

Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний аграрний університет
Факультет механізації сільського господарства
Кафедра електротехнічних систем, технологій та автоматизації в АПК

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри
«Електротехнічні системи,
технології та автоматизація в АПК»

_____ д.т.н. проф. Матвійчук В.А.
« ____ » _____ 2018 р.

Пояснювальна записка
до дипломної роботи
за освітнім ступенем «магістр»
спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»

на тему:
**ВИКОРИСТАННЯ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ ДЛЯ
ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ
ПІДПРИЄМСТВ АПК**

Розробив: студент 2 курсу, групи ЕІ-17-1–Маг
галузі знань 14 «Електрична інженерія»
Дмитришен О.М. _____
(підпис)

Керівник: к.т.н.,ст. викладач, каф. ЕСТА
Гулько І.О. _____
(підпис)

« ____ » _____ 2018 р.

Вінниця 2018

ЗАВДАННЯ
НА ДИПЛОМНУ РОБОТУ СТУДЕНТА

Дмитришен Олексій Миколайович
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: Використання відновлюваних джерел енергії для підвищення надійності електропостачання підприємств АПК.

Керівник роботи: Гулько Ірина Олександрівна к.т.н ст.викладач каф.ЕСТА
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом ВНАУ від _____ 20__ року № _____.

2. Строк подання студентом роботи: 12 листопада 2018 р.

3. Вихідні дані до роботи: Б. И. Кудрин, "Электроснабжение промышленных предприятий". – М.: Теплотехник, 2009. – 698 с.; Ф.П. Шкрабець, П.Г. Плешков, "Основи електропостачання". – Кировоград: КНТУ, 2010. – 211 с.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити): Вступ. Особливості функціонування електричних мереж зі значною потужністю відновлюваних джерел електроенергії. 2.Аналіз існуючих показників оцінювання нерівномірності добового графіка електричних навантажень.3.Врахування нестабільності генерування відновлюваних джерел енергії в задачі оптимізації їх встановленої потужності.4. Алгоритмізація оптимального інтегрування ФЕС в ЛЕС. 5.Охорона праці. Висновки.

5. Консультанти розділів проекту (роботи)

Розділ	Прізвище, ініціали та посада Консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Основна частина	Гулько І.О., к.т.н., доцент кафедри ЕСТА	20.09.2018	20.11.2018

6. Дата видачі завдання «20» вересня 2018 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів дипломної роботи	Строк виконання етапів проекту (роботи)	Примітка
1	Вступ. Техніко-економічне обґрунтування вибору теми		
2	Виконання розділу 1		
3	Виконання розділу 2		
4	Виконання розділу 3		
5	Виконання розділу 4		
6	Охорона праці		
7	Оформлення пояснювальної записки		

Студент

(підпис)

Дмитришен О.М.

Керівник роботи

(підпис)

Гуцько І.О.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....	6
ВСТУП	7
РОЗДІЛ 1 ОСОБЛИВОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ЗІ ЗНАЧНОЮ ПОТУЖНІСТЮ ВІДНОВЛЮВАЛЬНИХ ДЖЕРЕЛ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ.....	10
1.1 Умови функціонування електричних мереж з відновлювальними джерелами електроенергії.....	12
1.1.1 Аналіз функціонування електричних мереж з відновлювальними джерелами енергії на базі концепції Smart Grid.....	15
1.1.2 Методи розв’язання задач оптимізації режимів електричних мереж з відновлювальними джерелами енергії.....	19
1.2 Вплив нестабільності генерування відновлювальних джерел енергії на режимні параметри електричних мереж.....	21
1.2.1 Вплив відновлювальних джерел енергії на втрати електроенергії в електричних мережах	23
1.2.2 Вплив відновлювальних джерел енергії на якість електроенергії в електричних мережах	26
1.3 Аналіз існуючих показників оцінювання нерівномірності добового графіка електричних навантажень	28
1.4 Оцінювання якості функціонування електричних мереж з відновлювальними джерелами електроенергії	34
1.5 Висновки по розділу 1. Задачі наукового дослідження.....	36
РОЗДІЛ 2 ВРАХУВАННЯ НЕСТАБІЛЬНОСТІ ГЕНЕРУВАННЯ ВІДНОВЛЮВАЛЬНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ В ЗАДАЧІ ОПТИМІЗАЦІЇ ЇХ ВСТАНОВЛЕНОЇ ПОТУЖНОСТІ.....	38
2.1 Визначення показника якості функціонування електричних мереж як засобу узагальненого оцінювання структурної, балансової і режимної надійності.....	39
2.2 Оцінювання якості функціонування ЛЕС	44
2.2.1 Аналіз існуючих показників оцінювання балансової надійності електричних мереж.....	44
2.2.2 Визначення імовірнісних характеристик генерування ФЕС.....	46
2.2.3 Метод визначення показника стабільності генерування ФЕС.....	54
2.2.4 Визначення потужності резерву джерела централізованого живлення для забезпечення балансової надійності ЛЕС.....	56
2.2.5 Визначення імовірності забезпечення нормативних відхилень втрат потужності та напруги у вузлах ЛЕС.....	60

2.2.6	Визначення вагових коефіцієнтів складових узагальненого показника якості функціонування ЛЕС.....	63
2.3	Розроблення методу узгодження графіків генерування ФЕС та навантаження ЛЕС.....	66
2.4	Висновки до розділу 2.....	71
РОЗДІЛ 3 АЛГОРИТМІЗАЦІЯ ОПТИМАЛЬНОГО ІНТЕГРУВАННЯ ФЕС В ЛЕС.....		73
3.1	Алгоритмізація визначення показника якості функціонування локальної електричної системи.....	73
3.1.1	Алгоритм визначення показника оцінки стабільності генерування ФЕС для забезпечення балансової надійності ЛЕС.....	73
3.1.2	Визначення ємності та графіка роботи накопичувача електроенергії фотовольтаїчної електростанції з урахуванням нестабільності її генерування.....	76
3.1.3	Алгоритми визначення імовірності забезпечення нормативних значень відхилення рівня напруг у вузлах та втрат потужності в ЛЕС....	78
3.1.4	Алгоритм визначення оптимальної потужності генерування ФЕС на основі оцінювання якості функціонування ЛЕС.....	80
3.2	Алгоритм узгодження графіків генерування ФЕС та електричного навантаження ЛЕС.....	86
3.3	Висновки до розділу 3.....	124
РОЗДІЛ 4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ.....		126
4.1	Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкта.....	127
4.2	Технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії.....	129
4.2.1	Мікроклімат.....	129
4.2.2	Виробниче освітлення.....	130
4.2.3	Виробничий шум.....	132
4.3	Дослідження стійкості роботи ФЕС в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій.....	133
4.3.1	Дослідження безпеки роботи ФЕС в умовах дії іонізуючого випромінювання.....	133
4.3.2	Дослідження безпеки роботи ФЕС в умовах дії електромагнітного імпульсу.....	135
4.4	Розробка заходів по підвищенню безпеки роботи ФЕС в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій.....	136
ВИСНОВКИ.....		139
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....		141

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

- АЕС – атомна електрична станція;
- АСКОЕ – авоматизована система комерційного обліку електроенергії;
- ВДЕ – відновлювані джерела електроенергії;
- ВЕС – вітрова електрична станція;
- ЕЕС – електроенергетична система;
- ЕМ – електрична мережа;
- ЛЕП – лінія електропередачі;
- ЛЕС – локальна електрична система;
- ОІК – оперативно-інформаційний комплекс;
- ПБН – показники балансової надійності;
- РГ – розосереджене генерування;
- РДЕ – розосереджені джерела енергії;
- РЕМ – розподільні електричні мережі;
- РП – розподільний пристрій;
- СЕС – сонячна електрична станція;
- ТЕС – теплова електрична станція;
- ТП – трансформаторна підстанція.
- ФЕС – фотовольтаїчна електрична станція

ВСТУП

Актуальність теми. Інтенсивне впровадження відновлювальних джерел енергії в електроенергетичну систему України ставить нові задачі перед фахівцями галузі. В основному вони зумовлені непристосованістю розподільних електричних мереж до електричних станцій, які використовують відновлювальні джерела енергії, з нестабільним генеруванням та відсутністю достатнього рівня автоматизації мереж.

Поява відновлювальних джерел електроенергії (ВДЕ) поряд зі споживачем потенційно повинна призводити до розвантаження електричних мереж, підвищення якості і надійності електропостачання. Однак, нестабільність генерування ВДЕ, зумовлена залежністю від природних умов, часом завищена потужність приєднаного джерела призводять до зниження ефективності функціонування електричної мережі і погіршення якості послуг з електропостачання кінцевого споживача. Особливо це стосується фотовольтаїчних електростанцій (ФЕС), одинична та сумарна встановлена потужність яких в електричних мережах зростає з кожним роком.

Наявність в розподільних електричних мережах джерел енергії дозволяє характеризувати їх як локальну електричну систему (ЛЕС), від надійної і економічної роботи якої залежить не лише рівень послуг з електропостачання, а й стабільна робота енергосистеми. Важливим є узгодження графіків навантаження і генерування в ЛЕС таким чином, щоб шляхом балансування потужності в ЛЕС мінімізувати їх вплив на основні центри живлення від електроенергетичної системи (ЕЕС). Особливо тоді, коли в точках примикання ЛЕС до ЕЕС необхідно витримувати заданий графік споживання (генерування) електроенергії. В цьому випадку необхідно мінімізувати відхилення від централізовано заданого графіка сукупного генерування ВДЕ за заданих обмежень на первинні енергоресурси та з врахуванням їх характеристик. При цьому повинна бути забезпечена

стійкість ЛЕС як в режимі мінімального навантаження, так і в режимі максимального навантаження.

