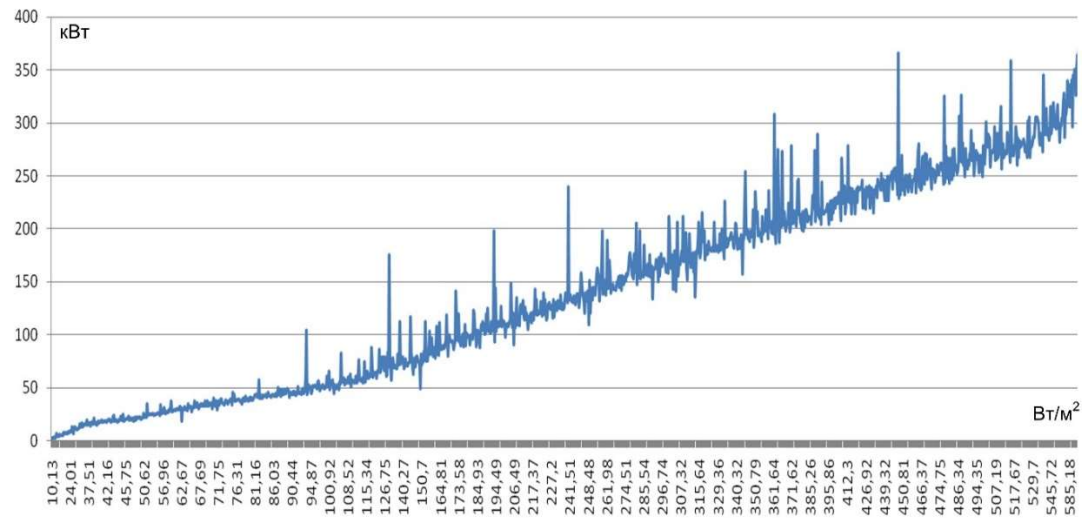


Рисунок 7 – Залежність сонячної радіації на поверхні панелі від сонячної радіації на поверхні землі (протягом березень-квітень-травень)

Проведений кластерний аналіз дозволив розбити результати вимірювань на групи. Кожна група має близькі закони їх зміни. Довжини з'єднувальних ліній між групами характеризують впливовість груп одна на одну.

Відповідно до проведеного аналізу можна зробити висновок, що визначальним параметром для оцінювання генерованої активної потужності є сонячна радіація, менш впливовою є температура панелі.

Оскільки зробити прогноз сонячної радіації на поверхні панелі і її температури безпосередньо не можливо, то необхідно визначитись з додатковими параметрами, за якими можна оцінити визначальні метеопараметри. На це питання кластерний аналіз дозволяє отримати відповідь. Відповідно до впливових груп сонячну радіацію на поверхні панелі можна визначити за радіацією на поверхні землі; температуру панелі за температурою навколишнього середовища, швидкістю вітру і вологістю.

На ряду з кластерним аналізом був проведений регресійний аналіз. Регресійний аналіз виявляє кількісну залежність ознаки-фактора (залежної змінної) від одного або декількох ознак-факторів (незалежної змінної). Графічне представлення результатів цього аналізу показано на рисунку 9. Коефіцієнти регресії зведені в таблицю 1.

Основна частина висновків підтвердила результати наведені вище. Крім того підтвердила достатньо складну залежність між додатковими метеопараметрами.

Відповідно до коефіцієнтів регресії впливовість параметрів можна розташувати в такій послідовності:

- радіація на поверхні землі;
- температура навколишнього середовища;
- вологість;
- швидкість вітру.

Для оцінювання точності, з якою необхідно прогнозувати основні метеопараметри, а відповідно і точності визнаення додаткових метеопараметрів, було проведено визначення середньої чутливості генерованої

активної потужності до зміни радіації на поверхі панелі і температури панелі. Результати цього аналізу показані на рисунках 13 – 14.

Структура метеопараметрів для розв'язання задачі прогнозування наведена на рисунку 15.

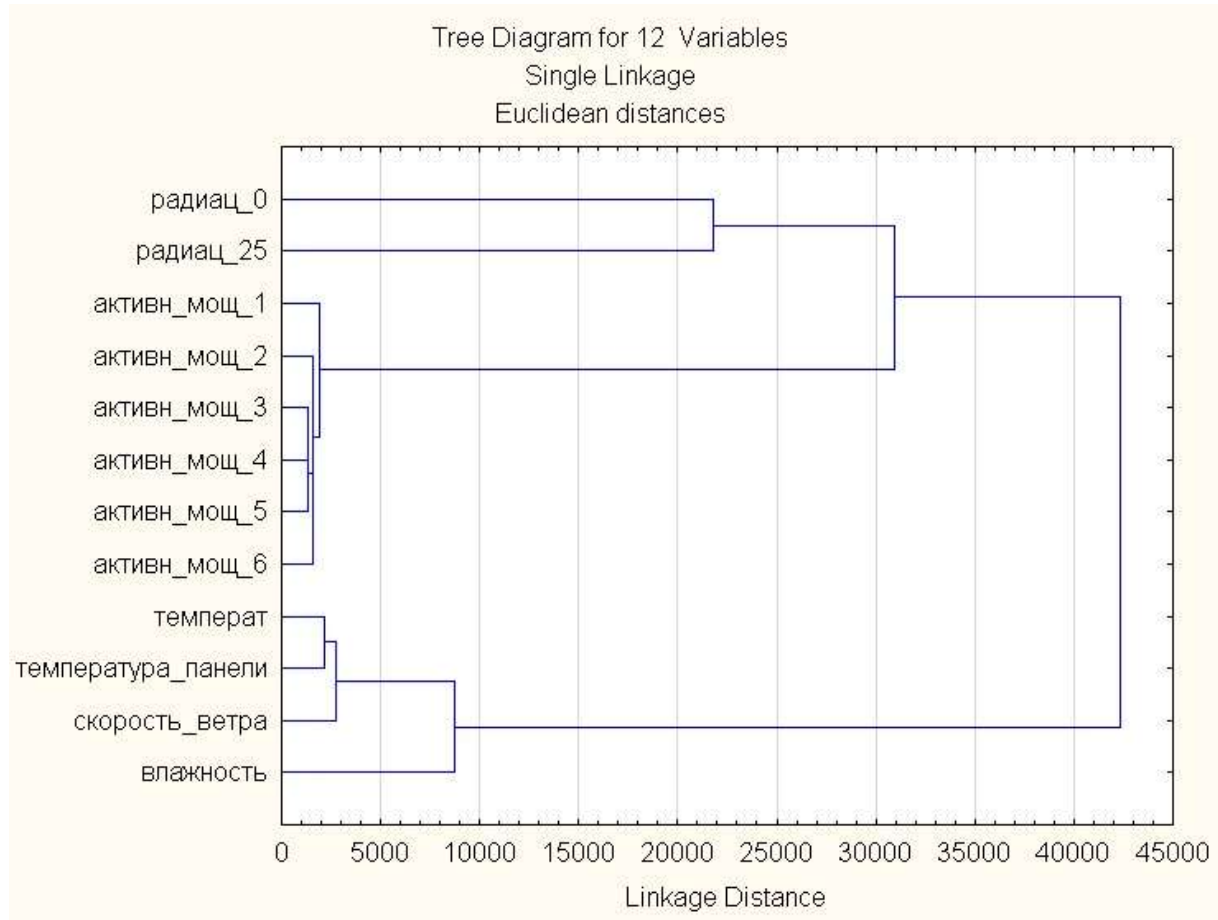


Рисунок 8 – Результаты кластерного анализа

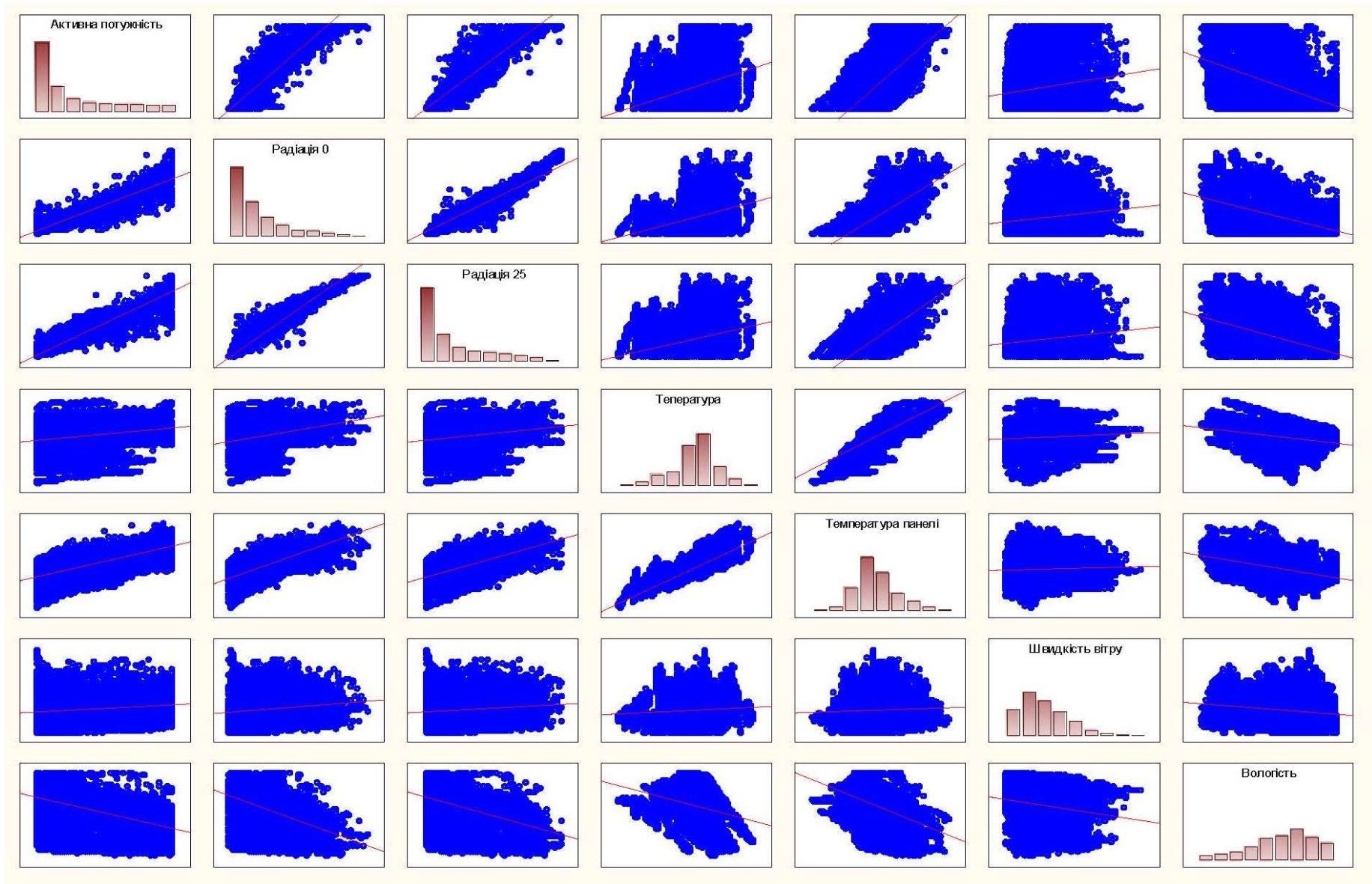


Рисунок 9 – Результати регресійного аналізу

Таблиця 1 – Результати регресійного аналізу

	Активна потужність	Радіація 0	Радіація 25	Температура	Температура панелі	Швидкість вітру	Вологість
Активна потужність	1,000000	0,945575	0,972719	0,284229	0,731202	0,152396	-0,468220
Радіація 0	0,945575	1,000000	0,959843	0,344945	0,759537	0,154161	-0,493090
Радіація 25	0,972719	0,959843	1,000000	0,249602	0,719291	0,126220	-0,451801
Температура	0,284229	0,344945	0,249602	1,000000	0,803774	0,074811	-0,286558
Температура панелі	0,731202	0,759537	0,719291	0,803774	1,000000	0,047405	-0,424922
Швидкість вітру	0,152396	0,154161	0,126220	0,074811	0,047405	1,000000	-0,181107
Вологість	-0,468220	-0,493090	-0,451801	-0,286558	-0,424922	-0,181107	1,000000

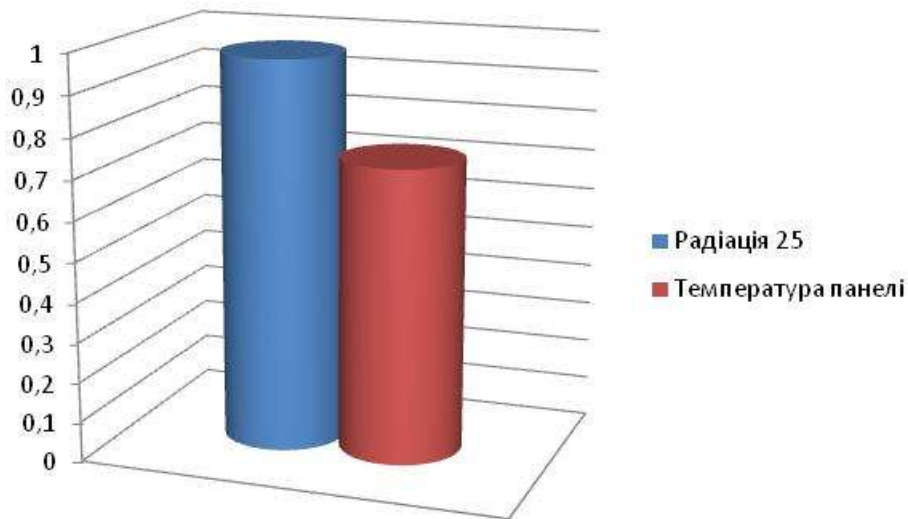


Рисунок 10 – Графічна інтерпретація кореляції між активною потужністю радіацією на поверхні панелі і температури панелі

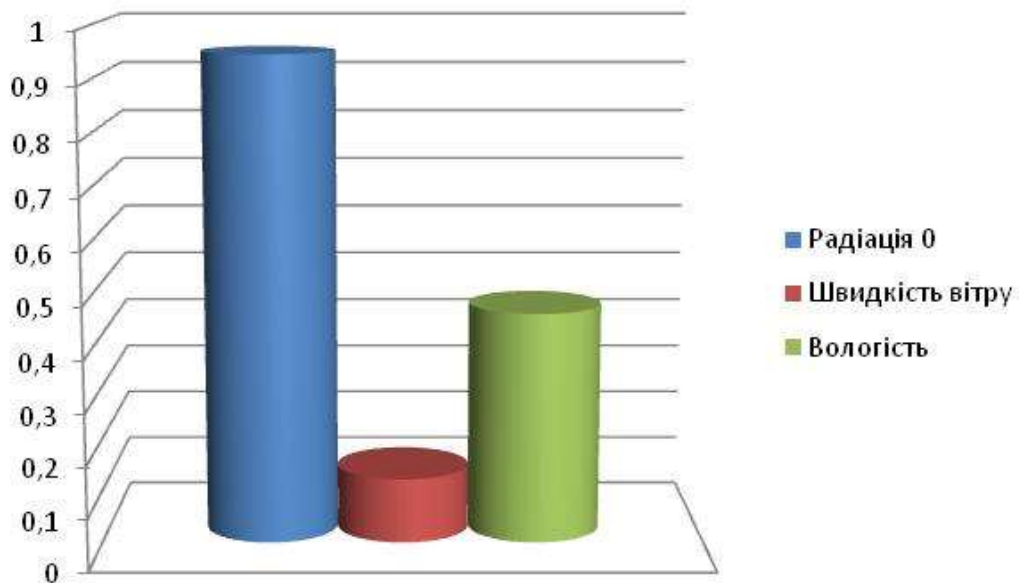


Рисунок 11 – Графічна інтерпретація кореляції між радіацією на поверхні панелі, радіацією на поверхні землі, швидкості вітру і вологості

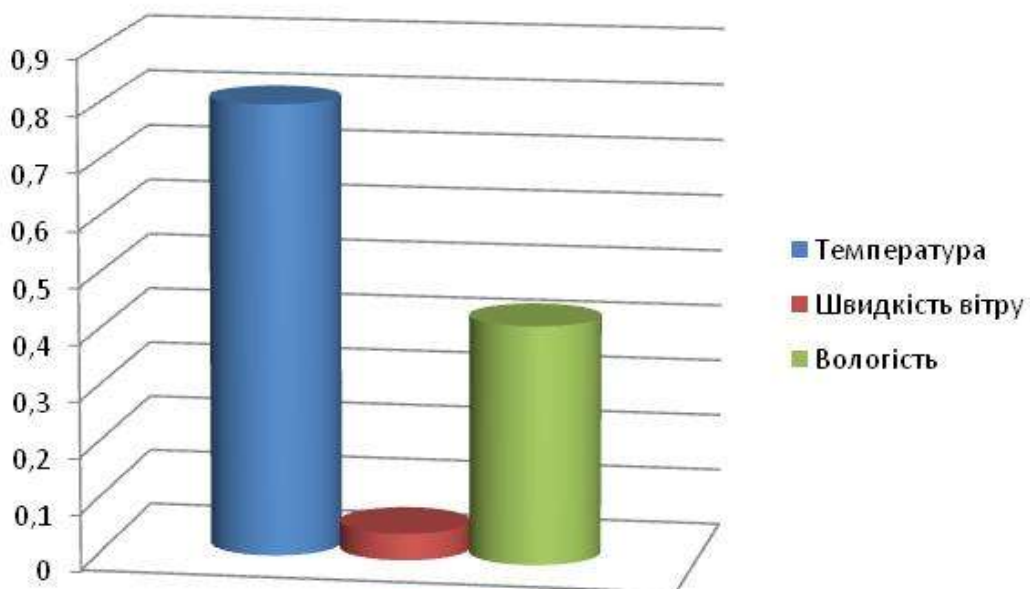


Рисунок 12 – Графічна інтерпретація кореляції між температурою панелі, температурою навколишнього середовища, швидкості вітру і вологості