На сьогодні проблемами оптимального інтегрування ВДЕ в електричні мережі енергосистем і створенню сприятливих умов для розбудови ВДЕ активно займаються в Інституті електродинаміки НАНУ [1–4], Інституті відновлюваної енергетики НАНУ [5–7], НТУУ «Київський політехнічний інститут ім. Ігоря Сікорського» [8–11], Вінницькому національному технічному університеті (ВНТУ) [12–15], Національному університеті біоресурсів та природокористування [16, 17], Київському національному університеті технологій і дизайну [18], Луцькому національному технічному університеті [19–21] та інші [22–24].

Оскільки частка фотовольтаїчних електростанцій серед ВДЕ є суттєвою, а генерування їх нестабільне через залежність від природних умов, то актуальним є дослідження їх впливу на режим локальної електричної системи. Необхідно розробляти методи і засоби оптимального використання ФЕС в електричних мережах таким чином, щоб узгоджувалися інтереси власників джерел генерування та енергопостачальних компаній при відповідній якості електропостачання споживачів.

Метою роботи є підвищення балансової надійності локальних електричних систем та покращення їх якості функціонування шляхом визначення оптимальних потужностей генерування фотовольтаїчних електростанцій.

Відповідно до вказаної мети в роботі вирішуються такі **основні задачі**:

- дослідження взаємовпливу режимів ФЕС та споживачів електроенергії на основі аналізу графіків їх функціонування;
- аналіз методів оцінювання балансової надійності локальних електричних систем в умовах розбудови розосередженого генерування;
- розроблення методу оцінювання стабільності генерування відновлювальних джерел енергії в задачах оцінювання балансової надійності;
- вдосконалення інтегрального показника якості функціонування

локальних електричних систем для оцінювання рівня якості електропостачання споживачів;

Об'єктом дослідження роботи є нормальні режими розподільних електричних мереж з фотовольтаїчними електростанціями та підприємствами агропромислового комплексу.

Предметом дослідження є методи та засоби підвищення балансової надійності розподільних електричних мереж з підприємствами агропромислового комплексу.

Методи дослідження. Для розроблення методів визначення оптимальної встановленої потужності та добових графіків генерування ВДЕ в локальній електричній системі використані методи математичного моделювання та чисельні методи. Статистичні методи оброблення інформації використано для аналізу результатів натурного експерименту. Методи лінійного програмування застосовано для формування алгоритмів пошуку оптимальних розв'язків поставлених задач. Усталені режими моделюються та аналізуються з використанням методу вузлових напруг, матричної алгебри, теорії графів. Для розроблення алгоритмів і програм аналізу графіків генерування ФЕС та їх впливу на режими роботи ЛЕС використовувалися декомпозиція та об'єктно-орієнтований аналіз.

Наукова новизна одержаних результатів полягає у тому, що:

– запропоновано метод визначення оптимальної потужності резерву для фотовольтаїчних електростанцій в локальній електричній системі за критерієм мінімуму приведених витрат енергопостачальної компанії, що дозволяє компенсувати нестабільність процесу генерування ФЕС і підвищити балансову надійність;

– запропоновано метод узгодження графіків електричних навантажень підприємства АПК в локальній електричній системі і генерування фотовольтаїчних електростанцій в ній, що ґрунтується на застосуванні алгоритму транспортної задачі і дозволяє підвищити енергоефективність ЛЕС за рахунок зменшення втрат електроенергії в мережі, покращення якості

напруги та підвищення надійності електропостачання.

– розвинуто метод оцінювання якості функціонування локальної електричної системи шляхом визначення вагових коефіцієнтів для складових інтегрального показника якості, що дозволяє визначити готовність локальної електричної системи до забезпечення надійного і якісного електропостачання споживачів.

Практичне значення одержаних результатів. Практична цінність роботи полягає в тому, що на підставі результатів виконаних досліджень розв'язана задача підвищення балансової надійності ЛЕС, що полягає у визначенні оптимальної потужності резерву від централізованих джерел живлення. Така потужність визначена за критерієм мінімуму приведених витрат енергопостачальної компанії.

За результатами проведених теоретичних досліджень розроблено програму, що дозволяє на основі аналізу нерівномірності сумарного добового графіка локальної електричної системи визначити необхідну міру зміщення графіка споживання протягом доби за фінансового стимулювання енергопостачальною компанією для забезпечення максимального вирівнювання сумарного добового графіка електроспоживання ЛЕС.

РОЗДІЛ 1 ОСОБЛИВОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ЗІ ЗНАЧНОЮ ПОТУЖНІСТЮ ВІДНОВЛЮВАЛЬНИХ ДЖЕРЕЛ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

Світова електроенергетика традиційно розвивалася шляхом централізації систем генерування створенням все більш потужного

енергетичного обладнання та його об'єднання в енергетичні комплекси. Як наслідок, були сформовані великі територіально протяжні енергетичні системи: європейська ENTSO-E, ОЕС України та інші. В останні роки спостерігається стійка тенденція до зміни загальної концепції розвитку енергетики. Мова йде про впровадження нової ідеології – енергетики сталого розвитку [40]. Одним з основних елементів такої ідеології є впровадження джерел розподіленого генерування (РГ) – енергетичних установок невеликої потужності. Широке розповсюдження джерел РГ пов'язано також з розвитком відновлювальних джерел електроенергії (ВДЕ) [40, 41]. Серед останніх найбільш розповсюдженими є вітрові електростанції (ВЕС), сумарна потужність яких в світі станом на 2015 рік становила 356 ГВт [42], та сонячна енергетика. Частка сонячної енергії у світовому електроспоживанні нині становить 280 ГВт – близько 2% потужності споживання [42].

Україна не стоїть осторонь цих процесів і досить інтенсивно нарощує об'єми електричної енергії, що виробляється на фотовольтаїчних електричних станціях (ФЕС) (див. рис. 1.1). Переважна частина ФЕС під'єднуються до розподільних електричних мереж. Це зумовлено, з одного боку технічними особливостями, а з іншого, фінансовими можливостями. Під'єднання фотовольтаїчних електростанцій до розподільних мереж призводить до того, що ці мережі набувають властивостей електричної системи зі всіма перевагами і недоліками. В такому випадку розподільні електричні мережі з джерелами розосередженого генерування, зокрема ВДЕ, логічно буде називати локальними електричними системами (ЛЕС).



Рисунок 1.1 – Приріст установленної потужності ФЕС за останні роки (МВт): по ОЕС України (1) та ПАТ «Вінницяобленерго» (2)

Розбудова ВДЕ, зокрема ФЕС, відбувається нерівномірно в межах України. Так, за даними Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП), на початок 2017 року майже чверть потужності ФЕС під'єднано до мереж ПАТ «Вінницяобленерго» (див. рис. 1.1). Очевидним є і те, що по районах Вінницької області теж розподіл нерівномірний. Це призводить до появи ЛЕС зі значною потужністю відновлювальних джерел електроенергії. Відсоток навантаження, яке покривається ВДЕ, може досягати в окремих районах 20%. Враховуючи особливості таких джерел енергії, необхідно розробити методи і засоби для визначення їх впливу на надійність електропостачання, зокрема балансову та забезпечення економічності передавання електроенергії та її якості.

1.1 Умови функціонування електричних мереж з відновлювальними джерелами електроенергії 3

Впровадження джерел РГ в електричних мережах (ЕМ), зокрема ВДЕ, крім зниження екологічного навантаження на навколишнє середовище та вирішення проблем, пов'язаних з відходами виробництва електроенергії, дозволить, по-перше, суттєво підвищити ефективність використання первинних енергетичних ресурсів та, в майбутньому, знизити вартість електроенергії; по-друге, розвантажити як системоутворюючі, так і розподільні електричні мережі. Це, в свою чергу, дозволить знизити ризики, пов'язані з подальшим зростанням цін на первинні енергоносії. При цьому виникає ціла низка технічних проблем, що стосуються впливу ВДЕ на планування, керування та розбудову електричних мереж [40].

Інтегрування джерел відновлювальної енергії в електричні мережі, дозволяє створити модель на основі ринкових відносин, що направлена на узгоджене керування сумарним добовим графіком навантаження і генеруванням ВДЕ. Взаємодія в рамках такої моделі може приносити вигоду усім суб'єктам електроенергетичного ринку [43].

Власнику ВДЕ це дає можливість отримати низку переваг, що раніше були йому недоступні:

- отримання плати за участь у програмах керування власним навантаженням та генеруванням ВДЕ;
- можливість продавати надлишки електроенергії, генерованої відновлювальним джерелом, енергопередавальним компаніям;
- можливість резервувати певну кількість електроенергії за довгостроковими контрактами;
- можливість оптимізувати власні витрати на основі оцінювання експлуатаційних витрат на генерування і вартості електроенергії що закуповується безпосередньо у енергопостачальної компанії;
- можливість збільшення вартості активів.

Для енергопостачальної компанії такі переваги будуть виражатись у:

- поліпшенні контролю за комерційними ризиками;
- новому рівні роботи зі споживачами, можливості пропонувати нові

програми керування електроспоживанням;

- поліпшенні надійності електропостачання;
- покращенні білінгу.

Отже, всі учасники цього процесу отримують певні вигоди, беручи участь у моделі розвитку електричних мереж та систем електропостачання.

Разом з тим, варто відмітити, що впровадження джерел розосередженого генерування призводить до появи низки технічних проблем.

В матеріалах CIRED [44] виділяють такі основні проблеми, пов'язані з інтегруванням ВДЕ в системи електропостачання:

- ускладнення керування режимами електричних мереж;
- можливість появи надлишкових потужностей і пов'язаної з цим проблеми регулювання частоти;
- виникнення реверсивних перетікань потужності в розподільних мережах та в мережах високих напруг;
- необхідність забезпечення стійкості роботи енергосистеми за відключення (або включення) великої кількості ВДЕ;
- забезпечення можливості «ізолюваної» роботи всіх типів генерувальних установок.
- складність в обслуговуванні ліній з «активними споживачами» і установками відновлювальної енергії;
- поява в структурі електричних мереж відновлювальних джерел енергії, що мають імовірнісний характер генерування потужності;
- складність узгодження графіків генерування відновлювальних джерел енергії та електроспоживання;
- збільшення струмів короткого замикання, що може стати причиною заміни встановлених комутаційних апаратів, зміни уставок релейного захисту та протиаварійної автоматики;
- необхідність збереження роботи об'єктів електропостачання без відключення від мережі за низьких значень напруги і частоти;

Перераховані проблеми дозволяють зробити висновок, що

впровадження джерел РГ, значно ускладнює оперативно-диспетчерське керування режимами електричних мереж, що можна вирішити шляхом впровадження концепції Smart Grid.

1.1.1 Аналіз функціонування електричних мереж з відновлювальними джерелами енергії на базі концепції Smart Grid

Традиційно електричні мережі проектувалися з розрахунком живлення споживачів виключно від джерел, що мають керований графік видачі потужності: ГЕС, ТЕС, АЕС. В такій системі поява реверсивних перетікань потужності від ВДЕ ускладнює процес керування режимами електричних мереж. Також, складність в керуванні обумовлена тим, що відновлювальні джерела енергії, мають імовірнісний графік видачі потужності (ВЕС, ФЕС). Стабільна робота мережі в цьому випадку забезпечується шляхом інтегрування функцій моніторингу і контролю та засобів узгодження графіків генерування ВДЕ та навантаження.

Основою функціонування електричної мережі на базі концепції Smart Grid є наявність технологічної платформи з великою кількістю комунікацій між процесами генерування, передачі, розподілу та споживання електричної енергії. Відповідно до [45–52] технологічна платформа Smart Grid – це «електричні мережі, що відповідають вимогам ефективного та надійного функціонування енергосистеми. Це забезпечується за допомогою координованої взаємодії та організації двосторонніх комунікацій між елементами електричних мереж, електричними станціями, акумулюючими пристроями і споживачами». Концепція Smart Grid розроблялась, перш за все, для забезпечення надійного та безперебійного електропостачання, а також інтегрування електростанцій, що працюють на використанні вітру, сонця, води тощо, в традиційні енергосистеми.

В наш час можна виділити 5 основних груп стандартів, що відносять до Smart Grid для енергетичної галузі [53]:

- ІЕС 61970 та ІЕС 61968 – описують «загальну інформаційну

модель» (СІМ), необхідну для обміну даними між апаратурою та мережами, насамперед у передавальному секторі (ІЕС 61970) і розподілі (ІЕС 61968);

– ІЕС 61850 – сприяє автоматизації підстанцій і комунікацій, так само як і сумісності на основі єдиного формату даних;

– ІЕС 60870-6 – описує інформаційний обмін між центрами управління;

– ІЕС 62351 – вирішує завдання безпеки комунікаційних протоколів, що визначені на основі попередніх стандартів ІЕС.

Розглянуті стандарти передбачають впровадження таких функціональних властивостей системи :

1. Самовідновлення під час аварійних ситуацій: енергосистема і її елементи повинні постійно підтримувати свій технічний стан на рівні, що може забезпечити необхідний рівень надійності та якості електропостачання.

2. Мотивація активної поведінки кінцевого споживача: забезпечення можливості споживачам самостійно змінювати об'єм та функціональні властивості (рівень надійності, якості і т.д.) отримуваної електроенергії на основі балансу власного споживання та можливостей енергосистеми на основі інформації про ціни на електроенергію згідно зонного тарифу. Такий механізм функціонує завдяки впровадженню автоматизованих систем керування власним споживанням електроенергії.

3. Розширення ринків електроенергії: відкритий доступ до ринків електроенергії «активного споживача» (рис. 1.2), дозволить підвищити конкурентність на ринку електроенергії.

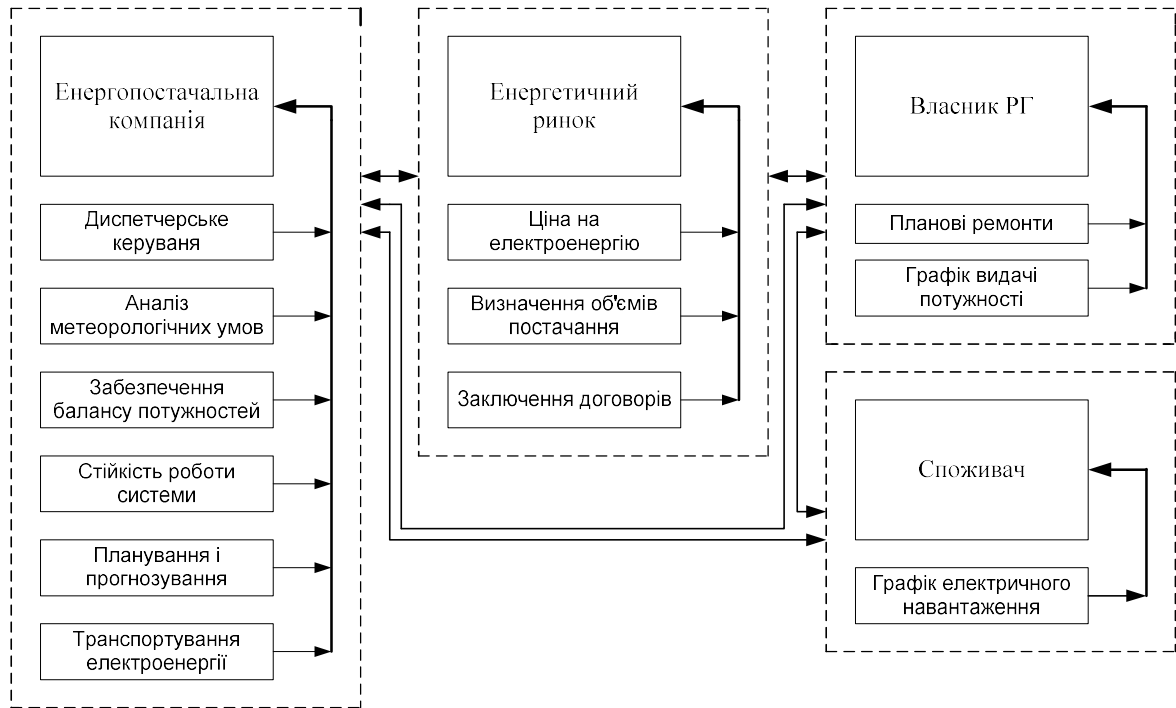


Рисунок 1.2 – Модель зв'язку між учасниками енергоринку на базі концепції Smart Grid

В умовах впровадження змін до Закону України «Про ринок електричної енергії України», модель ринку електроенергії (рис. 1.3) передбачає укладення двосторонніх договорів (позабіржова торгівля) з купівлі-продажу електричної енергії, у той час як на етапі за добу наперед буде організовано централізований ринок.

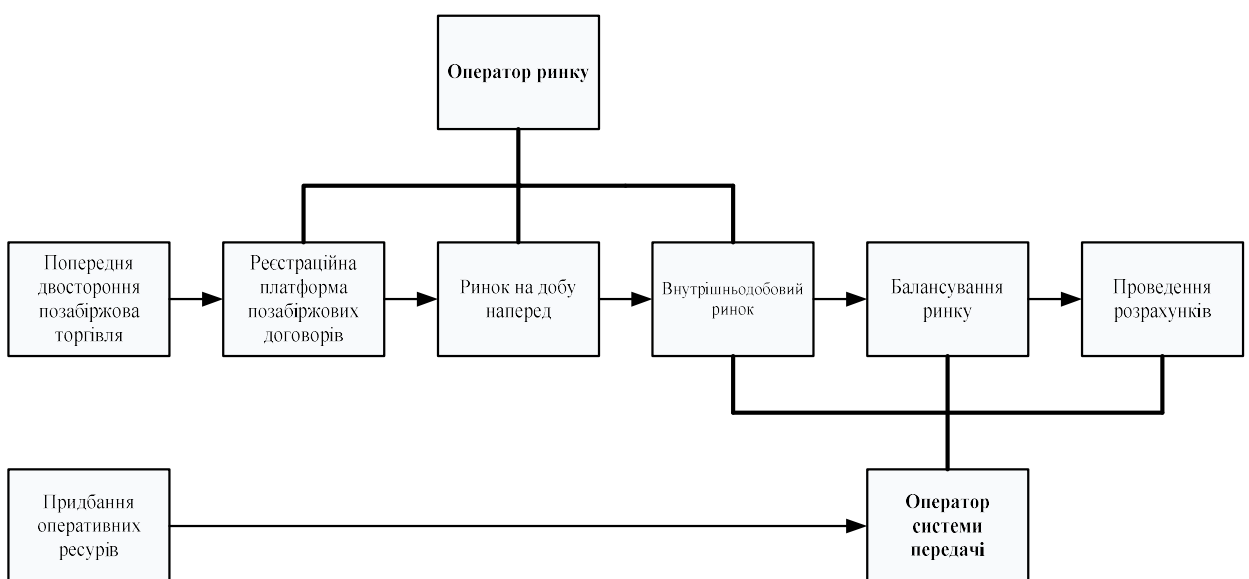


Рисунок 1.3 – Модель ринку електроенергії в Україні

Регулятор має забезпечувати мінімальну участь на «Ринку на добу наперед», щоб підтримувати достатню ліквідність. Безперервний Внутрішньодобовий ринок (ВДР) повинен бути організований з метою забезпечення більшого хеджування (страхування від небалансів) учасників ринку перед Оператором системи передачі (ОСП).