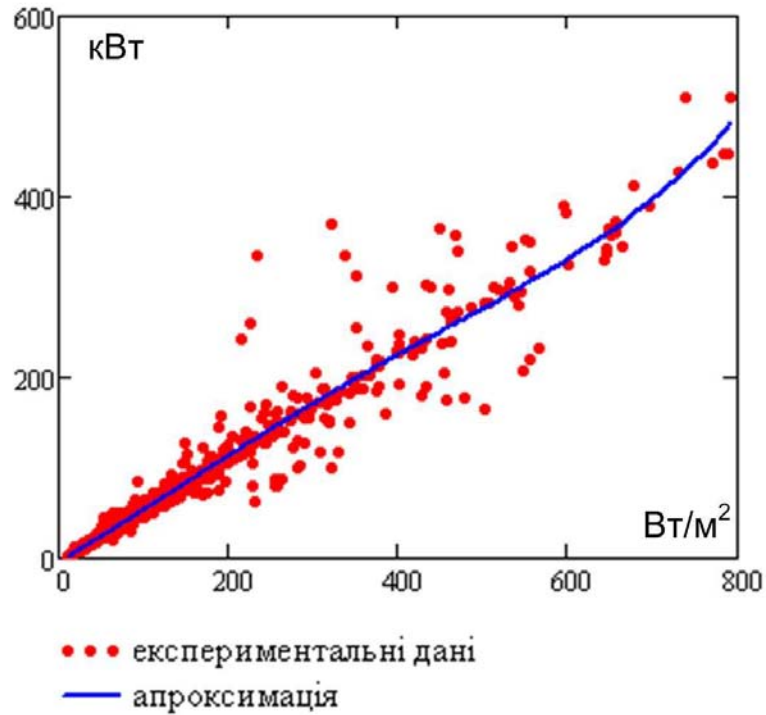


Рисунок 13 – Залежність активної потужності від сонячної радіації на поверхні панелі

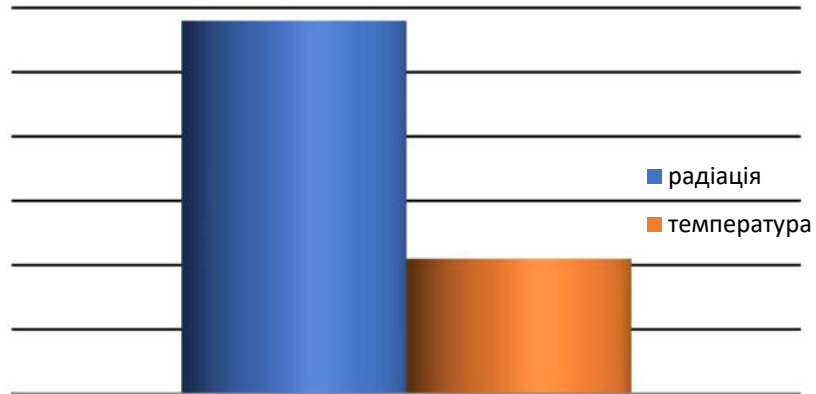


Рисунок 14 – Чутливість активної потужності від сонячної радіації на поверхні панелі та температури панелі

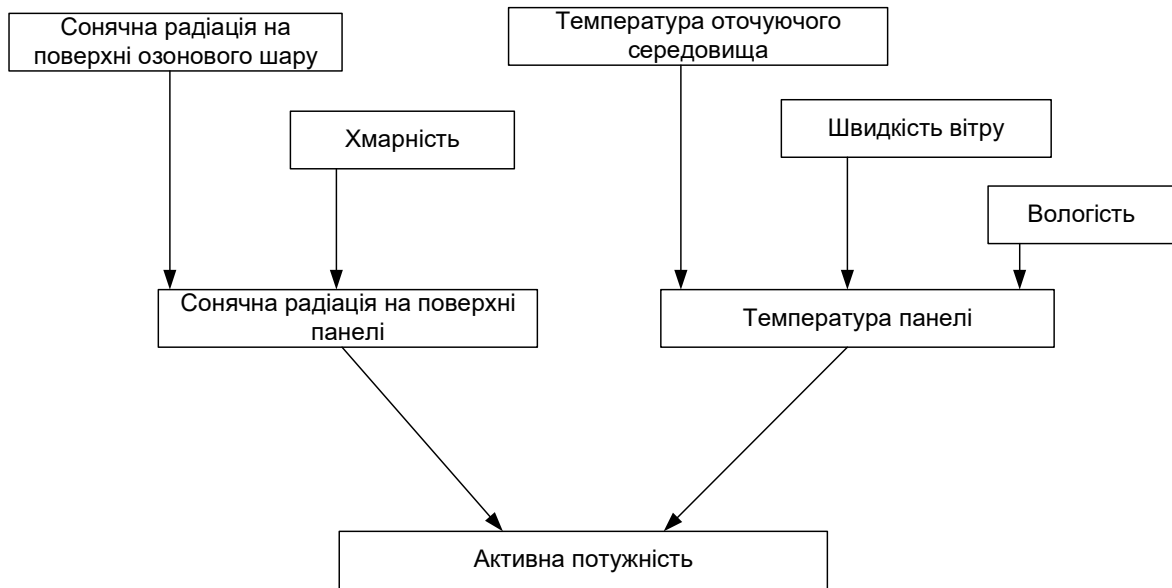


Рисунок 15 – Структура метеопараметрів

3 АНАЛІЗ ДЖЕРЕЛ ПРОГНОЗОВАНИХ МЕТЕОПАРАМЕТРІВ

Незважаючи на величезний вибір інтернет-сайтів про погоду, лише деякі з них використовують власні прогнози. Наприклад, не варто сподіватися, що погоду в на сайті Sinoptic.ua можна уточнити у Yandex, отже обидва сервіси, як і сотні інших, використовують дані фінської метеорологічної служби [Foreca](#).

Також навряд чи істотні відмінності в прогнозі знайдуться у британської [BBC](#) і російського [rp5](#). Обидва сервіси користуються даними британського метеорологічного бюро [MetOffice](#).



А ось такі американські гіганти як [Weather Underground](#), [AccuWeather](#), [Weather Channel](#) будують свої прогнози на основі американської чисельної моделі прогнозування GFS (Global Forecast System).

Строго кажучи, на сьогодні в світі існує три головні глобальні чисельні моделі прогнозування погоди, або гідродинамічні моделі атмосфери. Тобто дані з усіх метеостанцій світу, супутників, кораблів й інших систем аналізуються, збираються й обробляються трьома способами на основі нелінійних рівнянь.



У місті Редінг у Великобританії знаходиться офіс моделі ECMWF ([European Centre for Medium-Range Weather Forecasts](#)). Саме цю модель прогнозування використовує Foreca - один з провідних світових постачальників «погодного» контенту. Ця модель є найновішою, швидко розвивається та здобула славу лідера за точністю довгострокових прогнозів.



Модель UKMet є дітищем найстарішої метеорологічної служби світу [MetOffice](#) – Британського урядового метеобюро. Вважають, що вона багатша за інших за науковим потенціалом і дає найточніший короткостроковий прогноз.



Щодо американської GFS, то вона має найбільше покриття (практично вся земна куля) і, на думку знавців, є найбільш консервативною. Модель GFS оперується [NOAA](#) (National Oceanic and Atmospheric Administration) – Національним центром атмосферних і океанічних досліджень США. Зараз вихідні дані GFS знаходяться у відкритому безкоштовному доступі на американських серверах. Проте фахівці стверджують, що для наших широт вона найменш адаптована, оскільки погано враховує снігові покриви.



Гідродинамічна модель атмосфери - це унікальний, складний і дорогий продукт, що існує в єдиному екземплярі. Один прогін моделі займає кілька годин процесорного часу на суперкомп'ютері. Тому для метеослужб різних країн та комерційних організацій власники надають доступ не до самої моделі, а до кінцевих результатів розрахунків: глобальним полям метеорологічних величин по планеті для різних висот в різні моменти часу.

У свою чергу погодні сервіси можуть використовувати свої алгоритми інтерполяції та подання розрахункових даних моделі. Тому відмінності у прогнозах погоди виникають навіть там, де за основу беруть одну й ту ж модель.

Багато метеоресурсів комбінують дані основних глобальних моделей та використовують різноманітні додаткові «поправки на вітер» від провідних світових метеорологічних організацій.

Інші ресурси, наприклад, [Gismeteo](http://www.gismeteo.com), розробляють власні унікальні моделі.

Є й альтернативні моделі. Приміром, український [Meteoprog](http://www.meteoprog.com) будує свій прогноз на основі перспективної моделі WRF - умовно кажучи, «дочки» GFS..

Все це автоматичний чисельний прогноз погоди. І всі інтернет-ресурси про погоду традиційно недолюблює Гідрометцентр. Ще б пак: «брешуть» прогностичні моделі, а народний гнів обрушується на ні в чому не винних синоптиків. Прогноз синоптиків завжди буде відрізнятися від даних автоматичної чисельної моделі. Адже саме в Гідрометцентрі до складання прогнозу підключаються люди, тобто автоматично розраховані дані проходять візуальний контроль. Синоптики збирають воедино дані фактичної погоди, прогностичних карт, інформацію з місцевих метеостанцій та мало не з лінійкою в руці складають прогноз для конкретного регіону.

Тому прийнято вважати, що прогноз від Гідрометцентру на найближчі 3 дні на 15-20% точніший, аніж прогноз від чисельних моделей прогнозування. Ну а якісний прогноз на 5 днів, вважають фахівці, зробити наявними засобами поки ще не вдалося нікому, оскільки стан атмосфери змінюється занадто швидко. Проте спроби довгострокових прогнозів роблять практично всі служби, прогнози мінімум на 10 днів є у всіх. Однак імовірність їх достовірності - не більше 20-30%.

Як би там не було, робота нашого погодного агрегатора покаже, чия модель є крутішою.



1. <http://www.gismeteo.ua>

У базі сайту понад 15 000 міст України й близько 50000 міст світу, в компанії використовують власну унікальну модель прогнозування погоди на основі даних GFS і UKMET.

Gismeteобув заснований в 1998 році компанією [«Мэп Мейкер»](http://www.mep-maker.com), яка з 90-

х років займається створенням власних систем обробки метеорологічної інформації для синоптиків. Головний продукт компанії – геоінформаційна система «Метео», звідки й пішла назва сайту.

Тут є все, що має бути у хорошого погодного ресурсу: різноманітні прогнози, включаючи експериментальний прогноз на місяць (!), карти погоди й опадів, новини, широкий вибір інформерів для сайтів та мобільних телефонів, повноцінний портал для туристів та багато іншого.



2. <http://sinoptik.ua>

Сайт надає інформацію про погоду в Україні у всіх 29815 населених пунктах та для 104 000 міст світу. Прогнози на Sinoptik беруть у Foreca, а інформацію про фактичну погоду - в українського гідрометцентру, що й дозволяє ресурсу впевнено триматися у верхніх рядках рейтингу bigmir.net.

Дешево і сердито: так можна охарактеризувати інтерфейс. Ніяких додаткових розділів що дратують очі, крім, власне, прогнозу погоди. Хоча на Sinoptik можна знайти й комфортні карти погоди по заданих маршрутах, і без додаткового пошуку подивитися інформацію про температуру у водоймах - наприклад, на Чорному та Середземному морях.



3. <http://www.meteoprogram.ua>

Прогноз для 15 000 міст світу і 1209 населених пунктів України складається на власному високопродуктивному комп'ютерному кластері Meteorprog на основі чисельної моделі прогнозу погоди WRF (Weather Research and Forecasting). Це дочірня модифікація GFS, розроблена тим же NOAA, Національним центром атмосферних і океанічних досліджень США.

Відмінна риса Meteorprog - форма виведення інформації про погоду: у вигляді карт, метеограм, таблиць та іншої різноманітної цікавої інфографіки та веселих картинок.

Тут же можна подивитися й почитати новини не тільки про погоду, але й про події у світі, відвідати туристичний розділ, завантажити симпатичні віджети.

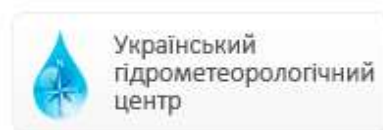


4. <http://pogoda.yandex.ua>

Дані для 12146 міст у 228 країнах для Яндекс надає фінська служба Foreca, що складає прогноз погоди за моделлю ECMWF. Окрім Yandex, клієнтами Foreca є Google, Microsoft, AOL, фінські та шведські авіакомпанії та безліч інших організацій.

Foreca є піонером в області дигітальних погодних сервісів. Компанія запустила перший платний сервіс для мобільних телефонів ще в 1997 році.

Щодо Яндекс, то користувачів привертає чіткий та зручний інтерфейс: прогноз на 10 днів у ясному текстовому вигляді. Тут же можна знайти середню температуру по всій планеті на даний момент.



5. <http://www.meteo.gov.ua/>

Сайт українського Гідрометцентру - урядового синоптичного джерела, яке постачає офіційні дані для українських ЗМІ. Прогноз в Гідрометцентрі складається на основі моніторингу 10 000 наземних метеостанцій, 189 з яких знаходяться в Україні, 1000 аерологічних станцій на суші та на кораблях, 100 дрейфуючих станцій, 600 буїв, а також даних із космічних супутників.

Рядовий користувач знайде прогноз по всіх містах України на 5 днів, а

також прогноз по найбільших містах в Європі.



6. Worldweatheronline.com

Мережа американської метеорологічної служби Worldweatheronline охоплює понад 2 мільйони локацій по всьому світу. Для розрахунку прогнозів погоди тут використовують власну глобальну модель: ансамбль ECMWF, американської NOAA GFS2, дані Всесвітньої метеорологічної організації, дані із супутників NASA, дані японської моделі JMA - Japan Meteorological Agency.

Цілком собі унікальний продукт американських та індійських програмістів з обчислювальними потужностями в Данії і Німеччини.



7. <http://www.intellicast.com>

Професійний американський метеосайт для самих обізнаних користувачів із власним прогнозом на основі моделі GFS з охопленням по всій земній кулі. Ресурс належить організації Weather Services International (WSI), що входить до групи компаній Weather Channel. WSI стверджують, що їм належить найбільша в світі комерційна метеорологічна база даних, яка співпрацює з урядами США, Канади, Японії і Великобританії. Цими прогнозами користуються більшість світових авіакомпаній, ресурс постачає погодний контент для 60 000 медіа та компаній у сфері енергетичного сектора.

Неангломовному користувачеві сайту при пошуку погоди в його місті варто не забувати перемикає шкалу Фаренгейт на Цельсій.

Крім того, intellicast спеціалізується на наданні інформації про урагани й торнадо. Саме тут більшість пересічних американців отримують попередження про стихійні лиха, що насуваються.



8. <http://www.bbc.co.uk/weather/>

Погодна служба BBC від одного з провідних світових інформативних агентств з'явилася онлайн в 1997 році і надає інформацію про погоду за ліцензією британської метеорологічної служби MetOffice, тобто використовує прогностичну модель Uкmet. Метеорологічне бюро Великобританії є найстарішим погодним сервісом у світі: воно було засноване в 1854 році, а в 1861 представило перший офіційний прогноз погоди для англійських газет. Зараз прогноз складається для 5000 міст світу. Що найцікавіше, саме короткострокові прогнози від BBC виявляються найбільш точними для Києва за відгуками в інтернеті.



9. www.weather.com

Сервіс американського телевізійного каналу про погоду The Weather Channel (TWC), що нині перетворився у величезну корпорацію. Канал почав своє мовлення у 1982 році, а сайт відкрився в 1995. Цікаво, що засновник каналу Джон Колман є провідним критиком теорії глобального потепління. Природно, американці використовують прогнозну модель GFS. Погоду від weather.com ретранслює пошуковик Yahoo, а з особливостей ресурсу - різні спеціалізовані сервіси, наприклад прогнози для садівників з порадами по догляду за рослинами. На жаль, дані представлені тільки за шкалою Фаренгейт, тому в наших широтах ресурс не популярний. Зате для жителів Західної півкулі - це № 1.



10. <http://www.accuweather.com>

Американська комерційна погодна служба на основі моделі GFS з 2 мільйонами локацій по всьому світу в базі даних. Компанію було засновано в 1962 році, а сайт з'явився в 1995. Зараз служба спеціалізується на платних сервісах для метеорологів, продажем прогнозного контенту у вигляді файлів XML й розробкою зручного «погодного» софта для PC, смартфонів та планшетів. Щодо звичайних користувачів, то тут можна знайти прогноз по годинах та багато іншого для тих, хто добре володіє англійською. Для російськомовних, бажаючих таки дізнатися прогноз за моделлю GFS й насолодитися розгорнутими погодними американськими сервісами, - сайт wunderground.com, де можна навіть «зняти» дані з одного з 25 000 світових метеостанцій.

В роботі проведено аналіз точності прогнозу метеопараметрів на доступних ресурсах. Окремі результати показані на рисунках 16 – 23. В середньому точність прогнозу знаходиться в межах 40%.