ВДЕ за «зеленим тарифом», так само як ТЕС 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». Відповідно до Закону «Про електроенергію», приватні сонячні установки домогосподарств, що не перевищують 30 кВт встановленої потужності, укладають договори з постачальниками універсальних послуг. Останні беруть на себе зобов'язання купувати всі обсяги електроенергії, які перевищують відповідне щомісячне споживання домогосподарства, за відповідним «зеленим тарифом».

Для цілей виставлення цих обсягів на оптових сегментах ринку постачальники універсальних послуг завжди будуть враховувати відповідні обсяги в межах власних потреб споживання, тобто ці обсяги будуть сальдовані з навантаженням (підхід від'ємного навантаження).

Формування нових умов функціонування ринку електроенергії, дозволяє поряд з дією «зеленого тарифу» залучати нові інвестиції для розбудови ВДЕ. Поступове збільшення частки електроенергії, що генерована ВДЕ, в балансі ОЕС України суттєво впливає на роботу електричних мереж. Виходячи з цього, потрібно здійснити оцінювання нестабільності генерування ВДЕ для: по-перше, можливості прогнозування обсягів генерування ВДЕ, зокрема ФЕС, з достатньою точністю на добу наперед; по-друге, розробити методи узгодження такого генерування з графіком

навантаження споживача.

4. Оптимізація керування активами: перехід до моніторингу виробничих активів в режимі реального часу, інтегрованому в системи керування, для підвищення ефективності режимів роботи і вдосконалення процесів експлуатації, ремонтів і заміни обладнання за його поточним станом і, як наслідок, зниження загальносистемних витрат.

5. Можливість протистояти негативним збуренням в роботі енергосистеми: наявність спеціальних методів забезпечення стійкості і живучості, що знижують фізичку і інформаційну вразливість всіх складових енергосистеми.

6. Забезпечення високого рівня надійності та якості електроенергії за рахунок зміни системноорієнтованого підходу (system-based approach) і забезпеченням цих властивостей клієнтоорієнтованим (customer – based) і підтримку різних рівнів надійності і якості електроенергії в різних цінових сегментах.

7. Наявність різних типів електростанцій, зокрема на базі ВДЕ і систем акумулювання електроенергії: оптимальне інтегрування електростанцій на відновлювальних джерелах енергії в електричній мережі та узгодження їх роботи з графіком навантаження.

1.1.2 Методи розв'язання задач оптимізації режимів електричних мереж з відновлювальними джерелами енергії

Світовий досвід інтегрування відновлювальних джерел енергії в електричній мережі показує, що існуючі електричні мережі не готові в повній мірі до широкого впровадження ВДЕ. Так, для забезпечення необхідного рівня функціонування електричних мереж в умовах розбудови ВДЕ потрібно розв'язати низку задач, зокрема оптимізаційних [12, 54] (рис. 1.4).

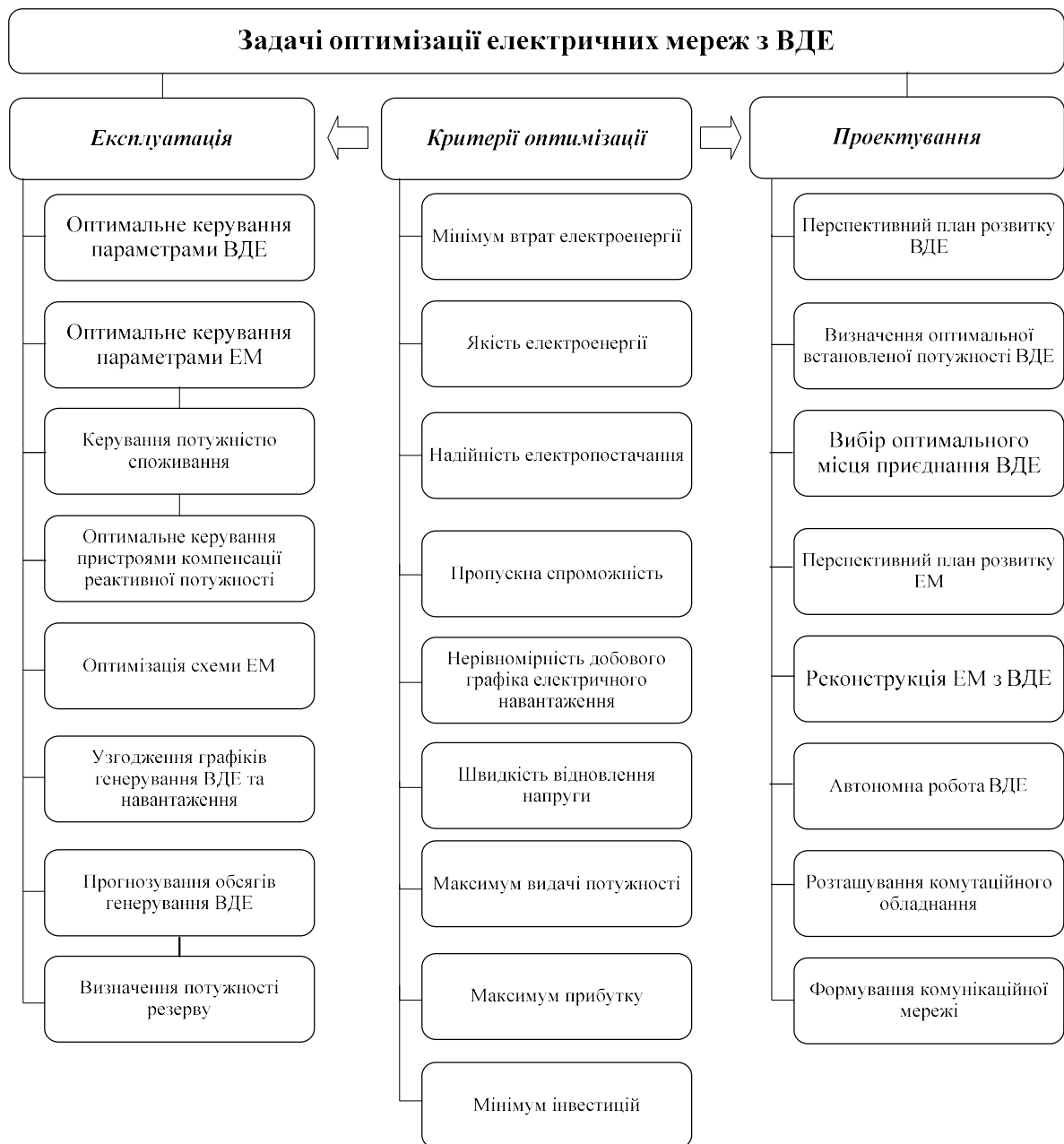


Рисунок 1.4 – Оптимізаційні задачі електричних мереж з ВДЕ

Вказані задачі доцільно розділяти на задачі оптимізації функціонування ВДЕ та задачі оптимізації функціонування електричних мереж. Часто такі задачі розв'язуються за одним критерієм оптимальності, а саме: визначення оптимальної сумарної потужності ВДЕ в мережі [55], зменшення терміну окупності електростанції на базі ВДЕ [56], зменшення втрат потужності в мережі [57], надійність електропостачання [58], визначення потужності станції, що забезпечить мінімум інвестицій на її експлуатацію[59],

покращення рівнів напруги у вузлах мережі.

У низці робіт [50 – 55] були спроби вирішити задачу оптимізації функціонування електричних мереж з ВДЕ, в багатокритеріальній постановці (цільова функція містила, два і більше критерії оптимізації). Так, у [45] вирішується задача пошуку оптимальних місць під'єднання та потужностей ВДЕ за критерієм мінімуму втрат активної потужності та забезпечення відповідної якості електроенергії. В [44] була сформована цільова функція для визначення впливу розміщення джерел РГ на надійність електропостачання та втрати потужності в мережі та рівень напруг у вузлах схеми, а у [41–45] роботу РГ оптимізували за критерієм підвищення надійності електропостачання та зменшення втрат електроенергії в мережі, використовуючи метод генетичних алгоритмів.

Формування математичної моделі задачі оптимізації та вибір критерію оптимальності повинен здійснюватись, виходячи з економічних міркувань та враховуючи специфіку роботи ВДЕ (йдеться про нестабільність видачі потужності електростанціями, наприклад, сонячними). Така нестабільність породжує задачі прогнозування обсягів генерування ВДЕ та узгодження графіків видачі потужності ВДЕ з графіками електричного навантаження (ГЕН). Виходячи з цього, узгодження дозволить отримати переваги як енергопостачальним компаніям – зменшення нерівномірності добового ГЕН, зменшення втрат активної потужності, підвищення надійності електропостачання, збільшення пропускної спроможності ліній, так і споживачам – підвищення енергетичної незалежності, отримання додаткових переваг від енергопостачальних компаній.

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

Для енергетики України актуальним є створення загальних

методологічних засад і засобів докорінної модернізації розподільних електричних мереж таким чином, щоб впровадження нових технологій, як перспективного напрямку використання розосередженого генерування (РГ), приносили максимальний позитивний ефект у плані покращення техніко-економічних показників їх функціонування.

Значна частина приросту потужностей відновлювальних джерел енергії в Україні з початку 2015 року, припадає на генерування електроенергії ФЕС. 6% від цього приросту становлять ФЕС, що встановлені безпосередньо в споживача. Збільшення кількості джерел ВДЕ супроводжується виникненням додаткових ризиків, пов'язаних з їх імовірнісною природою генерування (рис. 1.5) і менш стабільними характеристиками, що може призвести до зниження надійності електропостачання [35] та якості електроенергії.