4 ДОСЛІДЖЕННЯ СУЧАСНИХ МЕТОДІВ ПРОГНОЗУВАННЯ

4.1 Аналіз методів прогнозування

На сьогоднішній день основні результати різних досліджень в електроенергетиці присвячені вирішенню проблем енергосистем. Питанням прогнозування під час розв'язання різних задач в електроенергетиці приділяється уваги значно менше. Прогнозування режимів функціонування відновлюваних джерел електроенергії необхідне для вирішення наукових, науково-практичних, техніко-економічних задач управління і прийняття рішень. В загальному випадку розглядають наступні види прогнозів:

- годинний прогноз, що застосовується для прогнозування з терміном до однієї години;
- оперативний прогноз, що використовується для прогнозування погодинного функціонування ВДЕ в межах однієї доби;
- короткостроковий прогноз, застосовується для прогнозування добового функціонування ВДЕ та погодинного його визначення з тижневим упередженням;
- місячний прогноз, використовується для добового функціонування ВДЕ до кінця поточного місяця;
- середньостроковий прогноз, застосовується для дослідження питань прогнозування місячного функціонування ВДЕ, тижневих та місячних екстремумів (максимумів та мінімумів) електричного генерування з терміном 1–12 місяців;
- довгостроковий прогноз, використовується для прогнозування з терміном 1–5 років;
- перспективний прогноз, застосовується для прогнозування з терміном понад п'ять років.

Кожен вид прогнозу потребує власних вхідних даних та особливої методики прогнозування. В даній роботі увага приділена оперативному

прогнозуванню.

Прогнозування є однією з тих задач статистичного аналізу, які є дуже необхідними, але в той же час, дуже складними. Серед методів прогнозування (таких налічується близько 150) виділяють три групи:

- статистичні (ймовірнісні);
- детерміновані (в тому числі алгебраїчні);
- комбіновані ймовірнісно-детерміновані.

Статистичні моделі отримали найбільш широке застосування в задачах прогнозування процесів електроспоживання. Популярність моделей даного типу пояснюється високим ступенем адекватності для розв'язання цілого ряду задач прогнозування процесів в енергетиці.

У загальному випадку найбільш повною характеристикою сигналу, як випадкового стохастичного процесу, є n -мірна щільність ймовірності $\varphi(P_1, P_2, \dots, P_n)$, яка під час інтегрування по dP_1, dP_2, \dots, dP_n дає ймовірність того, що випадковий процес пройде в інтервалах $(P_1 - \Delta P_1 / 2; P_1 + \Delta P_1 / 2), \dots, (P_n - \Delta P_n / 2; P_n + \Delta P_n / 2)$:

$$\varepsilon = \int_{P_1 - \Delta P_1 / 2}^{P_1 + \Delta P_1 / 2} \int_{P_2 - \Delta P_2 / 2}^{P_2 + \Delta P_2 / 2} \dots \int_{P_n - \Delta P_n / 2}^{P_n + \Delta P_n / 2} \varphi(P_1, P_2, \dots, P_n) dP_1 dP_2 \dots dP_n,$$

де P_1, P_2, \dots, P_n – потужність навантаження $P(t)$ в момент часу t_1, t_2, \dots, t_n .

На практиці користуватися багатовимірними щільностями ймовірності досить складно, так само як і їх визначення.

Для нестационарних випадкових процесів, що представляються процесами з періодичним трендом, n -мірна щільність розподілу є періодичною функцією часу по кожному аргументу:

$$\varphi(P_1, P_2, \dots, P_n) = \varphi(P(t_1 + T), P(t_2 + T), \dots, P(t_n + T)),$$

де T – період повторення тренду;

$$P_i = P(t_i), i = \overline{1, n}.$$

Математичне очікування і автокореляційна функція даного процесу

мають також періодичний характер:

$$M[P(t)] = M[P(t+T)] = p_c(t); \quad R(\tau) = R(\tau+T).$$

Часткові реалізації процесу $P_j(t), j = \overline{1, N}$ можна досліджувати як за властивостями окремих реалізацій $P_j(t)$ (вивчення процесу «поздовж»), так і за властивостями окремого відліку $P_j(t_k)$, але для всіх реалізацій (вивчення процесу «упоперек»). В першому випадку $P_j(t)$ величина j – фіксоване ціле число і вивчення графіка здійснюється на часовому інтервалі $t \in [0, T_0]$, в іншому випадку фіксований момент часу t_k і вивчається поведінка відліку $P_j(t_k)$ по всій множині реалізацій $j = \overline{1, N}$ графіків.

Особливий інтерес викликають процеси, які відносяться до класу нестационарних випадкових процесів, вибіркві реалізації яких мають загальний детермінований тренд. Для процесів такого типу показано, що також можливе визначення статистичних характеристик за певними реалізаціями:

$$p_c = M[P(t)] = \lim_{T \rightarrow \infty} \frac{1}{T} \int_0^T P(t) dt \approx \frac{1}{T} \int_0^T P(t) dt; \quad (1)$$

$$\begin{aligned} DP &= M\left\{[P(t) - p_c]^2\right\} = \lim_{T \rightarrow \infty} \frac{1}{T} \int_0^T [P(t) - p_c]^2 dt \approx \\ &\approx \frac{1}{T} \int_0^T [P(t) - p_c]^2 dt; \end{aligned} \quad (2)$$

$$\begin{aligned} k_{ij} &= \lim_{T \rightarrow \infty} \frac{1}{T} \int_0^T [P_i(t)P_j(t+t_{ij})]^2 dt - p_{ci}p_{cj} \approx \\ &\approx \frac{1}{T} \int_0^T [P_i(t)P_j(t+t_{ij})]^2 dt - p_{ci}p_{cj}; \end{aligned} \quad (3)$$

$$R_{ij}(\tau) \approx \frac{1}{T-\tau} \int_0^{T-\tau} P_i(t)P_j(t+\tau)dt - p_{ci}p_{cj}; \quad (4)$$

$$S(\omega) \approx \frac{2}{T} \int_0^T R(t) \cos(\omega t) dt. \quad (5)$$

Випадкові нестационарні графіки генерування часто мають особливості, що спрощують їх аналіз і моделювання. До таких особливостей відноситься повторюваність технологічних або добових циклів, а також циклів викликаних сезонними змінами.

Результати вимірювань таких графіків генерування або часових рядів функціонування ВДЕ можна представити нестационарним випадковим процесом, усі реалізації якого мають загальний майже періодичний детермінований тренд. Для опису таких процесів не завжди вимагається усереднення по ансамблю реалізацій, а багато важливих властивостей можна оцінити по одній реалізації.

Основу статистичних прогнозних математичних моделей складають різні моделі часових рядів: модель ковзного середнього і зваженого ковзного середнього, модель експоненційного згладжування Брауна, авторегресійна модель, поєднана модель авторегресії ковзного середнього, поєднана модель авторегресії інтегрованого ковзного середнього або Бокса-Дженкінса і інші. Класифікація основних статистичних прогнозних математичних моделей приведена на рисунку 24.

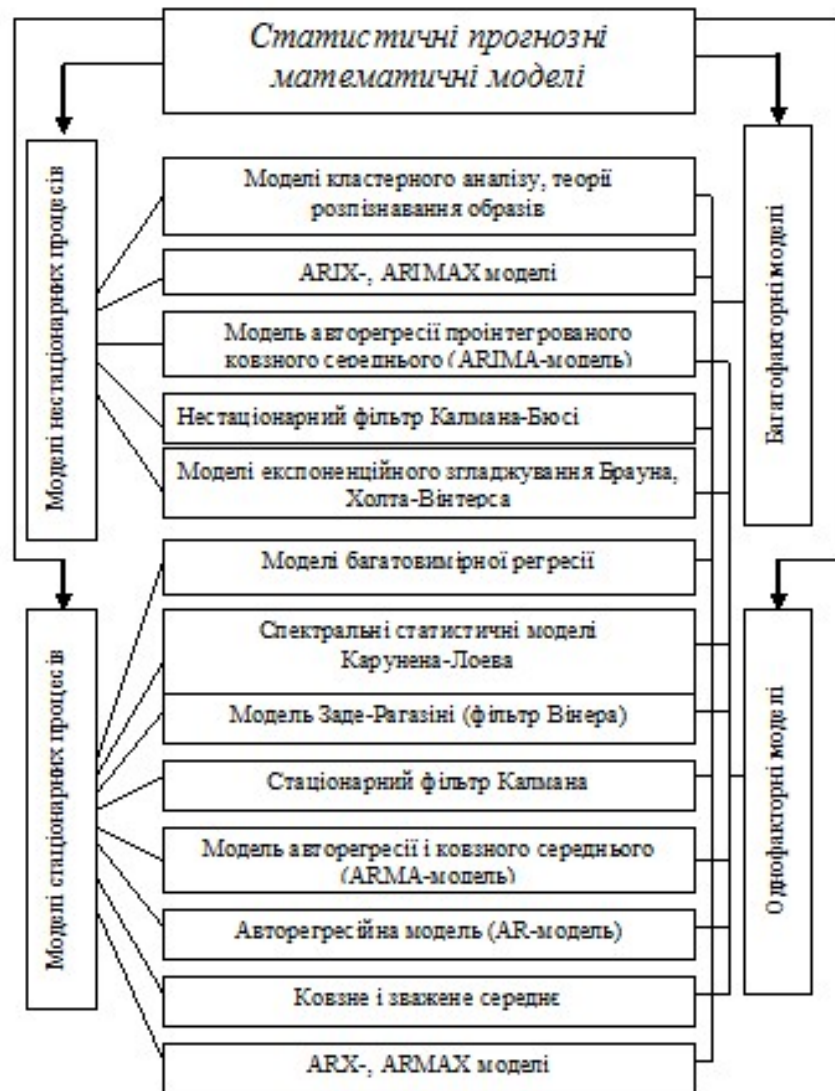


Рисунок 24 – Класифікація основних статистичних прогнозних математичних моделей

Статистичні моделі, залежно від обліку в них вхідних параметрів зовнішніх впливаючих чинників, ділять на: однофакторні і багатофакторні. У першому типі моделей облік зовнішніх чинників не здійснюється, а будується замкнута динамічна модель самої вихідної величини. У другому типі – динамічна модель має один або декілька зовнішніх впливаючих чинників. Якщо модель часового ряду багатофакторна, то цей факт може позначатися буквою «X» в скороченні її назви (ARX-модель, ARMAX-модель і так далі).

Окрім моделей часових рядів при статистичному прогнозуванні використовуються моделі, які базуються на: фільтрах Калмана і Вінера (модель

Заде-Рагазіні); спектральних ортогональних розкладаннях, у тому числі Карунена-Лоева; канонічному розкладанні випадкового процесу; багатовимірній регресії; теорії кластерного аналізу; теорії розпізнавання образів.

Усі перелічені статистичні моделі можуть використовуватися під час моделювання окремо, але найчастіше у складі комбінованих ймовірнісно-детермінованих моделей.

Методи статистичної обробки інформації мають добре розвинені і вивчені класичні методи, а саме, регресійний, кореляційний аналіз і так далі. Незважаючи на безперечну цінність цього виду досліджень, у багатьох випадках від нього доводиться відмовлятися. На превеликий жаль, людина без освіти в галузі статистики зустрічається з труднощами, як під час вибору конкретного методу аналізу, так і під час трактування результату.

В останні роки намітилася тенденція критичного ставлення до статистичної обробки інформації. Особливо у випадку, коли відсутня можливість отримання представницьких вибірок для побудови математичних моделей, статистичних характеристик процесів та перевірки їх адекватності. Крім того, статистична теорія використовує операції усереднення по множині реалізацій, що в цілому ряді випадків приводить до погіршення математичної моделі, особливо в умовах малих і нестационарних вибірок.

В електроенергетиці є приклади, коли ймовірнісні моделі застосовуються без належного обґрунтування, тобто, коли відсутня можливість отримання представницьких вибірок для побудови математичних моделей і перевірки їх адекватності. У цих випадках ефективно використовувати алгебраїчний, детермінований, а не статистичний підхід до вирішення проблеми прогнозування. Основні відмінності алгебраїчного підходу від статистичного полягають в такому:

– під час моделювання знаходяться, уточнюються і використовуються не статистичні характеристики помилок вимірювань, а безпосередньо самі значення помилок у конкретному епізоді ідентифікації;

– уточнення параметрів моделі здійснюється безпосередньо по нев'язці сигналів на виході об'єкта і на виході поточної моделі.

Більшість детермінованих прогнозних моделей процесів (поліноміальна модель, кінцевий гармонійний ряд Фур'є, алгебраїчні регресії, спектральні розкладання і інші) можуть представлятися моделлю загального виду:

$$P_j = F(\varphi, S_j) + \Theta_j, \quad (6)$$

де φ – вектор параметрів детермінованої моделі;

$S_j = [Z_j^T, \dots, Z_{j-1}^T, P_{j-1}^T, \dots, P_{j-l_2}^T]^T$ – комбінований вектор: вхідних впливових факторів Z_j , у поточний і ряд попередніх моментів часу, а також, можливо, самої вихідної величини P_j в попередні моменти часу;

Θ – вектор помилки моделі;

$F(\dots)$ – функція або векторна функція, що визначає детерміновану прогнозну модель.

Завдання ідентифікації (6) ставиться в алгебраїчному випадку так: визначити найкращу, за деяким критерієм якості $I(\hat{\varphi})$, оцінку $\hat{\varphi}$ параметрів φ на підставі змін входу-виходу об'єкта в допустимому області Φ значень:

$$\hat{\varphi} = \arg \left(\min_{S_j \in \Phi} I(\hat{\varphi}) \right).$$

В алгебраїчній постановці вектор помилки моделі Θ_j , і його статистичні характеристики вважаються невідомими.

З формальних алгебраїчних позицій система (6) не може бути розв'язана, оскільки містить два невідомі вектори: параметрів моделі φ і помилки моделі Θ_j . Однак, використовуючи метод найменших квадратів при алгебраїчній ідентифікації, модель (6) наближено замінюють системою:

$$P_j = F(\varphi, S_j) + e; \quad e = p_j - F(\phi, S_j),$$

а за оптимальну оцінку $\hat{\varphi}$ приймають значення, що забезпечує мінімум евклідової норми вектора нев'язок, або позитивно визначеної квадратичної форми:

$$I(\hat{\varphi}) = e_j^T R^2 e_j, \quad (7)$$

де $R^2 = R^T R$ – позитивно певна вагома матриця, $\det R \neq 0$;

$e_j = P_j - F(\varphi, S_j)$ – вектор нев'язок (похибок).

Хоча використання в теорії ідентифікації цього підходу статистично необґрунтоване, проте цей метод є більш практичним методом розв'язання задачі по єдиній вибірці або малій кількості вибірок вимірювань обмеженого обсягу.

Для поліпшення оцінки φ необхідне залучення додаткової (не статистичної) інформації або про вектор параметрів φ , або про вектор помилки моделі Θ . Одним із шляхів є ітераційне уточнення моделі помилки шляхом модифікації, наприклад, матриці R в квадратичному критерії якості (7), або реалізація постійного адаптивного налаштування моделі. В деяких підходах рекомендується фільтрувати на основі методу експоненційного згладжування одержані оцінки параметрів φ моделі.

Як алгебраїчний підхід можна розглядати побудову математичних моделей процесів на основі теорії нечітких множин, штучних нейронних мереж, які дозволяють формувати модель об'єкта або процесу в умовах малих і нестационарних вибірок, а також формалізувати експертні оцінки фахівців. Основні детерміновані моделі, що використовуються при моделюванні та прогнозуванні, наведені на рисунку 25. Як правило, ці моделі використовуються в складі комбінованих ймовірно-детермінованих моделей.

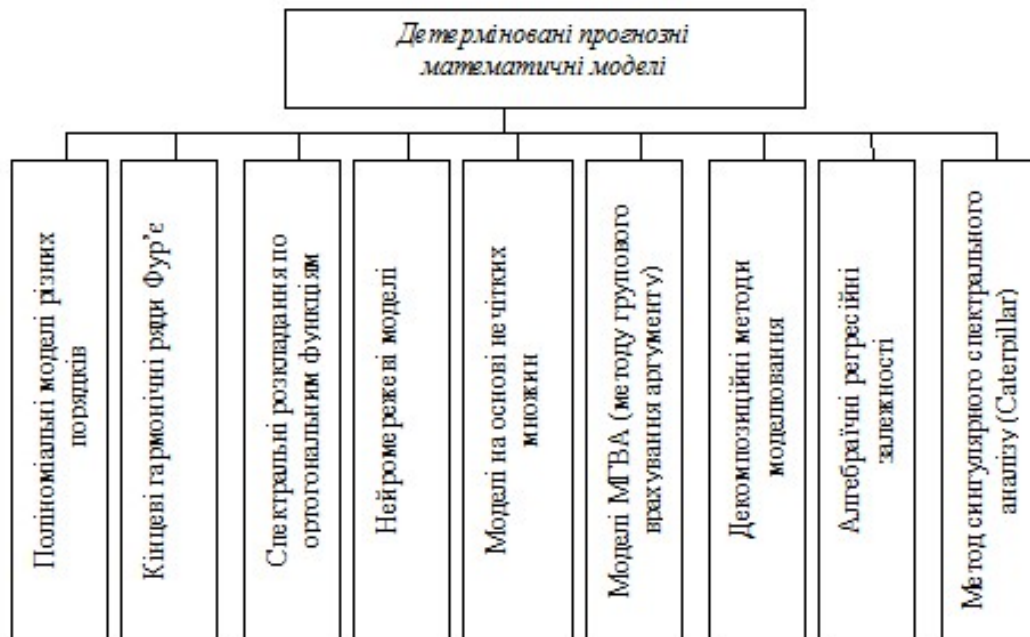


Рисунок 25 – Детерміновані підходи розробки прогнозних математичних моделей

Усе більшого поширення набувають математичні прогнози моделі, які є комбінацією статистичних та детермінованих моделей. Вони базуються на концепції стандартизованого моделювання, яка полягає в моделюванні фактичного генерування $P(t,d)$ як сукупності стандартизованого графіка (базової складової, детермінованого тренда) $P_S(t,d)$ і залишкової складової $P_D(t,d)$.

Така декомпозиція на складові найчастіше має адитивний характер:

$$P(t,d)=P_S(t,d)+P_D(t,d), \quad (8)$$

іноді використовується і мультиплікативна декомпозиція:

$$P(t,d)=P_S(t,d) \cdot P_D(t,d), \quad (9)$$

де d – тип прогнозованої доби.

Іноді використовується модель, що поєднує властивості адитивної і мультиплікативної моделей:

$$P(t, d)=P_{S1}(t,d)+P_{S2}(t,d) \cdot P_D(t,d), \quad (10)$$

де $P_{S1}(t,d), P_{S2}(t,d)$ – детерміновані складові;

$P_D(t,d)$ – остаточна випадкова складова.

Найбільш широке застосування в електроенергетиці має адитивна модель (8), моделі (9) і (10) мають обмежене застосування.

Процес $P_D(t,d)$ у першому наближенні вважають стаціонарним, а це спрощує його моделювання з використання статистичних моделей. Виділення стандартної складової $P_S(t,d)$ здійснюють різними широко відомими методами. При моделюванні стандартної складової $P_S(t,d)$ також часто здійснюють її декомпозицію на окремі складові:

$$P_S(t,d) = P_A(t,d) + P_R(t,d) + P_T(t,d) + P_W(t,d), \quad (11)$$

де $P_A(t,d)$ – складова, що враховує зміну середнього сезонного генерування;

$P_R(t,d)$ – складова, що враховує тижневу циклічність зміни генерування;

$P_T(t,d)$ – трендова складова, що моделює додаткові ефекти, пов'язані із зміною сходу і заходу сонця від сезону до сезону;

$P_W(t,d)$ – складова, яка враховує залежність генерування від метеофакторів.

Кожна зі складових в комбінованій моделі (8), (11) реалізується на основі того чи іншого статистичного або детермінованого методу. Це і визначає різноманіття комбінованих прогнозних математичних моделей процесів. Комбіновані моделі виду (8), (11) не завжди обов'язково містять всі перелічені складові: $P_S(t,d)$, $P_A(t,d)$, $P_R(t,d)$, $P_T(t,d)$, $P_W(t,d)$, $P_D(t,d)$. У ряді випадків одні складові вбирають у себе функції інших відсутніх в моделі складових.

4.2 Сучасні методи, що можуть бути використані для прогнозування

Розглянемо досить нові, сучасні методи прогнозування. До них

віднесемо:

- інтелектуальні технології аналізу даних;
- оперативну обробку даних (OLAP-технології);
- технічний аналіз;
- нейронні мережі;

- нелінійні регресійні методи;
- еволюційне програмування;
- гібридні варіанти;
- адаптивні методи прогнозування;
- нечітке прогнозування;
- сценарний підхід;
- фрактальний аналіз;
- сплайн-прогнозування.

Розглянемо деякі зі списку нових підходів, які знайшли своє застосування в електроенергетиці.

Адаптивне прогнозування іноді називають «двоступеневим прогнозуванням», що є окремим випадком адаптивного підходу. Адаптивне прогнозування полягає в тому, що поряд зі швидкими змінами прогнозованих змінних існують відносно повільні зміни їх структурних коефіцієнтів. Тоді спочатку прогноуються повільні зміни коефіцієнтів, які впливають на подальшу прогнозованість самих змінних. Для цього частіше використовується метод експоненційного згладжування, на його основі будується більшість моделей адаптивного прогнозування. Недоліком адаптивного прогнозування є те, що в деяких випадках (при прогнозуванні і моделюванні сезонних процесів) воно стає громіздким.

Нечітке прогнозування іноді ще називається лінгвістичним або символічним. Тут можуть використовуватись лінгвістичні представлення змінних, в цих методах цікавий грубий, наближений опис з прогнозуванням тенденцій. Також застосовують такі терміни, як високий, середній, низький, що особливо зручно для експертних методів аналізу і прогнозування.

З середини шестидесятих років двадцятого століття після розробки Л. Заде теорії нечітких множин, було запропоновано декілька теорій, які дозволяють формалізувати невизначеність. Для людини звичніше наділити

величини і поняття реального світу в звичайну числову форму і описувати взаємовідношення між ними однозначними функціями. В цьому випадку при розвитку будь-якого процесу завжди є тільки одна можливість. Іншими словами, усі величини мають детермінований характер. Суть теорії нечіткої логіки полягає в тому, що подібно до звичайних чисел з розподілами нечіткості можна робити різні операції, наприклад, складати і множити.

Нейронні мережі утворюються нейроподібними елементами, які з'єднані між собою синоптичними зв'язками. Елементи розташовуються пошарово, причому бажано звести до мінімуму кількість шарів і нейронів у шарі. Мережа проходить етап навчання на звітних даних і продовжує роботу на перспективних даних. Нейромережа, як правило, є багатошаровою мережевою структурою однотипних елементів – нейронів, сполучених між собою і згрупованих в шари (багатошарові нейромережі). Вхідна інформація подається на нейрони вхідного шару, а після проходження через багатошарову структуру вихідна інформація знімається з вихідного шару. Перед використанням на практиці нейронну мережу необхідно «навчити» на прикладах. В результаті нейромережу налаштовують так, щоб отримати відповідь максимально близьку до вірної.

В електроенергетиці на основі моделей багатошарового персептрона і штучних нейронних мереж вирішені завдання класифікації добових графіків. Дві головні переваги нейронних мереж над іншими методами:

- при використанні нейронних мереж легко досліджувати залежність прогнозованої величини від незалежних змінних;
- експерт не є заручником вибору математичної моделі поведінки часового ряду (побудова нейромережевої моделі відбувається адаптивно під час навчання без участі експерта, при цьому нейронній мережі надаються приклади з бази даних і вона сама підлаштовується під ці дані).

Сценарний підхід. Сценарієм в прогностиці прийнято називати опис майбутнього, складений з врахуванням правдоподібних припущень, об'єднаних

деякими балансами. Розрізняють пошукове прогнозування і новаторське прогнозування. До винахідників даного підходу, в першу чергу, можна віднести Х. Кана.

Технічний аналіз використовує статистику для того, щоб визначити тренди на ранніх стадіях їх розвитку і прогнозувати процеси у відповідності з цими трендами. Стандартні методи технічного аналізу, засновані на значеннях різноманітних індикаторів, дають лише оцінку руху змінних (в даному випадку це значення електричних навантажень) вгору або вниз. При цьому величина діапазону, в якому буде знаходитись прогнозована величина, залишається невизначеною. Термін «технічний аналіз» означає дослідження динаміки будь-яких часових показників за допомогою графічних методів з метою прогнозування майбутнього напрямку їх еволюції.

З точки зору математики, технічний аналіз визначається як графічне відображення статистики еволюційних процесів. Технічний аналіз часових рядів розвивався під впливом статистичних методів аналізу часових рядів, які можна поділити на три частини:

- часові ряди враховують все;
- часові ряди підкоряються тенденціям;
- часові ряди мають закономірності.

Друге твердження є основою для трендового аналізу: намічений тренд з більшою ймовірністю продовжить свій рух, ніж змінить напрям. Тренд (тенденція) це найважливіший інструмент технічного аналізу, який є однонаправленим рухом аналізованого показника, що діє протягом певного безперервного періоду часу.

Третє з приведених тверджень означає, що тенденції генерування, які діяли в минулому, діятимуть в сьогоденні і майбутньому, а це основа для фрактального аналізу.

У технічному аналізі напрям тренда визначають за допомогою різних процедур усереднювання спостережуваного часового ряду. Для даного

часового ряду $Y: y_i, i = 1..N$ при обраній довжині t інтервалу згладжування, елемент $y_{t, t > m/2}$ звичайного «ковзного середнього» обчислюється за формулою:

$$\bar{z}_t = \frac{1}{m} \cdot \sum_{i=t-p}^{t+p} z_i, p = \left[\frac{m}{2} \right], t = \overline{p+1}, \overline{n-p}.$$

У технічному аналізі вже склалася класифікація трендів. Тренд буває не тільки зростаючим, спадаючим або нейтральним, але і сильним, слабким або нормальним; молодим, зрілим або старим; довгостроковим, середньостроковим чи короткостроковим. Наприклад, сильний тренд розвивається під кутом, не меншим 45° по відношенню до осі часу; слабкий тренд – під кутом, меншим 45° ; а нормальний дотримується кута 45° . Ділянку наступну за точкою зміни тренда називають «молодим трендом»; ділянку, передуючу точці зміни тренду, називають «старий тренд»; частина, що залишилася «зрілий тренд». Термін «життя тренда» визначають за допомогою теорії циклів. Вважається, що класичний часовий ряд складається з періодичної зміни підйомів і спадів, поєднання яких складає цикл. Такі цикли характеризуються двома поняттям: амплітудою циклу і його періодом – довжиною хвилі між двома сусідніми значеннями показника. Іншими словами, хвиля циклу складається зі зростаючої та спадаючої фаз (гілок).

Фрактальний аналіз, інструментарій якого розроблений в процесі розвитку нелінійної динаміки, народження останньої було тісно пов'язане з широким використанням нової технології наукових досліджень – обчислювального експерименту. Базовим інструментом для фрактального аналізу часових рядів є запропонований Херстом R/S -аналіз. За допомогою цього аналізу вдається виявити і чисельно оцінити такі фундаментальні характеристики часових рядів: наявність довготривалої пам'яті і її глибину, трендостійкість (персистентність) або, навпаки, антиперсистентність та ін. Використання цих характеристик (показників, критеріїв) дозволяє будувати

прогнозні моделі, які виявляються продуктивними у разі, коли класичні методи прогнозування виявляються неефективними.

Отже, розглянуті методи прогнозування набувають все більшого поширення в енергетиці. Тому для оперативного прогнозування генерування ФЕС використаємо нейро-нечітке прогнозування, оскільки такий підхід, завдяки поєднанню переваг двох методів: нечіткої логіки і нейронних мереж, дозволяє легко досліджувати складні залежності прогнозованої величини від декількох вхідних, які змінюються за складними законами.

5. ІНТЕРФЕЙС ПРОГРАМИ

Загальний інтерфейс програми складається з **5 основних частин** : **1** – модуль зчитування даних з файлу, з розширенням txt, csv. **2**- модуль завантаження даних з веб-сайту meteoblue та або локального файлу. **3**- вікно виведення результатів прогнозування по заданим метеопараметрам. **4** – модуль обробки та зберігання результатів прогнозування. **5**- модуль графічного представлення результатів (див. рис. 41).

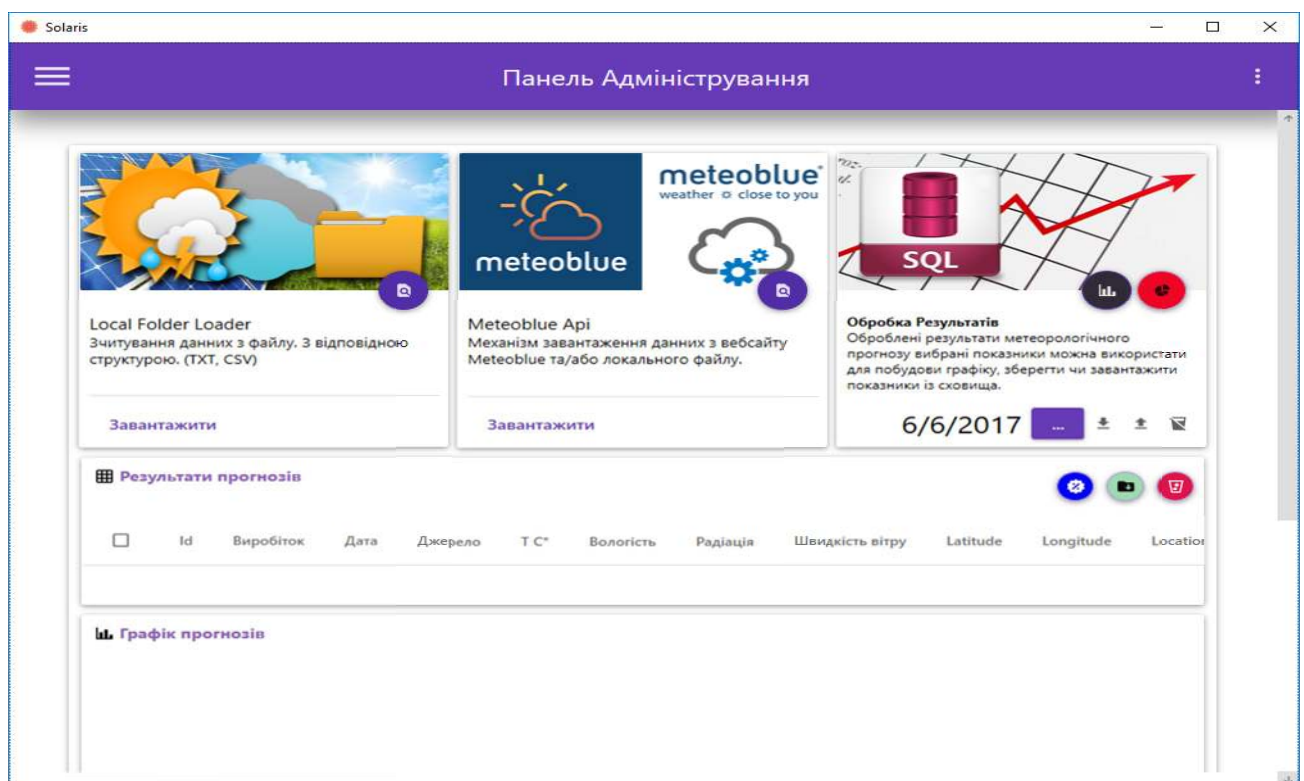


Рисунок 41 – Вигляд основного вікна програмного засобу

Завантаження файлів з локальної машини відбувається так (див. рис. 42): по натиску кнопки, відбувається відкриття дерева каталогів в якому обираємо файл з заданою структурою та розширенням (txt або csv). Після вибору відповідного файлу натискаємо кнопку “Завантажити”. В результаті завантажені дані формують таблицю по основним метеопараметрам (сонячна радіація, вологість, швидкість вітру та температура) а також інформацію про

місце розташування фотовольтаїчної станції (широта та довгота). Також інформацію про дату в форматі (місяць, день, рік та час)

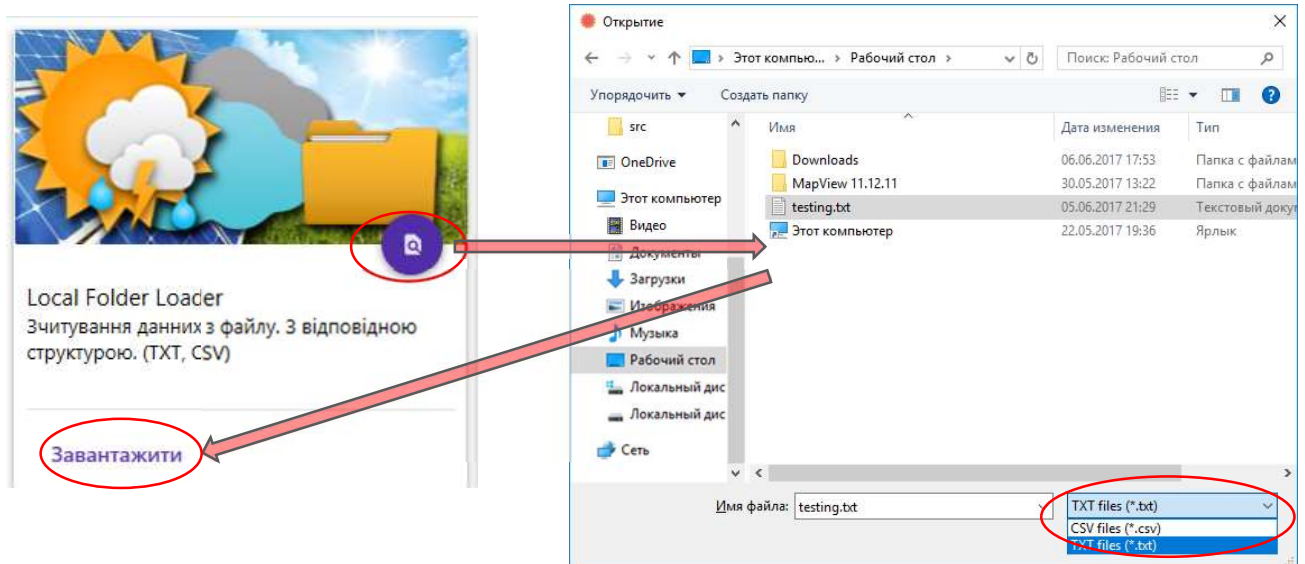


Рисунок 42 – Режим завантаження вихідних даних з локального файлу

Завантаження файлу з метеоданими отриманити з meteoblue, відбувається наступним чином: по натиску кнопки, відбувається відкриття дерева каталогів в якому обираємо файл з структурою, що надав сервіс meteoblue розширенням (.json). Після вибору відповідного файлу натискаємо кнопку “Завантажити”. В результаті завантажені дані формують таблицю по основним метеопараметрам (сонячна радіація, вологість, швидкість вітру та температура) а також інформацію про місце розташування фотовольтаїчної станції (широта та довгота).