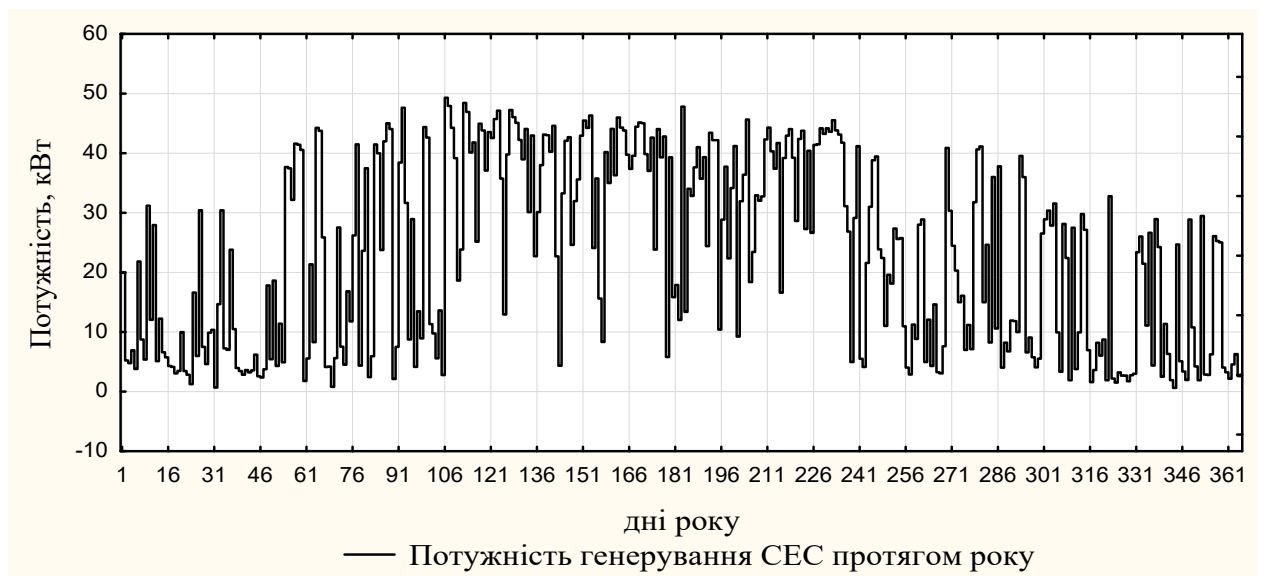


Рисунок 1.5 – Приклад зміни потужності генерування ФЕС протягом року

Очевидним є необхідність оцінювання нестабільності. В роботі [45] авторами запропоновано коефіцієнт стабільності, який характеризує імовірність покриття джерелом електричної енергії відповідного навантаження, що змінюється за певним графіком.

Якщо потужності генерування і навантаження задані ступеневими графіками, то визначити коефіцієнт стабільності можна за виразом [45]:

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

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

$p_{ВДЕ_рік_j}$ – імовірність появи ступені генерації протягом року;

M – множина не нульових ступенів;

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

N – множина ступенів споживання, які знаходяться нижче рівня генерування відповідного періоду доби.

До переваг визначення коефіцієнта стабільності за запропонованим методом можна віднести відносну простоту. Але, по-перше, через велику кількість різних рівнів генерування ВДЕ, зокрема ФЕС, збільшується кількість обчислень і, відповідно, похибка. По-друге, визначення коефіцієнта стабільності, опираючись на рівні генерування та навантаження, не дає можливості визначення основних імовірнісних характеристик цих процесів.

Виходячи з цього, потрібно розробити метод визначення коефіцієнта стабільності, який дозволить отримати інформацію про основні імовірнісні характеристики процесів генерування ВДЕ. Така інформація, дозволить прогнозувати забезпечення балансової надійності локальної електричної системи.

1.2.1 Вплив відновлювальних джерел енергії на втрати електроенергії в електричних мережах

Встановлення джерела живлення на основі відновлювальної енергії в РЕМ неподалік від навантаження може змінювати напрямки перетоків потужності. Відповідно виникають проблеми, що пов'язані з появою реверсивних потоків. Однією з таких проблем є збільшення втрат активної потужності в електричних мережах.

Аналіз втрат потужності в електричних мережах з ВДЕ, здійснювався з

урахуванням місця приєднання та відношення значення потужності генерування до потужності навантаження вузлів [1]:

1. У випадку коли встановлена у вузлі схеми потужність ВДЕ менша за навантаження, то таке під'єднання забезпечить зменшення втрат у мережі.

2. В електричній мережі існує хоча б один вузол, де вихідна потужність ВДЕ більша ніж власне навантаження цього вузла, але сумарна потужність відновлювальних джерел енергії, що встановлені в мережі, менша ніж її сумарне навантаження.

3. В електричній мережі існує щонайменше один вузол, де вихідна потужність ВДЕ більша, ніж власне навантаження цього вузла, але сумарна потужність ВДЕ даної мережі в цілому більше ніж її сумарне навантаження.

Раніше вказані випадки розглядалися, коли ставилась задача оптимізації конкретного режиму . Тоді можна було б визначити потужність генерування ВДЕ, оптимальну за критерієм мінімуму втрат активної потужності, як це запропоновано в [30]:

$$P_{ВДЕ} = \frac{|U_i| \cdot |U_i|}{R_{i,i}} \cdot \sum_{j=1, j \neq i}^n \left((P_j \cos(\delta_i - \delta_j) + jQ_j \sin(\delta_i - \delta_j)) \cdot \frac{R_{i,j}}{|U_i| \cdot |U_j|} \right), \quad (1.2)$$

де $|U_i|$ – модуль напруги у вузлі;

n – кількість вузлів в схемі;

$R_{i,j}$ – i та j елемент матриці вузлових опорів схеми;

δ_i – кут зсуву фази в i -тому вузлі;

P_j, Q_j – активна та реактивна потужність навантаження в j -тому вузлі відповідно.

Проте добовий графік електричних навантажень нерівномірний, і потужність генерування ВДЕ залежить від погодних умов, тривалості світлового дня, тому також змінюється протягом доби. Щоб врахувати вказані зміни, доцільно перейти до оцінювання втрат електроенергії. На рис.

1.6 та 1.7, як приклад, наведено залежності втрат активної потужності для тестової 14-ти вузлової схеми IEEE, від потужності генерування ВДЕ, встановлених в різних вузлах.

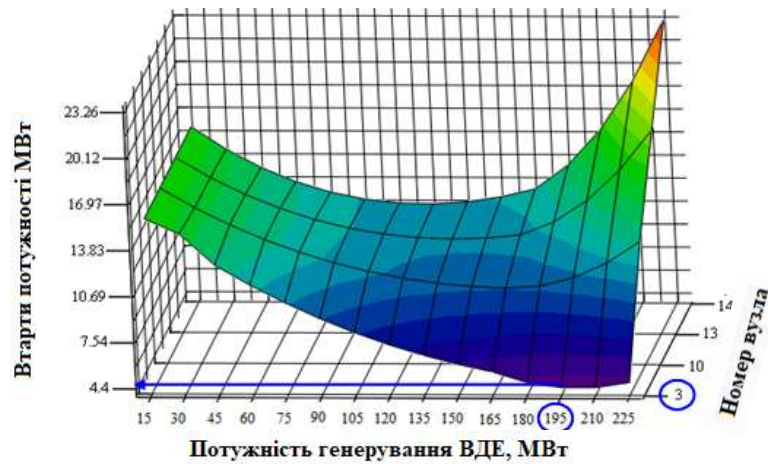


Рисунок 1.6 – Залежність зміни втрат активної потужності в ЕМ з врахуванням нестабільності генерування ВДЕ

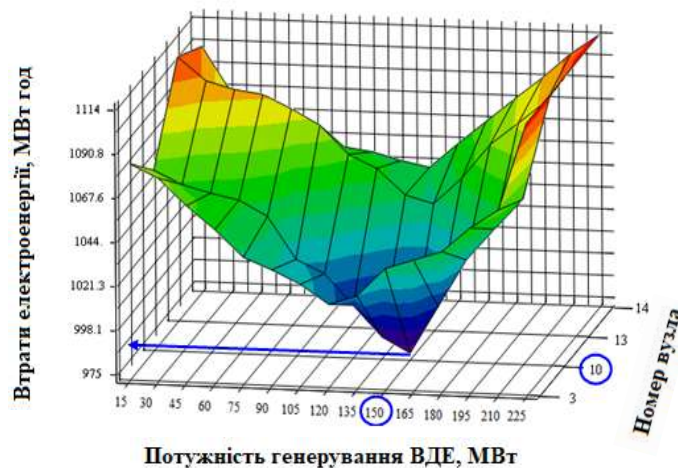


Рисунок 1.7 – Графічна залежність зміни втрат електроенергії в ЕМ з врахуванням змін добового графіка електричних навантажень

Проаналізувавши залежності (рис. 1.6) та (рис. 1.7), можна зробити висновок, що вузол під'єднання та встановлена потужність ВДЕ, яка забезпечує мінімум втрат активної потужності для поточного режиму, може змінюватись внаслідок врахування природної нестабільності генерування джерела (рис. 1.6) та змін добового графіка електричних навантажень (рис.

1.7). Виходячи з цього, для визначення потужності ВДЕ, оптимальної за критерієм мінімуму втрат електроенергії, потрібно проаналізувати зміну потужності ВДЕ протягом доби та оцінювати нерівномірність добового графіка навантаження.

1.2.2 Вплив відновлювальних джерел енергії на якість електроенергії в електричних мережах

Встановлення ВДЕ у розподільних ЕМ має досить суттєвий вплив на якість електричної енергії. Такі джерела призводять до збільшення дози флікера, що може відбуватися при різкій зміні потужності генерування або при введенні чи виведенні потужностей в розподільні ЕМ, та через неузгоджену взаємодію між відновлювальними джерелами і регулюючими пристроями [1].

Одним з проблемних аспектів функціонування ВДЕ в розподільних ЕМ є те, що вони, зокрема сонячні електростанції, приєднані до електричної мережі через інвертор можуть бути джерелами гармонік вищих порядків [2].