Програма також налаштована на роботу з API meteoblue (див. рис. 43), для такої роботи потрібно натиснути кнопку “Завантажити”. По натиску програма робить запит на відповідний сервіс, та відразу завантажує дані в таблицю результатів.

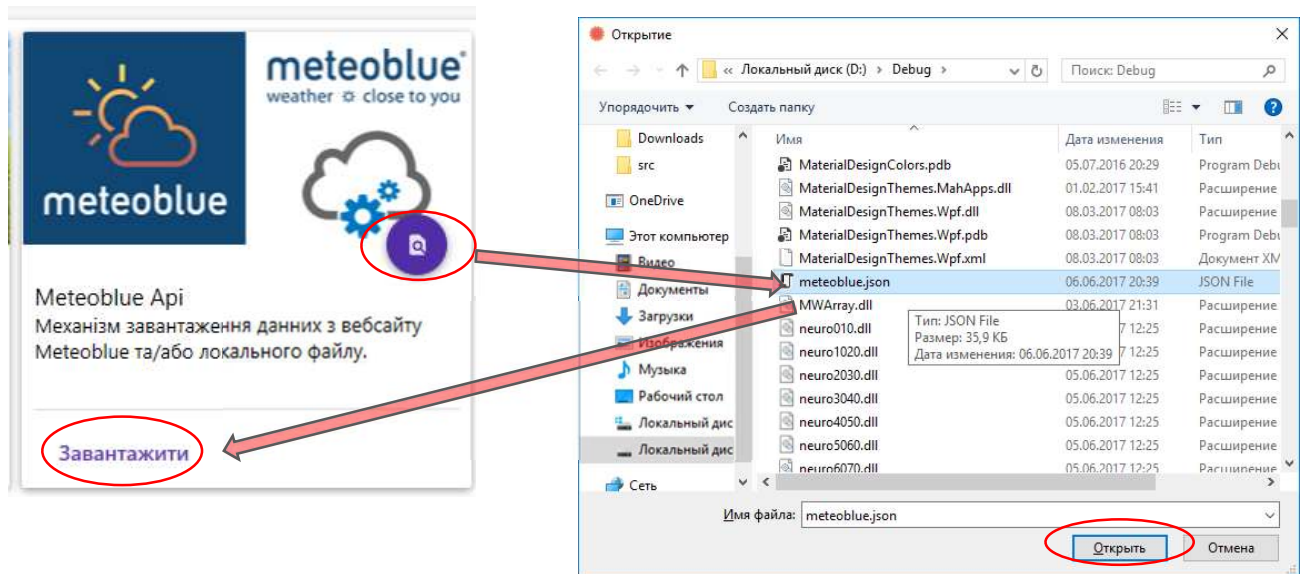


Рисунок 43 – Режими завантаження вихідних даних за API

Результати погодинного прогнозування відображаються у вікні програми (див. рис. 44) з зазначенням прогнозованого графіку виробітку, дати і години доби, метеопараметрів, за якими здійснювалось прогнозування.

Результати прогнозів											
	Id	Виробіток	Дата	Джерело	Т С*	Вологість	Радіація	Швидкість вітру	Latitude	Lon	
<input type="checkbox"/>	0	1	4/6/2017 3:05:00 AM		11.7	71	0	1	2.3	3.2	
<input type="checkbox"/>	0	1	4/6/2017 4:05:00 AM		12.1	69.3	0	0.8	2.3	3.2	
<input type="checkbox"/>	0	4	4/6/2017 5:05:00 AM		12.4	68.1	14.1	0.5	2.3	3.2	
<input type="checkbox"/>	0	24	4/6/2017 6:05:00 AM		12.6	67.5	67.4	0.4	2.3	3.2	
<input type="checkbox"/>	0	159	4/6/2017 7:05:00 AM		15.8	57.6	247.3	1	2.3	3.2	
<input type="checkbox"/>	0	261	4/6/2017 8:05:00 AM		17.9	52.1	386.5	1.9	2.3	3.2	
<input type="checkbox"/>	0	296	4/6/2017 9:05:00 AM		21	47.8	596.9	2.6	2.3	3.2	
<input type="checkbox"/>	0	490	4/6/2017 10:05:00 AM		23.4	42.6	727.9	3.4	2.3	3.2	
<input type="checkbox"/>	0	454	4/6/2017 11:05:00 AM		24.6	41.8	766	3.3	2.3	3.2	

Рисунок 44 – Результати погодинного прогнозування

Окрім погодинного графіка генерування програми виконує підрахунок об'єму електричної енергії, яка визначається за прогнозованим погодинним графіком. За наявності фактичного графіка генерування можна виконати порівняння електричної енергії виробленої за день за фактичним графіком та прогнозованим. Результати порівняння виводяться в окреме вікно (рис. 45).

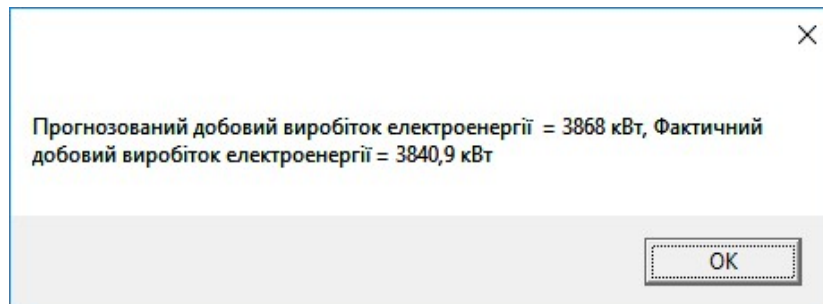


Рисунок 45 – Результати порівняння фактично виробленої енергії та прогнозованої за добу

Розроблений програмний засіб дозволяє зберігати результати прогнозування і фактичний виробіток у базу даних (див. рис. 46). В подальшому збережена інформація може бути використана для звітів та у процесі уточнення та навчання моделі прогнозування.

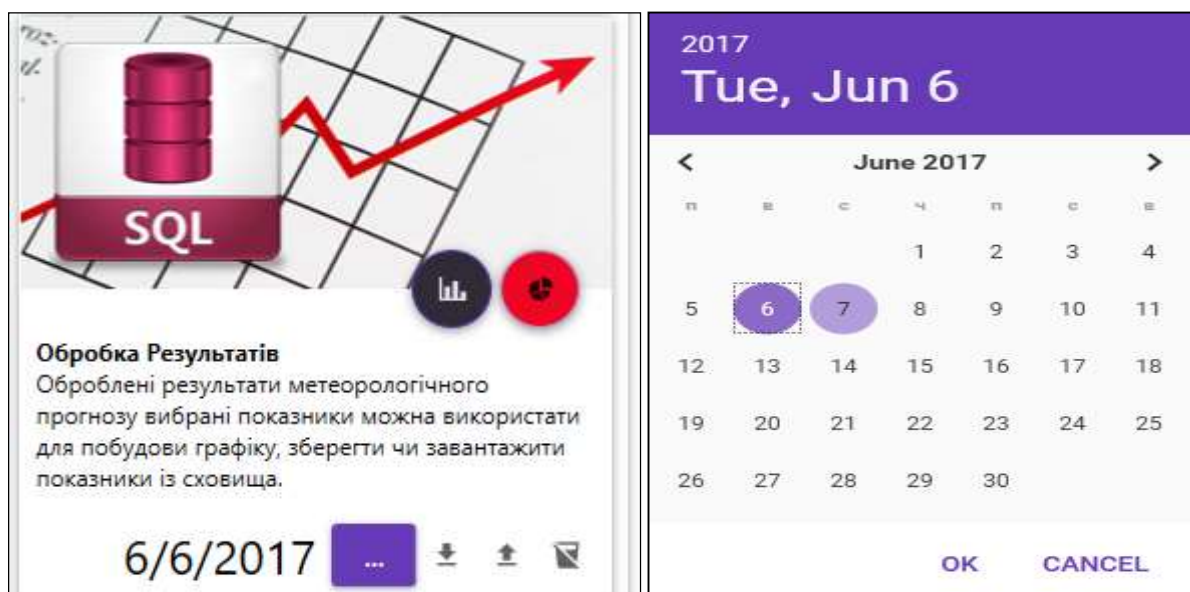


Рисунок 46 – Організація роботи з базою даних

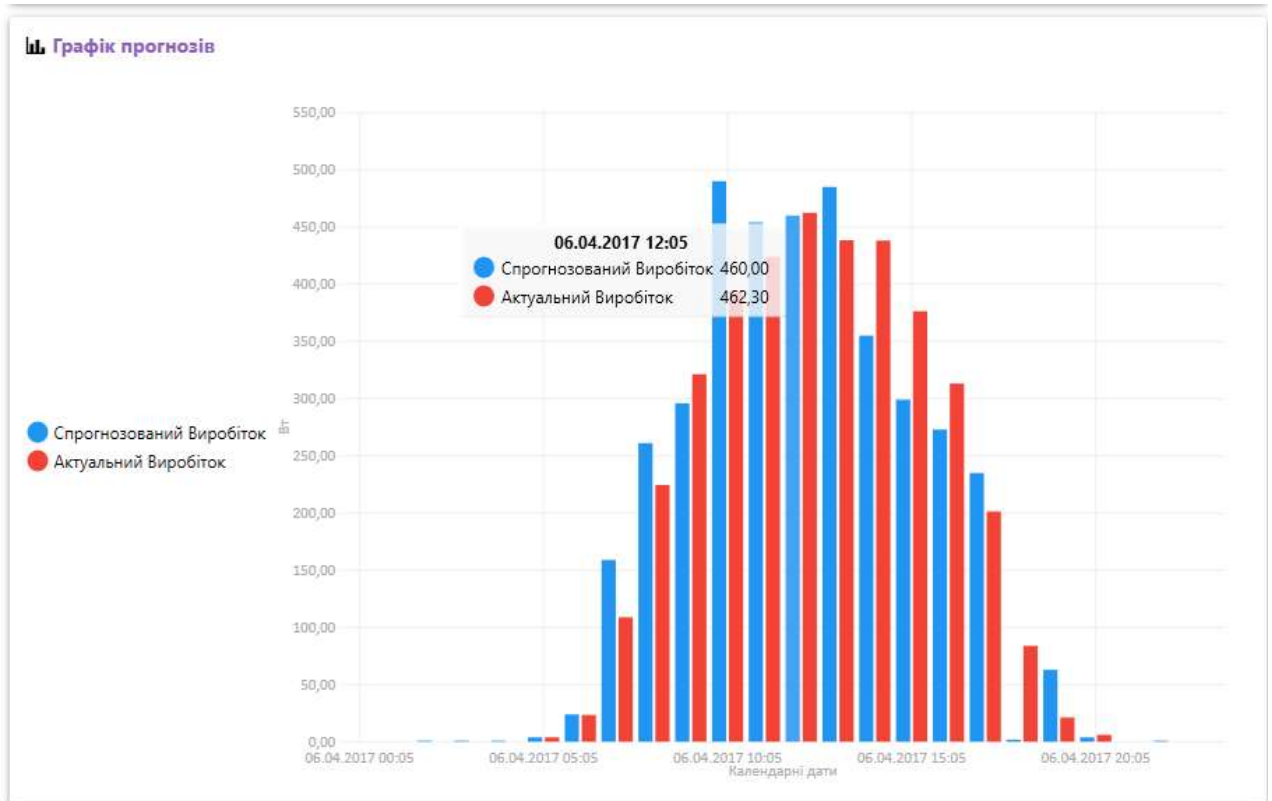


Рисунок 47 – Графічна інтерпретація результатів прогнозування

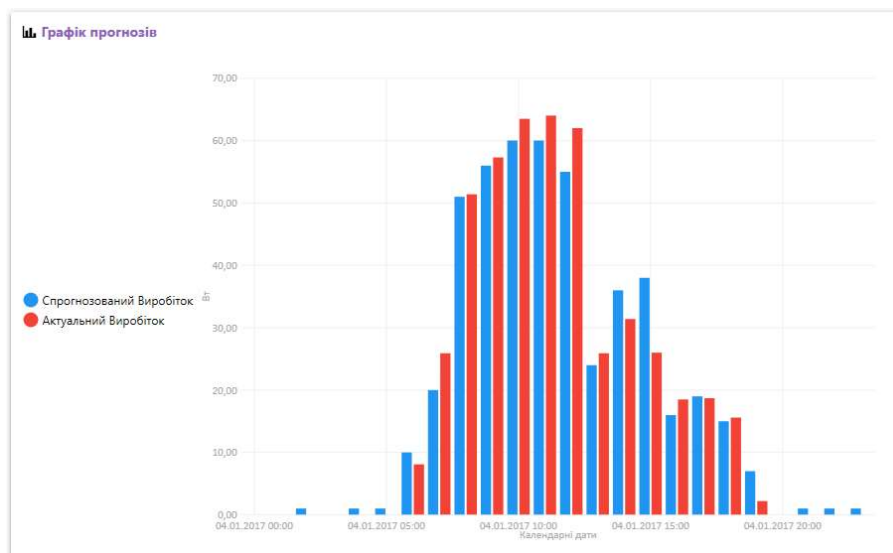


Рисунок 48 – Графічна інтерпретація результатів прогнозування

Результати прогнозування погодинного графіка генерування можуть подаватись у вигляді таблиці, як показано на рис. 44, так і у вигляді графіку рис. 47 та 48.

6 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

6.1 Аналіз умов праці при виконанні робіт, пов'язаних з ремонтом та експлуатацією електричних мереж 110 кВ

На лініях 110 кВ виконується низка робіт, таких як: будівництво, реконструкція ЛЕП, прокладення, заміна проводу тощо.

Відповідно до цих робіт можна перелічити небезпечні та шкідливі фактори, які виникають при цьому.

1.1. Небезпечні та шкідливі виробничі фактори:

- фізичні;
- психофізіологічні.

1.1.1. Фізичні небезпечні та шкідливі виробничі фактори:

- рухомі частини виробничого обладнання; вироби, що пересуваються, заготовлі, матеріали;
- підвищена чи знижена температура поверхонь обладнання, матеріалів;
- підвищене значення напруги в електричному ланцюзі, замикання якого може статися через тіло людини;
- підвищений рівень статичної електрики;
- підвищена напруженість електричного поля;
- гострі кромки, задирки та шорсткість на поверхнях заготовок, інструментів та обладнання [24].

6.2 Організаційно-технічні рішення з охорони праці для електротехнічного персоналу електричних мереж 110 кВ при ремонті та експлуатації реле

6.2.1 Період експлуатації або термін служби пристрою до списання визначається моральним чи фізичним зношуванням пристрою до такого стану, коли відновлення його стає нерентабельним. Фізичний знос пристрою не повинен бути причиною відмов. Рішення про заміну пристрою або його

відновлення ухвалюється на рівні енергосистеми, енергопідприємства, у віданні яких знаходяться пристрої РЗА або ПА.

У термін служби пристрою, починаючи з перевірки при новому включенні, входять, як правило, кілька міжремонтних періодів, кожен з яких може бути розбитий на характерні з точки зору надійності етапи: період опрацювання, період нормальної експлуатації та період зносу.

Встановлюються такі види планового технічного обслуговування пристроїв РЗА:

- перевірка при новому включенні (налагодження);
- перший профілактичний контроль;
- профілактичний контроль, профілактичний контроль із заміною ламп;
- профілактичне відновлення (ремонт);
- тестовий контроль;
- випробування;
- технічний огляд.

Крім того, в процесі експлуатації можуть проводитися такі види позапланового технічного обслуговування:

- позачергова перевірка;
- післяаварійна перевірка [15].

6.2.2 Перевірки при новому включенні пристроїв РЗА та ПА, у тому числі вторинних ланцюгів, вимірювальних трансформаторів та елементів приводу комутаційних апаратів, що належать до пристроїв РЗА та ПА, проводяться:

- Перед включенням знову змонтованих пристроїв;
- після реконструкції діючих пристроїв, пов'язаної з встановленням нової додаткової апаратури, переробкою апаратури, що знаходиться в роботі, або після монтажу нових вторинних ланцюгів.

Якщо перевірка при новому включенні проводилася сторонньою організацією налагодження, включення нових і реконструйованих пристроїв без приймання їх службою РЗА забороняється.

6.2.3 Завданням технічного обслуговування в період приробітку з урахуванням особливостей релейного захисту та протиаварійної автоматики є найбільш швидке виявлення припрацьованих відмов та запобігання відмовам функціонування з цієї причини.

Для пристроїв РЗА та ПА приробіткові відмови найбільш характерні у початковий період експлуатації. У решту міжремонтних періодів вони виникають значно рідше.

Період приробітку пристрою релейного захисту та протиаварійної автоматики починається з проведення налагоджувальних робіт перед включенням пристрою в експлуатацію, які при ретельному їх виконанні забезпечують виявлення та усунення більшої частини відмов.

Однак навіть найретельніше налагодження не може гарантувати усунення всіх відмов приробітку. Завжди є ймовірність, що якийсь із дефектів не буде виявлено або з'явиться після налагодження. Крім того, при налагодженні можуть не виявитися приховані дефекти елементів, які виявляться через деякий час після введення пристрою в експлуатацію. До них можуть бути віднесені, наприклад, ослаблена міжвиткова ізоляція обмоток реле і трансформаторів, наявність надломів у дротяних опорах, приховані дефекти радіоелектронної апаратури.

Таким чином, із закінченням налагоджувальних робіт та введенням пристрою в експлуатацію період приробітку не може вважатися закінченим. Необхідно проведення через деякий час після налагодження ще однієї перевірки, після якої з досить великою ймовірністю вважатимуться, що приробіткові відмови виявлені та усунені. Таку перевірку названо першим

профілактичним контролем. Термін проведення цього контролю визначається переважно двома суперечливими чинниками.

З одного боку необхідно деякий час для прояву прихованих дефектів і, отже, чим більший цей час, тим вірогідніше їхній прояв. З іншого - зі збільшенням інтервалу між включенням пристрою в експлуатацію та першим профілактичним контролем збільшується ймовірність неправильної роботи пристрою.

Для пристроїв РЗА та ПА на мікроелектронній елементній базі, що мають вбудовані засоби ручного тестового контролю, до першого профілактичного контролю проводиться тестовий контроль.

6.2.4 Завданням технічного обслуговування в період зношування є своєчасне профілактичне відновлення або заміна зношених елементів пристрою з тим, щоб запобігти різкому зростанню параметра потоку відмов. Відповідний вид технічного обслуговування з урахуванням ремонтпридатності переважної більшості елементів пристроїв релейного захисту та протиаварійної автоматики названо профілактичним відновленням.

Періодичність профілактичного відновлення пристрою визначається періодичністю відновлення його елементів, що у свою чергу визначається ресурсом цих елементів. Ресурс різних елементів неоднаковий. Однак, враховуючи специфіку умов експлуатації пристроїв РЗА і ПА, доводиться поєднувати терміни профілактичних відновлення різних елементів, схильних до різних процесів старіння.

Періодичність профілактичного відновлення пристрою РЗА та ПА доцільно визначати ресурсом більшої частини апаратури та елементів цього пристрою.

Для швидкозношуваних реле (мають малий ресурс або велику швидкість вироблення ресурсу) відновлення проводиться також і при проведенні чергового профілактичного контролю.

6.2.5 Завданням технічного обслуговування період нормальної експлуатації, тобто. між двома відновленнями, є виявлення та усунення раптових відмов з метою запобігання переходу цих відмов у відмови функціонування. Відповідні види технічного обслуговування називаються профілактичним контролем та тестовим контролем.

Профілактичний контроль полягає у перевірці працездатності всього пристрою РЗА та ПА.

Тестовий контроль як додатковий вид технічного обслуговування застосовується для пристроїв на мікроелектронній базі, що мають відповідні інтегровані засоби. Під час тестового контролю здійснюється перевірка працездатності частини пристрою.

Періодичність профілактичного та тестового контролю визначається низкою факторів:

- параметром потоку відмов;
- середнім числом вимог спрацьовування в одиницю часу;
- шкодою від відмови функціонування пристрою РЗА та ПА;
- витратами на проведення профілактичного контролю;
- ймовірністю помилок персоналу у процесі проведення профілактичного контролю.

6.2.6 При частковій зміні схем або реконструкції пристроїв РЗА та ПА при відновленні ланцюгів, порушених у зв'язку з ремонтом основного обладнання, при необхідності зміни уставок, характеристик реле та пристроїв та режиму роботи ПА проводяться позачергові перевірки.

Післяаварійні перевірки проводяться для з'ясування причин відмови функціонування або неясних дій пристроїв РЗА та ПА.

Обсяг та програма післяаварійної перевірки пристроїв системного призначення повинні затверджуватись на рівні енергосистеми.

Періодично повинні проводитися зовнішні технічні огляди апаратури та вторинних ланцюгів, перевірка положення перемикаючих пристроїв, випробувальних блоків та ключів [16].

Розрахунок штучного заземлювального пристрою з використанням природних заземлювачів. В-4

Початкові дані

1. Захисту підлягає електрообладнання механічного цеху.
2. Мережа з глухозаземленою нейтраллю. Напруга мережі $U = 380$ В.
3. Вимірний опір розтікання струму в природному заземлювачі $R_{П.З} = 15$ Ом. Тип додаткового штучного заземлення – кутова сталь 45×4 мм довжиною $l_B = 3$ м. Глибина закладання заземлювачів $H_0 = 0,7$ м. З'єднувальна смуга шириною $B_C = 0,04$ м.
4. Ґрунт – пісок; склад однорідний; вологість нормальна. Кліматична зона – III.

Розв'язання

1. Визначаємо допустиме (нормативне) значення опору розтікання струму в заземлювальному пристрої. Згідно з ПУЕ $R_D \leq 4$ Ом.
2. Визначаємо розрахунковий питомий опір ґрунту для III кліматичної зони, вологість нормальна

$$\rho_{РОЗР} = \rho_{ТАБЛ} \cdot K_C,$$

де $\rho_{ТАБЛ} = 300$ Ом • м, (табл. 3.9),

$K_C = 1,3$, (табл. 3.10),

$$\rho_{РОЗР} = 300 \cdot 1,3 = 390 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

3. Визначаємо H – відстань від поверхні землі до середини вертикального заземлювача:

$$H = H_0 + L_B / 2 = 0,7 + 3/2 = 2,2 \text{ м.}$$

4. Визначаємо опір розтікання струму в одному вертикальному заземлювачі:

$$R_B = \frac{\rho_{\text{ПОЗР}}}{2\pi \cdot L_B} \cdot \left(\ln \frac{2L_B}{d_{\text{ЕКВ}}} + \frac{1}{2} \ln \frac{4H + L_B}{4H - L_B} \right);$$

$$d_{\text{ЕКВ}} = 0,045 \cdot B_K = 0,045 \cdot 1 = 0,048 \text{ м.}$$

$$R_B = \frac{390}{2 \cdot 3,14 \cdot 3} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot 3}{0,045} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot 2,2 + 3}{4 \cdot 2,2 - 3} \right) = 101,6 \text{ Ом}$$

5. Визначаємо опір розтікання струму штучного заземлення, якщо врахувати, що штучні і природні заземлювачі з'єднані паралельно та їх загальний опір не перевищує $R_D = 8 \text{ Ом}$

$$R_B = \frac{R_{\text{П.З}} \cdot R_{\text{Ш}}}{R_{\text{П.З}} + R_{\text{Ш}}}$$

$$\text{Тоді } R_{\text{Ш}} = \frac{R_D \cdot R_{\text{П.З}}}{R_{\text{П.З}} - R_D} = \frac{8 \cdot 15}{15 - 8} = 17,1 \text{ Ом.}$$

6. Визначаємо орієнтовну кількість вертикальних заземлювачів при $\eta_B = 1$

$$\eta_{\text{Ш}} = \frac{R_B}{R_{\text{Ш}} - \eta_{\text{П}}} = \frac{101,6}{17,1 - 1} = 6 \text{ шт.}$$

7. Визначаємо коефіцієнт використання вертикальних заземлювачів η_B з табл. 3.12. Заземлювачі розташовані по контуру; $a/L = 1$. $n = 6$. Тоді $\eta_B = 0,56$.

8. Визначаємо необхідну кількість вертикальних заземлювачів з врахуванням η_B

$$n_B = n_{\text{ОР}} / \eta_B = 6 / 0,56 = 12.$$

Приймаємо $n = 12$ шт.

9. Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму у вертикальних заземлювачах при $n = 12$ шт

$$R_{\text{ПОЗР.В}} = \frac{R_B}{n - \eta_B} = \frac{101,6}{6 \cdot 0,56} = 30,2 \text{ Ом.}$$

10. Визначаємо довжину з'єднувальної смуги:

$$L_c = 1,05 a n = 1,05 \cdot 3 \cdot 12 = 37,8 \text{ м.}$$

11. Визначаємо опір розтікання струму в горизонтальному заземлювачі:

$$R_{\Gamma} = \frac{\rho_{\text{POЗP}}}{2\pi \cdot L_B} \ln \frac{2\pi \cdot L_C^2}{H_0 \cdot B_C} = \frac{390}{2 \cdot 3,14 \cdot 3} \ln \frac{2 \cdot (30,2)}{0,7 \cdot 0,04}$$

$$R_{\Gamma} = 2,1 \text{ Ом}$$

12. Визначаємо коефіцієнт використання горизонтального заземлювача. За табл. 3.14 при $a/l=1$, $n_B=12$ отримуємо $\eta_{\Gamma}=0,32$.

13. Визначаємо опір розтікання струму в горизонтальному заземлювачі з врахуванням η_{Γ} :

$$R_{\text{POЗP.}\Gamma} = \frac{R_{\Gamma}}{\eta_{\Gamma}} = \frac{2,1}{0,32} = 6,6 \text{ Ом.}$$

14. Визначаємо опір розтікання струму в горизонтальних та вертикальних заземлювачах

$$R_{\text{POЗP.}P} = \frac{R_{\text{POЗP.}B} \cdot R_{\text{POЗP.}\Gamma}}{R_{\text{POЗP.}B} + R_{\text{POЗP.}\Gamma}} = \frac{30,2 \cdot 6,6}{30,2 + 6,6} = 5,4 \text{ Ом.}$$

15. Визначаємо загальний опір розтікання струму в штучному та природному заземлювачах

$$R_{\text{ЗАГ}} = \frac{R_{\text{П.З}} \cdot R_{\text{POЗP.}P}}{R_{\text{П.З}} + R_{\text{POЗP.}P}} = \frac{15 \cdot 5,4}{15 + 5,4} = 4 \text{ Ом.}$$

$$R_{\text{ЗАГ}} < R_{\text{ДОП}}$$

Отримане загальнорозрахункове значення опору розтікання струму в природному та штучному заземлювачах відповідає вимогам ПУЕ, ПТЕ та ПТБ [17].

6.3 Основні заходи протипожежного захисту при виконанні робіт на лінії

Пожежна безпека підприємств паливно-енергетичного комплексу (ПЕК) забезпечується шляхом проведення організаційно-технічних та інших заходів з попередження пожеж, забезпечення безпеки людей, зниження можливих матеріальних збитків, зменшення негативних екологічних наслідків, створення умов для швидкого виклику пожежних підрозділів та успішного гасіння пожеж,

а також евакуації з зони виникнення та можливого розповсюдження пожежі людей, документів і матеріальних цінностей.

6.3.1. Підготовка персоналу

1.1. Особовий склад всіх караулів пожежних частин і підрозділів, які прибувають для гасіння пожежі, не рідше одного разу на рік повинен проходити спеціальний інструктаж з особливостей експлуатації енергетичних установок та техніки безпеки при пожежах. Інструктаж проводиться інженерно-технічним персоналом об'єкта за узгодженою програмою.

1.2. На кожному енергетичному об'єкті повинні регулярно проводитися протипожежні тренування з черговим персоналом, а також спільні з пожежними частинами пожежно-тактичні навчання. Навчання проводяться працівниками пожежної охорони. Графік навчань щороку розробляється начальником гарнізону пожежної охорони спільно з керівником енергетичного підприємства.

6.3.2. Підготовка заземлень і електрозахисних засобів

1. Енергетичні об'єкти виготовляють в необхідній кількості пристосування для заземлення пожежних стволів, піногенераторів і насосів пожежних машин з гнучкого мідного голого проводу перерізом не менше 25 мм², які забезпечуються спеціальними струбцинами для з'єднання з заземленими конструкціями (гідрантами водогінної мережі, металевими опорами повітряних ліній електропередач, обсадними трубами артезіанських свердловин тощо).

Місця приєднання до заземлених конструкцій визначаються спеціалістами енергетичних об'єктів спільно з представниками гарнізону пожежної охорони, позначаються знаком заземлення та вносяться до графічної частини плану пожежогасіння.

2. Для забезпечення безпеки персоналу та пожежників, які беруть участь

у гасінні пожежі електроустановок під напругою, застосовуються індивідуальні ізолюючі електрозахисні засоби (діелектричні рукавиці, боти).

3. Кількість заземлень та індивідуальних ізолюючих захисних засобів і місця їх зберігання визначаються керівниками енергетичних об'єктів з розрахунку подачі вогнегасних засобів на електроустановки, які знаходяться під напругою.

4. Випробування електрозахисних засобів виконується енергетичним об'єктом в установленому порядку.

5. Забороняється використання заземлюючих пристосувань і електрозахисних засобів для інших цілей, крім випадків пожеж або проведення спільних з пожежними підрозділами ДПО тренувань (навчань) на об'єкті.

6. Автомобілі пожежних частин, які охороняють енергооб'єкти, повинні бути укомплектовані електрозахисними засобами відповідно до чисельності бойового розрахунку, який бере участь у гасінні пожежі.

6.3.3. Дії при виникненні пожежі

1. При виникненні пожежі на енергетичному об'єкті особа, яка першою виявила займання, зобов'язана негайно повідомити начальника зміни електростанції (диспетчера або чергового підстанції, підприємства електромереж), старшого зміни та приступити до гасіння пожежі засобами пожежогасіння, дотримуючись при цьому правил техніки безпеки.

2. Начальник зміни електростанції (диспетчер підстанції або підприємства електромережі) під час гасіння пожежі повинен забезпечити посилення охорони території об'єкта і не допускати до місця пожежі сторонніх осіб.

4. Начальник зміни електростанції (диспетчер або черговий підстанції, підприємства електромереж) про виникнення займання повинен негайно повідомити в пожежну охорону, керівництву енергооб'єкта (за спеціальним списком), а також диспетчеру енергосистеми.

5. Старший у зміні особисто або за допомогою чергового персоналу зобов'язаний визначити місце осередку пожежі, можливі шляхи її поширення, загрозу діючому електрообладнанню, яке опинилося в зоні пожежі, можливість виникнення нових осередків горіння на іншому електрообладнанні, а також до прибуття пожежних підрозділів виконати такі роботи:

— особисто або з допомогою чергового персоналу перевірити ввімкнення автоматичної установки пожежогасіння (при її наявності), а у випадку відмови задіяти її в ручному режимі;

— вжити заходів із створення безпечних умов для персоналу і пожежних підрозділів для ліквідації пожежі;

— провести можливі операції на технологічних установках (вимкнення або перемикання на обладнанні, витіснення водню з генератора, зняття напруги з електроустановок, зливання мастила з мастилобаків турбогенераторів тощо);

— приступити до гасіння пожежі силами та засобами енергетичного об'єкта;

— виділити для зустрічі пожежних підрозділів особу, яка добре знає місця заземлення технічних засобів і розташування під'їзних шляхів та вододжерел;

— при необхідності вжити заходів для охолодження водою металевих ферм, колон будівлі за допомогою пожежних кранів або стаціонарно встановлених лафетних пожежних стволів з урахуванням дотримання заходів техніки безпеки;

— проінформувати керівника гасіння пожежі (КГП) про безпечні маршрути руху пожежних на бойові позиції.

6. Вимкнення або перемикання приєднань в зоні пожежі може проводитись за карткою пожежогасіння начальником зміни станції (диспетчером або черговим підстанції, підприємства електромережі) або за його розпорядженням черговим персоналом, з наступним повідомленням вищого оперативного керівництва (диспетчера енергосистеми) після закінчення операції вимкнення.

7. До прибуття першого пожежного підрозділу обов'язки КГП виконує старший зміни енергетичного об'єкта (начальник зміни станції, начальник зміни цеху, черговий диспетчер підстанції) або керівник об'єкта. КГП зобов'язаний в першу чергу вивести з місця пожежі всіх сторонніх осіб і забезпечити виконання вимог безпеки щодо запобігання ураження електричним струмом та інших видів небезпеки осіб, які знаходяться поблизу місця пожежі.

8. Старший начальник ДПО, який прибув на місце пожежі, зобов'язаний негайно зв'язатися зі старшим зміни енергетичного об'єкта, отримати від нього дані про обставини пожежі і письмовий допуск на проведення гасіння.

9. Для керівництва гасінням пожежі організується оперативний штаб пожежогасіння. До складу штабу повинен входити старший з присутніх інженерно-технічних працівників об'єкта або оперативно-виїзної бригади (ОВБ), який повинен мати на правому рукаві червону пов'язку з нанесеним знаком електричної напруги.

10. Зі старшого начальника енергетичного об'єкта або ДПО, які не взяли на себе керівництво гасінням пожежі, не знімається відповідальність за організацію гасіння пожежі.

6.3.4. Ліквідація пожежі

1. Пожежні підрозділи розпочинають гасіння пожежі на електроустановках після інструктажу старшим з присутніх технічних працівників або ОВБ.

2. Під час гасіння пожежі робота пожежних підрозділів (розміщення сил і засобів пожежогасіння, зміна позицій, перехід від одних засобів пожежогасіння до інших тощо) проводиться з урахуванням вказівок старшої особи з присутніх інженерно-технічних працівників енергетичного об'єкта або ОВБ.

3. В свою чергу, старший з присутніх інженерно-технічних працівників

або ОВБ погоджує з КГП свою роботу і розпорядження, а також інформує під час гасіння пожежі про зміни в стані роботи електроустановок та іншого обладнання.

4. Займання в електроустановках під напругою ліквідуються персоналом енергетичного об'єкта за допомогою ручних і пересувних вогнегасників.

5. Гасіння пожежі ручними засобами в дуже задимлених приміщеннях енергетичних об'єктів (з видимістю до 10 метрів), з проникненням в них без зняття напруги з електроустановок і кабельних ліній не допускається.

6. Під час гасіння пожежі компактними та розпиленими струменями без зняття напруги з електроустановок ствол повинен бути заземлений, а ствольник має працювати в діелектричних ботах, діелектричних рукавицях і знаходитись на відстані від вогнища пожежі не меншій ніж 4–10 м залежно від рівня напруги.

7. Під час гасіння пожежі в електроустановках напругою до 220 кВ включно час перебування пожежників на бойових позиціях не обмежується.