Встановлення потужних відновлювальних джерел енергії досить суттєво впливає на рівні та відхилення напруг в ЕМ. В розподільних ЕМ впродовж доби відбувається зміна активного та реактивного навантаження вузлів, що викликає певні відхилення рівня напруги. У напрямку від головної ділянки до кінця ЛЕП відхилення напруги, як правило, збільшується. Якщо навантаження сконцентровано в основному біля кінця ЛЕП, то рівень напруги буде коливатись більш інтенсивно. Після підключення в ЕМ джерела відновлювальної енергії, останні будуть впливати на відхилення напруги у вузлах (рис. 1.8).

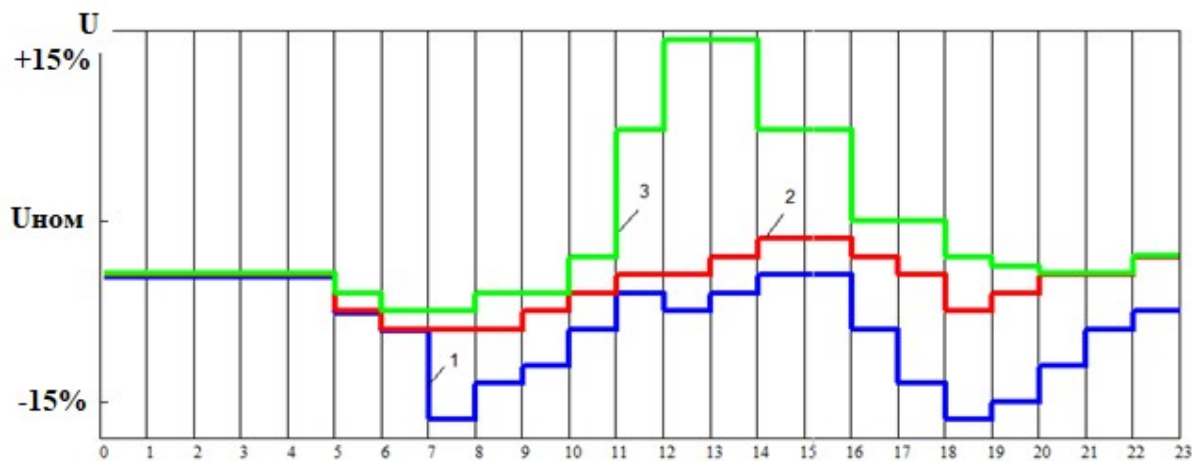


Рисунок 1.8 – Зміна рівнів напруги у вузлі навантаження

1– відхилення напруги у вузлі навантаження без ВДЕ; 2 – відхилення напруги у вузлі з потужністю ВДЕ співрозмірною з потужністю навантаження; 3 – відхилення напруги у вузлі з потужністю ВДЕ більшою за потужність навантаження

В електричних мережах радіального типу, зниження напруги відбувається рівномірно вздовж напрямку електропостачання споживачів, що приєднані до фідера. З появою відновлювальних джерел енергії, що встановлені безпосередньо у споживача, або в кінці живильного фідера, напруга вздовж ЛЕП може збільшуватись. Виходячи з цього, значення зміни напруги залежить від місця встановлення відновлювальних джерел енергії та їх потужності.

У випадку, коли джерела РГ працюють узгоджено з графіком електричних навантажень, тобто їх потужність збільшується чи зменшується відповідно до зміни навантаження у вузлах, вони будуть зменшувати відхилення напруги. Однак, графік видачі потужності сонячними та вітровими електростанціями має імовірнісний характер, оскільки залежить від багатьох факторів: інтенсивності сонячного випромінювання, зміна тривалості світлового дня – для ФЕС, зміна швидкості та напрямку вітру – для ВЕС. Виходячи з цього встановлення таких джерел, в разі неузгодженої роботи з графіком навантаження призведе до збільшення відхилень напруги.

Для аналізу та узгодження графіків генерування ФЕС і графіків навантаження необхідно вибрати зручні для цієї мети їх характеристики.

1.3 Аналіз існуючих показників оцінювання нерівномірності добового графіка електричних навантажень

Добовий графік електричних навантажень об'єднаної енергосистеми України має нерівномірність в часі, що поділяється на три частини: зони піку, напівпіку та провалу. Така нерівномірність ГЕН ускладнює балансування попиту і пропозиції на ринку електроенергії у вузлах її споживання та недопущення зміни частоти мережі змінного струму і розрахункового рівня напруги. Крім того, через технологічні вимоги генерувальних електростанцій не можливо оперативно та оптимально чітко забезпечити покриття ГЕН енергосистеми у кожний час доби. Це призводить до значних втрат на використання природних ресурсів при генеруванні електричної енергії.

Виходячи з цього, постає завдання оптимального управління ГЕН енергосистеми з метою його вирівнювання у добовому інтервалі часу. Графік навантаження енергосистеми є сумою множини графіків навантаження споживачів. Отже, вирівняти його можна за допомогою споживачів-регуляторів, які здатні до обмеження та/або перенесення частини свого навантаження з однієї години доби на інші, у випадку добового регулювання [48, 49]. Ефективно здійснити такий процес можливо лише на основі досконалих методів оцінювання нерівномірності добового ГЕН, які б давали повну інформацію про добову нерівномірність ГЕН.

Розглянемо класичні показники оцінювання нерівномірності ГЕН (D , K_{ϕ} , $K_{н}$, $K_{м}$, $K_{з}$) з точки зору їх фізичного значення та критерію нерівномірності.

Дисперсія графіка електричного навантаження:

$$D = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (p_i - P_c)^2, \quad (1.3)$$

де p_i – значення потужності навантаження, що відповідає i -му спостереженню;

n – кількість спостережень миттєвих значень потужності p_i ;

P_c – середнє значення спожитої за добу потужності.

Використання даного показника не дозволяє здійснювати всебічне оцінювання нерівномірності навантаження, оскільки різні за формою графіки електричного навантаження можуть мати однакову дисперсію. Даний показник оцінює нерівномірність як узагальнене відхилення від середнього значення потужності. Відхилення може бути незмінним. Отже, дисперсія не дає детальної характеристики нерівномірності ГЕН.

Коефіцієнт форми графіка навантаження, визначається як відношення між середньоквадратичним відхиленням споживаної потужності та середнім значенням спожитої потужності за добу:

$$K_\phi = \frac{P_{ck}}{P_c} \quad (1.4)$$

де $P_{ck} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n p_i^2}{n}}$ – середньоквадратичне значення активного споживання;

n – кількість точок часу фіксації навантаження;

p_i – значення активного навантаження в момент часу i .

Очевидно, що $K_\phi \geq 1$ і своє мінімальне значення, він приймає коли $P_{ck} = P_c$, тобто коли графік навантаження рівномірний $P(t) = P = const$. Коефіцієнт форми надає оцінку нерівномірності по суті близьку до дисперсії.

Коефіцієнта максимуму як і коефіцієнт заповнення графіка

характеризують відношення годинного максимуму навантаження та середнього значення потужності ГЕН по відношенню один до одного:

$$K_m = \frac{P_{\max}}{P_c}, \quad K_z = \frac{P_c}{P_{\max}}, \quad (1.5)$$

де P_{\max} – максимальне значення потужності за добу; P_c – середнє значення потужності спожитої за добу.

Виходячи з (1.5), чим менша різниця між максимальним значенням споживання та його середнім значенням, тим більші коефіцієнти максимуму та заповнення ГЕН, при $P_{\max} = P_c$, $K_m, K_z \rightarrow 1$.

Коефіцієнт нерівномірності графіка характеризує відношення мінімального значення потужності навантаження до максимального:

$$K_n = \frac{P_{\min}}{P_{\max}}, \quad (1.6)$$

де P_{\max} – максимальне значення потужності за добу; P_{\min} – мінімальне значення потужності за добу.

Чим менша різниця між максимальним значенням споживання та мінімальним, тим більше коефіцієнт нерівномірності прямуватиме до 1. При $P_{\max} = P_{\min}$, тоді $P(t) = P = const$.

Коефіцієнти визначені в (1.3)–(1.6) лише характеризують нерівномірність в окремих точках графіка, тобто не відображають нерівномірності в цілому, підтвердженням цього є низка проведених досліджень в Україні [1-5] та за кордоном [50]. Перевагою використання традиційних показників оцінки нерівномірності добового ГЕН є те, що вони дозволяють виконувати розрахунки відносно просто, без відповідних комп'ютеризованих систем, але точність та адекватність результатів є не завжди достатньою.

Іншим способом оцінювання нерівномірності графіків електричних навантажень є морфометричний підхід до аналізу їх форми. Цей підхід використовує параметри такі як периметр та площа фігури, діаметри вписаних та описаних кіл, довжини осей видовження фігури та ін. Ці параметри відповідають певним характеристикам процесу електроспоживання. Для прикладу: площа ГЕН – кількість спожитої електроенергії, зростання периметру – відповідає зростанню добової нерівномірності навантаження, співвідношення осей видовження фігури – характеризує споживання електроенергії в певні проміжки часу доби.

Як зазначено в [55], в основі створення морфометричної моделі ГЕН лежить перехід від декартової системи координат до полярної (рис. 1.9). Відстань від центру координат (x_0, y_0) до точки діаграми відповідає значенню потужності, що споживається в певний момент часу.