8. Бойові позиції пожежників з урахуванням безпечних відстаней до конкретних електроустановок визначаються в ході проведення пожежно-тактичних тренувань (навчань), а потім заносяться в план пожежогасіння.

9. Гасіння пожежі в приміщеннях з електроустановками під напругою всіма видами піни, а також водою зі змочувачами за допомогою ручних засобів забороняється.

10. При необхідності гасіння пожежі повітряно-механічною піною, з об'ємним заповненням приміщення піною, проводиться попереднє закріплення піногенераторів, їх заземлення, а також заземлення насосів пожежних машин. Водій пожежної машини повинен працювати в діелектричних рукавицях та взутті.

11. Особовому складу пожежних підрозділів категорично забороняється проводити будь-які переключення та інші операції з електротехнічним обладнанням на електростанції та підстанції.

12. Заходити до розподільчих улаштування та інших приміщень електротехнічних улаштувань з метою гасіння пожежі особовий склад пожежних підрозділів має право лише після одержання допуску та інструктажу персоналу, який обслуговує цей пристрій.

13. При виникненні пожежі на енергетичному об'єкті без постійного чергового персоналу гасіння пожежі пожежними підрозділами до прибуття ОВБ або чергового може проводитись самостійно лише за заздалегідь розробленим і погодженим планом пожежогасіння. Разом з тим має бути вжито негайних заходів для виклику експлуатаційного персоналу ОВБ підприємства електромереж.

14. Під час гасіння пожеж у приміщеннях з електроустановками під високою напругою, а також у підземних спорудах особовому складу пожежної охорони забороняється самовільно проводити будь-які самостійні дії щодо знеструмлення електроліній, електроустановок та застосування засобів пожежогасіння до отримання у встановленому порядку письмового допуску на гасіння пожежі від адміністрації об'єкта.

15. Під час ліквідації пожежі в приміщенні з наявністю великої кількості кабелів і проводів у гумовій або пластмасовій ізоляції КГП зобов'язаний вжити необхідних заходів для попередження отруєння людей газами, які виділяються в процесі горіння ізоляції. Особовий склад зобов'язаний працювати в ізолювальних протигазах, КГП — не допускати скупчення у приміщеннях з електроустановками великої кількості особового складу.

16. Основою безпечного гасіння пожежі електроустановок під напругою є суворе дотримання організаційно-технічних заходів, а також усвідомлена дисципліна пожежників, які зобов'язані суворо виконувати всі заходи із забезпечення безпеки гасіння.

17. Гасіння пожежі електроустановки під напругою КГП має право розпочати тільки після одержання відповідного письмового допуску та інструктажу персоналом, який обслуговує цю установку.

18. Гасіння пожежі електроустановок під напругою здійснюється за виконання таких обов'язкових умов:

— не допускається наближення пожежних до струмопровідних частин електроустановок на відстань менше 4 метрів;

— маршрути руху пожежних на бойові позиції КГП повинен погоджувати з черговим персоналом енергооб'єкта і конкретно вказувати кожному пожежнику під час інструктажу;

— пожежні і водії пожежних автомобілів, які забезпечують подачу вогнегасних речовин, повинні працювати в діелектричних рукавицях і взутті;

— подавання вогнегасних речовин необхідно проводити після заземлення ручних пожежних стволів і пожежних автомобілів;

— перестановку сил і засобів, зміну бойових позицій тощо КГП повинен виконувати після узгодження зі старшою посадовою особою з присутнього інженерно-технічного персоналу енергетичного об'єкта.

6.3.5. Під час гасіння пожежі електроустановок під напругою забороняється:

— використання усіх видів піни;

— проводити будь-які відключення та інші операції з електричним обладнанням особовому складу пожежних підрозділів;

— використовувати воду зі змочувачами при подаванні компактних струменів води, як для гасіння, так і для охолодження електрообладнання та будівельних конструкцій;

— наближатися до машин і механізмів, які застосовуються для подачі води (вогнегасних речовин) на електроустановки під напругою, особам, безпосередньо не зайнятим на гасінні пожежі [20].

ВИСНОВКИ

1. Аналіз проекту Закону України «Про ринок електричної енергії України» та досвіду Європейських країн в області розбудови джерел відновлюваної енергії, дозволяє зробити висновок щодо необхідності розробки методів та засобів прогнозування виробітку електроенергії останніми на добу вперед.

2. Прогнозування має забезпечувати, в кінцевому рахунку, точність в межах 5%. Для забезпечення такої точності необхідно мати «якісні» дані щодо ретроспективи роботи фотовольтаїчної електростанції і відповідної точності прогноз метеопараметрів на добу вперед.

3. Аналіз результатів натурного вимірювання метеопараметрів та генерованої активної потужності з 5-ти хвилинною дискретністю дозволяє зробити висновок про складну залежність між генерованою електроенергією і метеопараметрами.

4. Для зменшення суперечливості отриманої інформації щодо роботи ФЕС і забезпечення відповідної їй «якості» необхідно розробити вимоги до системи моніторингу, виконання яких дозволило б забезпечити максимальну відповідність між виміряними і реальними значеннями, і фільтр отриманих даних для формування бази даних, які максимально точно будуть описувати роботу ФЕС.

5. Проведений в роботі аналіз даних, виконаний з використанням сучасних засобів математичного аналізу, показав вплив на генеровану електричну енергію таких метеопараметрів як сонячна радіація на поверхні землі та на поверхні панелі, температури панелі та температури навколишнього середовища, швидкості вітру та вологості. За мірою впливу метеопараметри розташовуються в такій послідовності: радіація на поверхні панелі – радіація на поверхні землі – температура панелі – температура навколишнього середовища – швидкість вітру – вологість. Для забезпечення відповідної точності прогнозування генерованої потужності необхідно забезпечити достатню

точність прогнозування метеопараметрів.

6. Аналіз Інтернет сервісів на предмет прогнозування метеопараметрів дозволив з'ясувати, що в світі використовується три моделі прогнозування:

- британського метеорологічного бюро MetOffice;
- на основі американської чисельної моделі прогнозування GFS (Global Forecast System);
- ECMWF (European Centre for Medium-Range Weather Forecasts).

Жоден з сервісів, які використовують розглянуті моделі, не дозволяють отримати прогноз метеопараметрів на території України з необхідною точністю та дискретністю. Основна причина відсутність необхідної кількості метеостанцій на території України.

7. За відсутності в Україні внутрішніх можливостей з забезпечення відповідної точності прогнозу метеопараметрів доцільним є скористатись платним сервісом <https://www.meteoblue.com> для отримання даних для прогнозу генерованої електроенергії.

8. В роботі проведено аналіз існуючих методів прогнозування. Перевагу надається методу нейро-нечіткого моделювання, оскільки він дозволяє виконувати прогнозування процесів, які мають складні залежності між вхідними і вихідними параметрами системи.

9. В подальшому необхідно провести аналіз можливих способів накопичення електроенергії. Використовуючи накопичувачі, можна мінімізувати негативний вплив на баланс електричної енергії похибок, зумовлених неточністю прогнозування метеопараметрів та методу прогнозування генерованої електроенергії.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. R. Inman, H.T.C. Pedro, C.F.M. Coimbra, Solar forecasting methods for renewable energy integration, *Prog. Energy Combust. Sci.* 6 (2013) 535e576.
2. R. Perez, S. Kivalov, J. Schlemmer, K. Hemker Jr., D. Renn_e, T.E. Hoff, Validation of short and medium term operation solar radiation forecasts in the US, *Sol. Energy* 84 (2010) 2161e2172.
3. C.W. Chow, B. Urquhart, M. Lave, A. Dominguez, J. Kleissl, J. Shields, B. Washom, Intra-hour forecasting with a total sky imager at the UC San Diego solar energy tested, *Sol. Energy* 85 (11) (2011) 2881e2893.
4. R. Marquez, H.T.C. Pedro, C.F.M. Coimbra, Hybrid solar forecasting method uses satellite imaging and ground telemetry as inputs to ANNs, *Sol. Energy* 92 (2013) 176e188.
5. M.I. Gohari, B. Urquhart, H. Yang, B. Kurtz, D. Nguyen, C. Chow, M. Ghonima, J. Kleissl, Comparison of solar power output forecasting performance of the total sky imager at the University of California, San Diego sky imager, *Energy Procedia* 49 (2014) 2340e2350. Proceedings of the SolarPACES 2013 International Conference.
6. H.T.C. Pedro, C.F.M. Coimbra, Nearest-neighbor methodology for prediction of intra-hour global horizontal and direct normal irradiances, *Renew. Energy* 80 (2015) 770e782.
7. H.Y. Cheng, C.C. Yu, S.J. Lin, Bi-model short-term solar irradiance prediction using support vector regressors, *Energy* 70 (2014) 121e127.
8. Nicola Femia *Power Electronics and Control Techniques for Maximum Energy Harvesting in Photovoltaic Systems* /Nicola Femia, Giovanni Petrone, Giovanni Spagnuolo, Massimo Vitelli – CRC Press, Taylor & Francis Group, Florida, 2013. – 355 p.
9. Dr. Harry Wirth *Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland* / Dr. Harry Wirth - Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg, 2013 - 75.

10. Tania Urmee Photovoltaics for Rural Electrification in Developing Countries / Tania Urmee, David Harries, Hans-Gerhard Holtorf – Springer, Switzerland, 2016 – 244 p.
11. Pere Mir-Artigues The Economics and Policy of Solar Photovoltaic Generation / Pere Mir-Artigues, Pablo del Río – Springer, Switzerland, 2016 – 346 p.
12. Tamer Khatib Modeling of photovoltaic systems using MATLAB / Tamer Khatib, Wilfried Elmenreich – John Wiley & Sons, New Jersey, 2016 – 231 p.
13. Лежнюк П.Д., Комар В.О., Собчук Д.С. Оцінювання впливу джерел відновлюваної енергії на забезпечення балансової надійності в електричній мережі // Вісник ВПІ. – 2013. – №6. – С. 45–47.
14. Лежнюк П.Д., Ковальчук О.А., Нікіторович О.В., Кулик В.В. Відновлювані джерела в розподільних електричних мережах: Монографія. – Вінниця: ВНТУ, 2014. – 204 с.
15. Лежнюк П.Д., Комар В.О., Кулик В.В. Вплив відновлюваних джерел енергії на функціонування розподільних електричних мереж // Енергетика та електрифікація. – 2015. – №1. – С. 8–12.
16. Лежнюк П.Д. Вплив альтернативних джерел енергії на функціонування електричних мереж енергопостачальних компаній // Енергетика та електрифікація. – 2015. – №8. – С. 30–32.
17. Лежнюк П.Д., Шулле Ю.А. Оперативне прогнозування електричних навантажень систем електроспоживання з використанням їх фрактальних властивостей: Монографія.– Вінниця: ВНТУ, 2015. – 104 с.
18. Лежнюк П.Д., Комар В.О., Кравчук С.В. Узгодження графіків генерування відновлюваних джерел енергії та навантаження засобами морфометричного аналізу // Wspolpraca Europejska / European Cooperation. – Warszawa. – 2016. – №9 (16). – Р. 26–35.
19. Лежнюк П. Д. Оцінювання стабільності генерування сонячних електростанцій у задачі забезпечення балансової надійності / П. Д. Лежнюк, В.

О. Комар, С. В. Кравчук // Наукові праці ВНТУ. – № 2. – 2016. – С. 1-8.

20. Лежнюк П.Д., Комар В.О., Кравчук С.В. Визначення оптимальної потужності резерву для забезпечення балансової надійності локальної електричної системи // Вісник Національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут». Серія «Нові рішення в сучасних технологіях». – №42. – 2016. – С. 69–75.

21. Лежнюк П.Д., Комар В.О., Кравчук С.В. Узгодження графіків генерування відновлюваних джерел енергії та електричного навантаження в локальній електричній системі // Енергетика та комп'ютерно-інтегровані технології в АПК. – №2. – 2016. – С. 30–37.

22. Бондаренко Є. А., Кутін В. М., Лежнюк П. Д. Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Навчальний посібник, 2018. 46 с.

23. Правила безпечної експлуатації електроустановок / Державний Комітет України по нагляду за охороною праці. К.: 1998. 132 с.

24. ДСН 3.3.6.042-99. Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. Київ, 2000.

25. Нетребський В. В., Лесько В. О., Нанака О. М., Ситник А. В. Методичні вказівки для курсової роботи з дисципліни «Економіка і організація виробництва» для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, спеціалізації «Електричні системи і мережі». Вінниця: ВНТУ, 2019. 55 с.

26. Сакевич В. Ф., Томчук М. А. Основи розробки питань цивільної оборони в дипломних проектах (друге видання) навчальний посібник. Вінниця, ВНТУ, 2008. 141 с.

27. Положення про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:2, 2021р. / А. О. Семенов, Л. П. Громова, Т. В. Макарова, О. В. Сердюк. Вінниця: ВНТУ, 2021. 60 с.

**ДОДАТОК А
ПРОТОКОЛ
ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ
ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ**

Назва роботи: Особливості прогнозування погодинного графіка генерування фотоелектричними станціями

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(БДР, МКР)

Підрозділ кафедра електричних станій та систем, факультет електроенергетики та електромеханіки

(кафедра, факультет)

ПОКАЗНИКИ ЗВІТУ ПОДІБНОСТІ UNICHECK

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)

Підгорець С.В.
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи _____
(підпис)

Комар В.О.
(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)

" _____ " _____ 20__ р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

**Особливості прогнозування погодинного графіка генерування
фотоелектричними станціями**

08-21.МКР.012.00.007 ТЗ

Керівник проекту: д.т.н., професор зав. каф. ЕСС

_____ Комар В. О.

(підпис)

Виконавець: ст. гр. 1ЕСМ-22м

_____ Підгорець С. В.

(підпис)

Вінниця 2023 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) актуальність досліджень обумовлена тим, що для планування режимів роботи електричних мереж операторів системи розподілу (ОСР) необхідним є прогнозування значення генерованої потужності відновлюваними джерелами енергії. Тому необхідно виконати аналіз методів прогнозування та можливих джерел прогнозу метеопараметрів

б) наказ ректора ВНТУ № 247 18.09.2023 року про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – аналіз методів короткострокового прогнозування генерування вузлів в розподільних електричних мережах;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи з прогнозування погодинного графіка генерування, що забезпечить виконання основних вимог щодо надійності електропостачання, якості електроенергії та економічності її транспортування.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

1. Pere Mir-Artigues The Economics and Policy of Solar Photovoltaic Generation / Pere Mir-Artigues, Pablo del Río – Springer, Switzerland, 2016 – 346 p.

2. Tamer Khatib Modeling of photovoltaic systems using MATLAB / Tamer Khatib, Wilfried Elmenreich – John Wiley & Sons, New Jersey, 2016 – 231 p.

3. Лежнюк П.Д., Комар В.О., Собчук Д.С. Оцінювання впливу джерел відновлюваної енергії на забезпечення балансової надійності в електричній мережі // Вісник ВПІ. – 2013. – №6. – С. 45–47.

4. Лежнюк П.Д., Ковальчук О.А., Нікіторович О.В., Кулик В.В. Відновлювані джерела в розподільних електричних мережах: Монографія. – Вінниця: ВНТУ, 2014. – 204 с.

4. Завдання до виконання МКР

проведення аналізу існуючих методів короткострокового прогнозування потужності вузлового генерування;

аналіз доступних сервісів прогнозування метеопараметрів;

визначення особливостей прогнозування погодинного графіка генерування.

5. Економічні показники

Визначити економічно доцільні межі допустимих відхилень прогнозу і факту генерування.

6. Етапи МКР та очікувані результати

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		При-мітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	18.09.23	28.09.23	
2	Аналіз доступних сервісів прогнозу метеопараметрів	29.09.23	07.10.23	
3	Аналіз сегментів ринку електричної енергії	08.10.23	24.10.23	
4	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	25.10.23	01.11.23	
5	Розроблення системи прогнозування виробітку фотоелектричної станції	02.11.23	07.12.23	
6	Оформлення пояснювальної записки	08.11.23	12.11.23	
7	Виконання графічної частини та оформлення презентації	12.11.23	28.11.23	

7. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР, ілюстративні матеріали, відгук наукового керівника, відгук рецензента, протоколи складання державних іспитів, анотації до МКР українською та іноземною мовами.

8. Порядок контролю виконання та захисту МКР

Виконання етапів документації МКР контролюється науковим керівником згідно зі встановленими термінами. Захист МКР відбувається на засіданні Державної екзаменаційної комісії, затвердженою наказом ректора.

9. 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.

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

Відсутні.