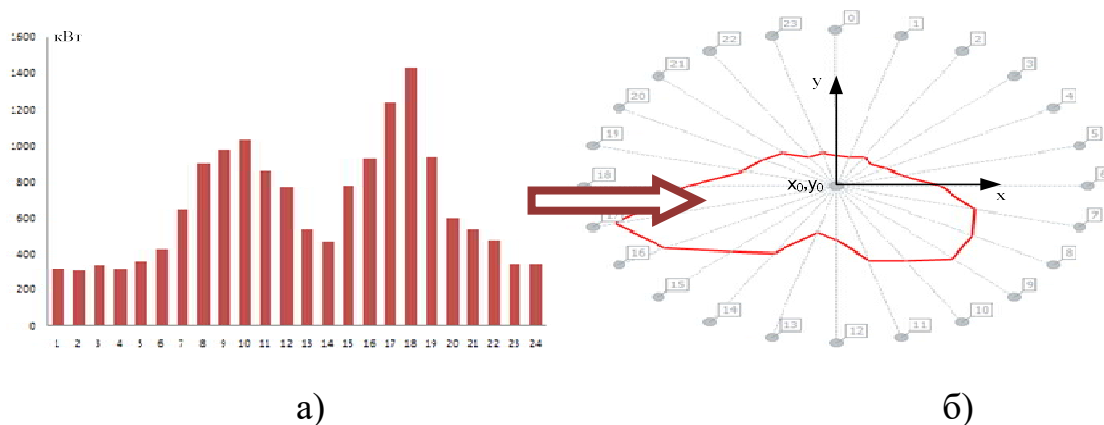
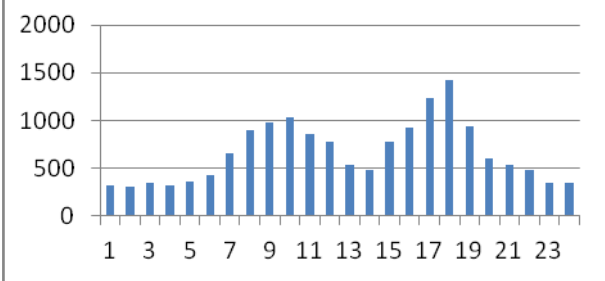
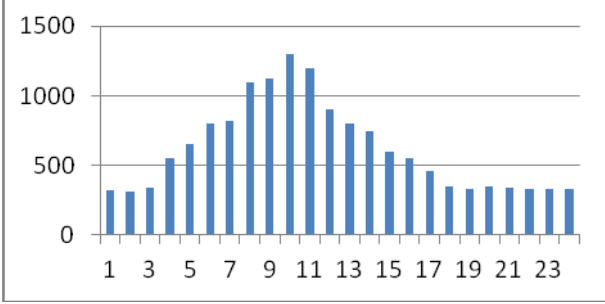
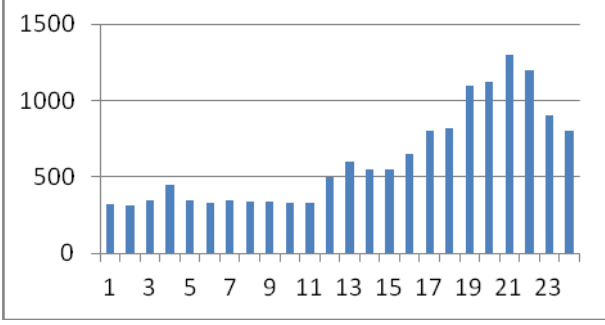
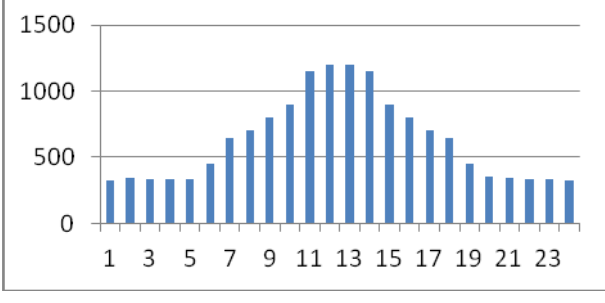
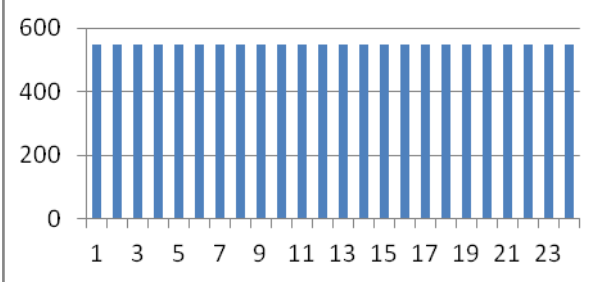


Рисунок 1.9 – а) ГЕН в Декартові системі координат; б) Морфометрична моделі ГЕН

Такий перехід здійснено на основі розробленого програмного забезпечення «Морфометрія графіка електричних навантажень».

Таблиця 1.1 – Оцінка нерівномірності ГЕН за допомогою морфометричних показників та дисперсії (D)

№	Графік	D, кВт	Морфометричні показники
1		115370	$M_1=0,22$ $M_2=0,64$ $M_3=0,38$ $M_4=0,72$
2		115370	$M_1=0,51$ $M_2=0,78$ $M_3=0,83$ $M_4=0,61$
3		115370	$M_1=0,33$ $M_2=0,77$ $M_3=0,62$ $M_4=0,75$
4		115370	$M_1=0,57$ $M_2=0,82$ $M_3=0,84$ $M_4=0,78$
5		0	$M_1=1$ $M_2=1$ $M_3=1$ $M_4=1$

В таблиці 1.1 наведено порівняльний аналіз оцінювання нерівномірності ГЕН за допомогою дисперсії та морфометричних показників.

Розрахунок дисперсії показує, що даний показник не може якісно охарактеризувати нерівномірність наведених графів, на його основі не можна зробити висновок, щодо нерівномірності ГЕН різних споживачів. Для отримання більш інформативніших характеристик нерівномірності ГЕН, використовуємо морфометричні параметри M_1 , M_2 , M_3 , M_4 .

По параметру M_1 : найменше значення даного параметра в графіка №1, $M_1=0,22$. Очевидно, що даний графік має значну нерівномірність та найбільшу кількість піків та провалів.

По параметру M_2 : найменше його значення для графіка №1 – 0,64, таке значення даного параметра обумовлене великою, в порівнянні з іншими ГЕН, кількістю піків і провалів.

По параметру M_3 : найменше його значення для графіка №1 – 0,38, оскільки піки навантаження даного графіка будуть припадати на ранішній та вечірній пік споживання електроенергії в енергосистемі, відповідно до диференційованого тарифу на електроенергію.

По параметру M_4 : найменше його значення для графіка №2 – 0,61, так як даний показник визначається як співвідношення площ випуклої корпусу ГЕН до площі фігури, що описує ГЕН, то він виявив незначні піки та провали в ГЕН №2.

Виходячи з цього, найбільш нерівномірний з точки зору морфометричної оцінки є графік №1.

Отже, параметри M_1 , M_2 , M_3 , M_4 , доцільно використовувати для аналізу нерівномірності ГЕН. Використання таких показників, дозволить дати адекватну та більш повну характеристику нерівномірності ГЕН, зокрема в оцінюванні впливу генерування ВДЕ на нерівномірність ГЕН, як окремого споживача так і електричної мережі.

1.4 Оцінювання якості функціонування електричних мереж з відновлювальними джерелами електроенергії

Відповідно до теорії надійності розподільні електричні мережі з джерелами розосередженого генерування є складними технічними системами. Вони є сукупністю підсистем (елементів), об'єднаних функціонально або конструктивно у відповідності з визначеним алгоритмом взаємодії для виконання певної задачі в процесі застосування за призначенням.

Надійність будь-якої складної технічної системи відображає її властивість виконувати і зберігати в часі задані функції в заданих режимах і умовах застосування за призначенням, технічної експлуатації, ремонтів, зберігання і транспортування. Основною задачею електричної мережі (ЕМ) є забезпечення надійного постачання якісною електроенергією споживачів, які під'єднано до неї. Надійність електропостачання, якість електроенергії та економічність оцінюються показниками, характерними для кожного з цих факторів. Для електричної мережі з ВДЕ вони часто можуть бути суперечливими, що заважає прийняттю однозначного рішення щодо розбудови ВДЕ та відповідної модернізації електричної мережі. В подібних випадках стосовно технічних систем, до яких відносяться мережі з ВДЕ, користуються інтегральним показником якості функціонування системи [43]. В нашому випадку основними властивостями, які повинен об'єднувати інтегральний показник якості функціонування, є надійність, якість електричної енергії та економічність як складові енергоефективності роботи електричної мережі з ВДЕ в різних станах роботи (рис.1.10).

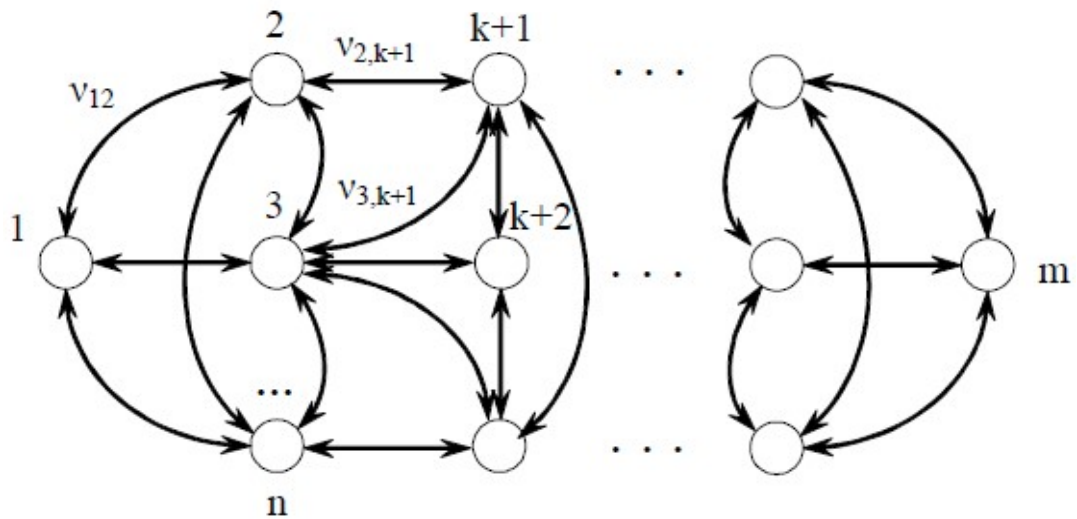


Рисунок 1.10 – Граф станів електричної мережі

Навіть для абсолютної безвідмовності всіх елементів розподільної електричної мережі в процесі функціонування неможна говорити про виконання нею своєї задачі як про достовірну подію, оскільки система може не виконати на всі 100% поставлені задачі в наслідок технічної недосконалості самої системи, складності окремих задач, впливу зовнішнього середовища, тощо. З іншого боку, внаслідок певної надлишковості в структурі розподільних електричних мереж поява відмов окремих елементів або значна зміна робочих параметрів можуть призвести не до повної відмови, а лише до певного погіршення якості функціонування системи електропостачання в цілому.