Додаток В
Графічна частина

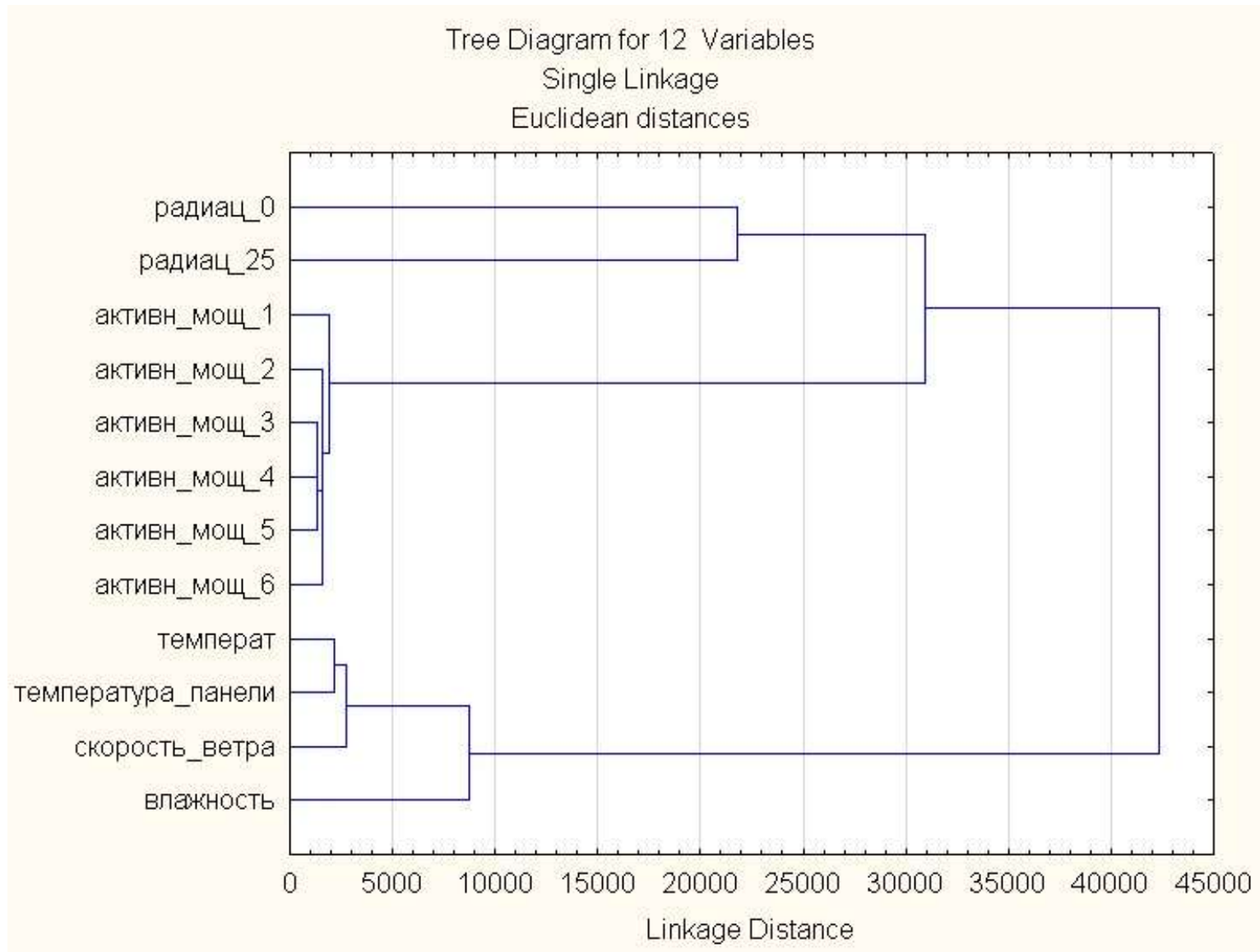


Рисунок 2 – Результати кластерного аналізу

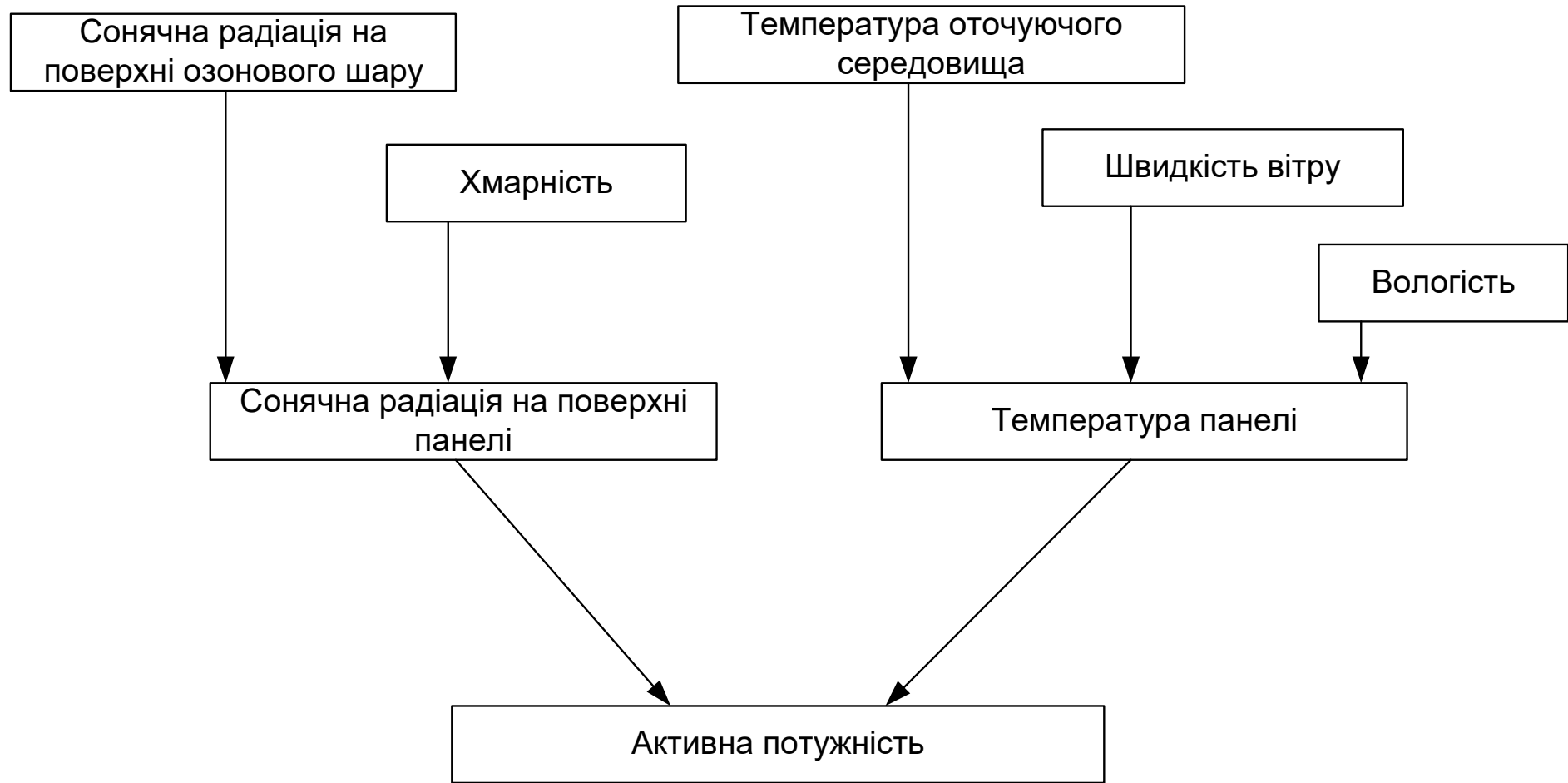


Рисунок 3 – Структура метеопараметрів

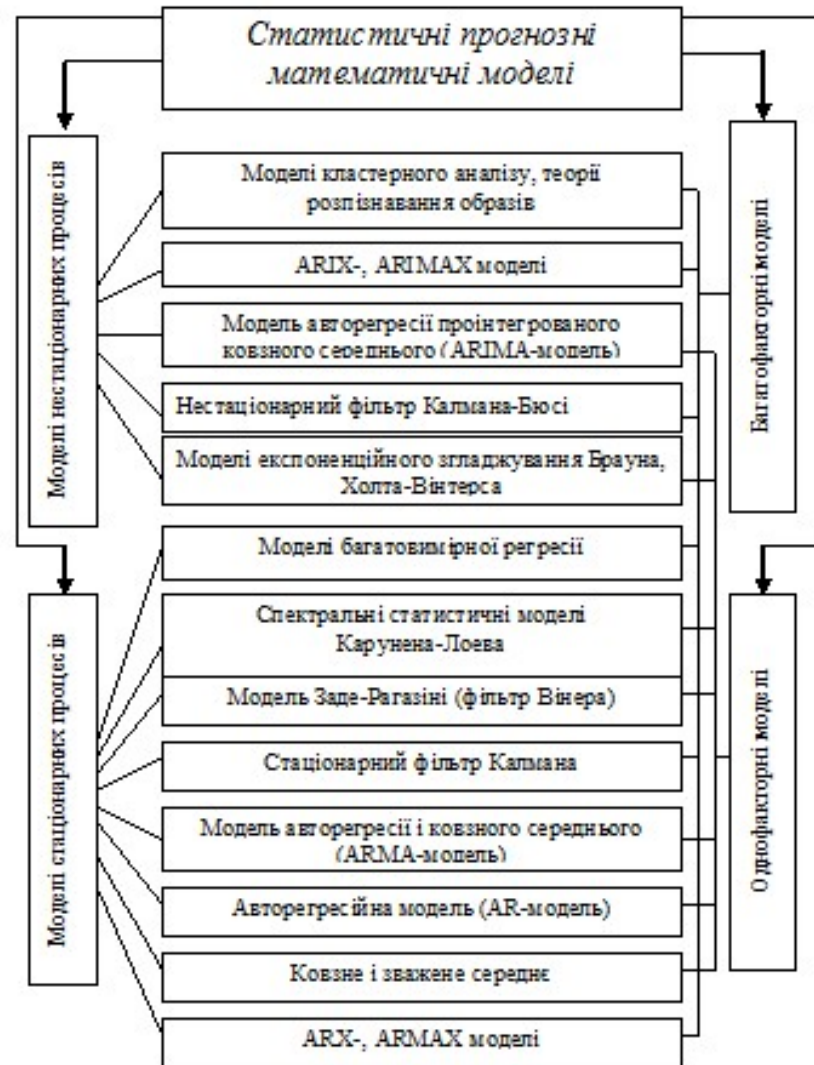


Рисунок 4 – Класифікація основних статистичних прогнозних методів

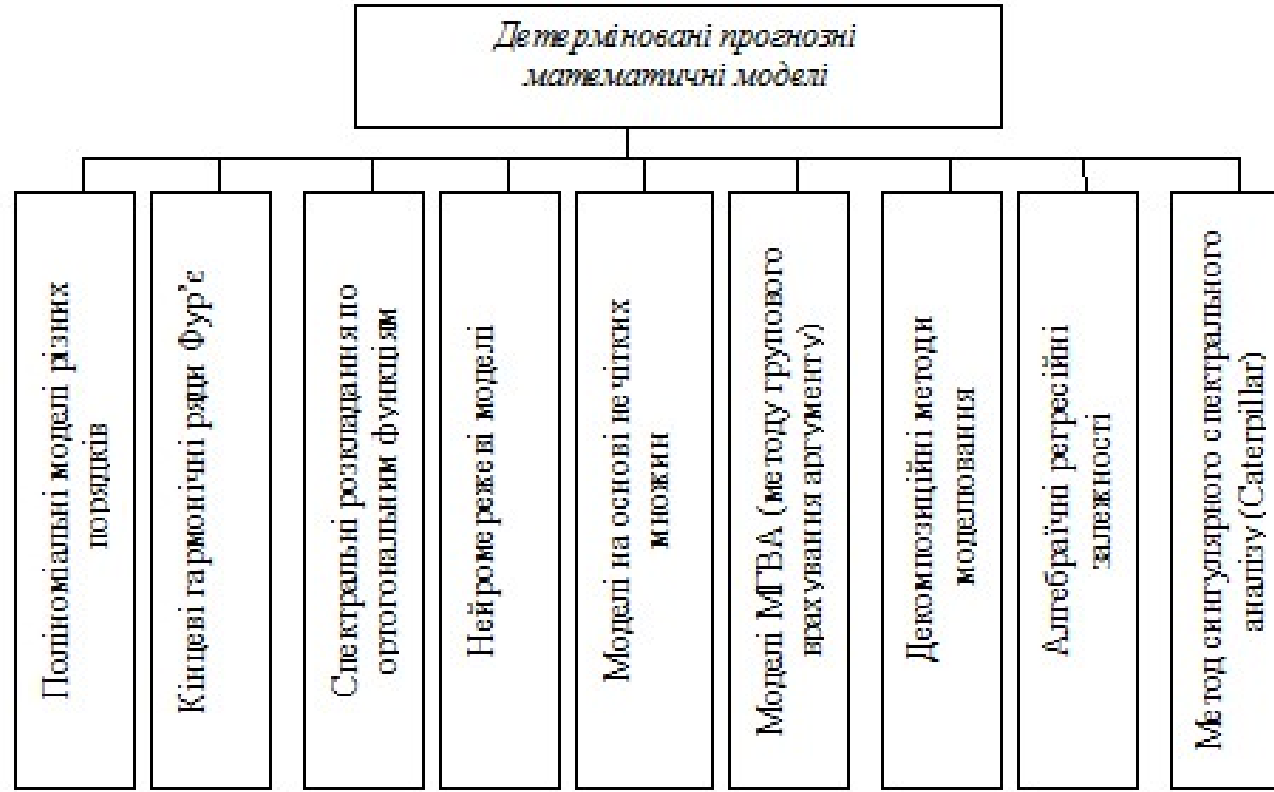
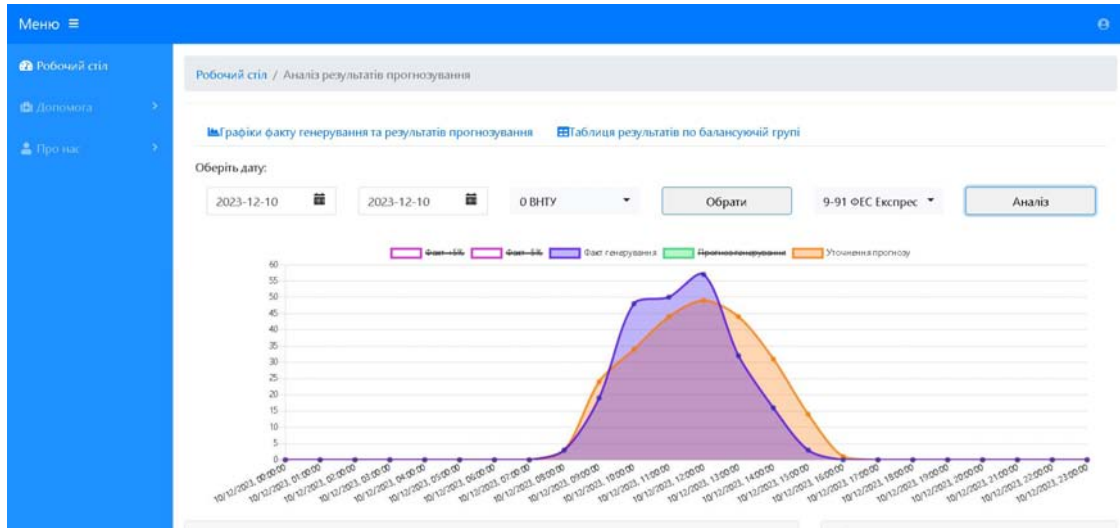
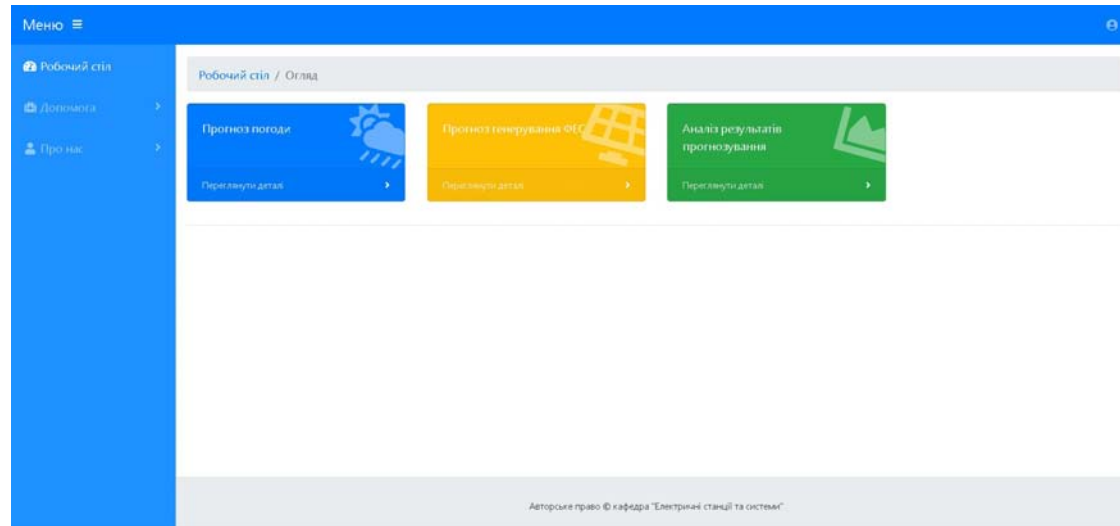


Рисунок 5 – Детерміновані підходи розробки прогнозних математичних моделей





Чисельне представлення отриманого результату

Тип прогнозу	Назви станцій, що входять в балансуючу групу	Кількість електроенергії згенерованої за звітний період, кВт год	Кількість електроенергії прогнозованої за звітний період, кВт год	Кількість електроенергії, коли "Факт - Прогноз > 0", кВт год	Кількість електроенергії, коли "Факт - Прогноз < 0", кВт год	Модуль різниці абсолютної похибки, "Факт - Прогноз", кВт год	Модуль суми абсолютної похибки, "Факт - Прогноз", кВт год	Відносна похибка, %
Прогноз по балансуючій групі +/-5%	ФЕС Експрес	228	1754	0	1526	1526	1526	87
Уточнення по балансуючій групі +/-5%	ФЕС Експрес	228	244	28	44	16	72	29.51
Прогноз по станції	ФЕС Експрес	228	1754	0	1526	1526	1526	87

Завантажити файл csv