Введення такої оцінки досить зручне, оскільки дозволяє порівняти функціонування розподільних електричних мереж, різних за схемою, електрообладнанням та його технічним станом. Це дозволить визначити оптимальні шляхи побудови електричних мереж, особливо в умовах розбудови ВДЕ.

1.5 Висновки по розділу 1. Задачі наукового дослідження

Відновлювальні джерела енергії мають великий вплив на роботу електричних мереж, зокрема розподільних. Завдяки цьому частина РЕМ набуває властивостей, характерних для локальної електричної системи.

Зростання генерування ВДЕ, породжує нові проблеми, до яких теперішні підходи в експлуатації діючих електричних мереж є застарілими. В основу розвитку існуючих та побудови нових ЕМ покладено концепцію SMART Grid, функціонування якої добре зарекомендувало себе за кордоном.

Впровадження цієї концепції передбачає збільшення комунікаційних зв'язків між процесами генерування, транспортування та споживання. Саме наявність активного споживання, дозволяє отримати переваги від впровадження ВДЕ.

Специфіка вироблення енергії відновлювальними джерелами вимагає, врахування природної нестабільності генерування таких джерел.

Особливу увагу необхідно приділити залежності режиму функціонування ВДЕ від природних умов. В результаті такого дослідження необхідно розробити метод оцінювання показника, за яким можна було б оцінити стабільність розосереджених джерел генерування електричної енергії. Оскільки, в результаті стимулювання розвитку ВДЕ їх одинична потужність суттєво зростає, тому в задачі забезпечення балансової надійності, виникає проблема визначення необхідної потужності резерву, що має забезпечувати централізоване джерело живлення для безперебійного електропостачання.

Досягнення максимального ефекту в плані покращення техніко-економічних показників функціонування ЕМ з ВДЕ, можливе лише за умов правильного вибору місця приєднання та встановленої потужності ВДЕ. Оскільки графік видачі потужності ВДЕ, таких як вітрові та сонячні електростанції, має імовірнісний характер, доцільно визначати оптимальну потужність виходячи з аналізу електроенергії, що може бути генерована

таким джерелом.

Оскільки ВДЕ приєднані до ЕМ безпосередньо зі сторони споживача, то виникає проблема узгодження графіків генерування ВДЕ та навантаження. Для цього потрібно здійснити оцінювання впливу генерування ВДЕ на нерівномірність добового графіка навантаження споживача, в якого встановлено ВДЕ, а у випадку, коли потужність ВДЕ значно перевищує потужність споживання, потрібно розробити методи оцінювання впливу ВДЕ на нерівномірність добового ГЕН ЕМ та втрати електроенергії, зумовлені таким функціонуванням.

З метою отримання максимального ефекту від генерування відновлювальних джерел енергії, що функціонують в електричних мережах енергосистем, потрібно розв'язати такі задачі:

1. Вдосконалення методу оцінювання відповідності графіків роботи відновлювальних джерел енергії та електроспоживання у вигляді коефіцієнта стабільності, який враховує імовірнісні характеристики процесів генерування відновлювальних джерел енергії та електроспоживання, що дає змогу уточнювати значення встановленої потужності ВДЕ для забезпечення балансової надійності електричних мереж.

2. Розроблення методу узгодження графіків генерування ВДЕ та навантаження, на основі аналізу впливу ВДЕ на нерівномірність добового графіка електричних навантажень та втрати електроенергії в мережі.

3. Розроблення методу визначення потужності резерву, що має забезпечувати централізоване джерело живлення, враховуючи природну нестабільність генерування ВДЕ.

4. Розроблення методу визначення ємності накопичувача для встановлення на фотовольтаїчній станції, для підвищення рівня балансової надійності.

5. Алгоритмічна та програмна реалізація розроблених методів, що дозволить підвищити ефективність використання ВДЕ.

РОЗДІЛ 2 ВРАХУВАННЯ НЕСТАБІЛЬНОСТІ ГЕНЕРУВАННЯ ВІДНОВЛЮВАЛЬНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ В ЗАДАЧІ ОПТИМІЗАЦІЇ ЇХ ВСТАНОВЛЕНОЇ ПОТУЖНОСТІ

Визначаючи пріоритетність розв'язання задач в ЛЕС, визначимо балансову надійність, як надійність ЛЕС, коли її розрахункова модель визначається балансом споживання і генерування електроенергії з врахуванням зовнішнього надходження. Від того, в який спосіб і якими засобами забезпечується балансова надійність, залежить як успішно розв'язуються інші задачі. Від балансу активної і реактивної потужності в ЛЕС залежать її техніко-економічні показники [54, 97]. На процес балансування потужності в ЛЕС суттєво впливає нестабільність генерування ВДЕ, зокрема ФЕС.

Нестабільність генерування ФЕС компенсується потужністю, яка поступає в ЛЕС з енергосистеми. Через те умови балансування режиму ЛЕС впливають і на режими ЕЕС. Оптимізації сумісної роботи ЛЕС і ЕЕС присвячено низку робіт [48–50]. В умовах сьогодення забезпечення балансу покладено суто на централізовану систему електропостачання. Проте, поступово відбуваються зміни в механізмах функціонування енергоринку України, що спонукають власників ВДЕ працювати за заданим графіком, зокрема введення штрафів за недотримання заявленого добового графіка генерування. Для роботи за заданим графіком, потрібно перш за все дослідити потенційні можливості джерел генерування щодо покриття графіка навантаження. На основі статистичних даних з генерування, якщо станція вже експлуатується, або прогнозних щодо вироблення електроенергії, якщо станція ще не введена в експлуатацію, можна отримати вихідну інформацію для визначення потужності резерву, який повинен підтримуватись для забезпечення балансової надійності ЛЕС, або визначення ємності накопичувача.

2.1 Визначення показника якості функціонування електричних мереж як засобу узагальненого оцінювання структурної, балансової і режимної надійності

Оскільки розподільні електричні мережі відносяться до таких складних систем, для яких, особливо за ринкових умов, не достатньо характеристики відмови в функціонуванні тільки у формі «придатний/не придатний», то необхідно оцінювати показник якості функціонування, який дозволить дати характеристику здатності РЕМ виконувати функції з надійного та якісного електропостачання. Оскільки в розподільних електричних мережах, особливо за наявності розосередженого генерування, має місце певна надлишковість, то відмови деяких (або навіть багатьох) елементів призводить лише до часткового обмеження можливостей з надійного і якісного електропостачання, тобто має місце певне зниження ефективності їх функціонування.

Через необхідність врахування значної кількості різних показників, що характеризують всі сторони функціонування розподільних електричних мереж виникає необхідність у визначенні інтегрального показника якості функціонування. Як відмічалось у [102, 103] загальні вимоги, яким повинен відповідати такий показник є: об'єктивність оцінювання ефективності, якості і оптимальності; можливість фізичного тлумачення; нормування і відображення «крайніх» станів системи з урахуванням потенційно можливих; дозволяти приймати рішення на основі досвіду й інтуїції.

Таким умовам відповідає запропонований в [35] показник, де, ґрунтуючись на поєднанні теорії марковських процесів та критеріального методу, в моделі якості функціонування розподільних електричних систем може бути врахована зміна параметрів та характеристик їх елементів. Крім того модель може бути придатною для використання її під час отримання та реалізації результатів оптимальних розрахунків. В роботах [15–17] показана можливість застосування теорії марковських процесів в поєднанні з

критеріальним методом, заснованим на теорії подібності. Таке поєднання ґрунтується на аналогії між системою рівнянь Колмогорова і системою рівнянь ортогональності і нормування критеріального програмування, дозволяє отримати відносно не складну модель показника якості функціонування складної системи. Результатом таких перетворень є критеріальна модель такого виду [45]:

$$d_*(p_*) = \prod_{i=1}^m \frac{p_i^{p_i}}{p_{0i}^{p_{0i}}}, \quad (2.1)$$

де p_{0i}, p_i – значення імовірності знаходження системи в стані відповідно початку експлуатації і після останнього тестування.

m – кількість можливих станів досліджуваної системи;

Зв'язок між станами можна записати в такому виді:

$$p_i = p_{0i} \cdot \frac{\prod_{j=1}^n (x_{*j}^{y_{ji}})}{y_*(x)}, \quad (2.2)$$

де $y_*(x)$ – техніко-економічний показник функціонування системи приведений до «ідеальної» системи – системи, в якій відмічається абсолютна надійність її структурних елементів;

x_{*j} – коефіцієнт, що характеризує основні властивості системи у відповідному стані;

n – кількість робочих станів досліджуваної системи.

Інтегральний показник дасть змогу здійснити оцінювання основних властивостей функціонування складної системи, в даному випадку електричної мережі. До таких властивостей можна віднести: надійність, економічність і при необхідності живучість.

За отриманою критеріальною моделлю якості функціонування можна оцінити реальний стан системи по відношенню до «ідеальної» системи. На рисунку 2.1 побудовані залежності $d_*(P_*)$. Зазвичай таких залежностей можна побудувати m (кількість станів), але достатньо побудувати одну відносно імовірності стану, в якому перебуває системи в даний час.

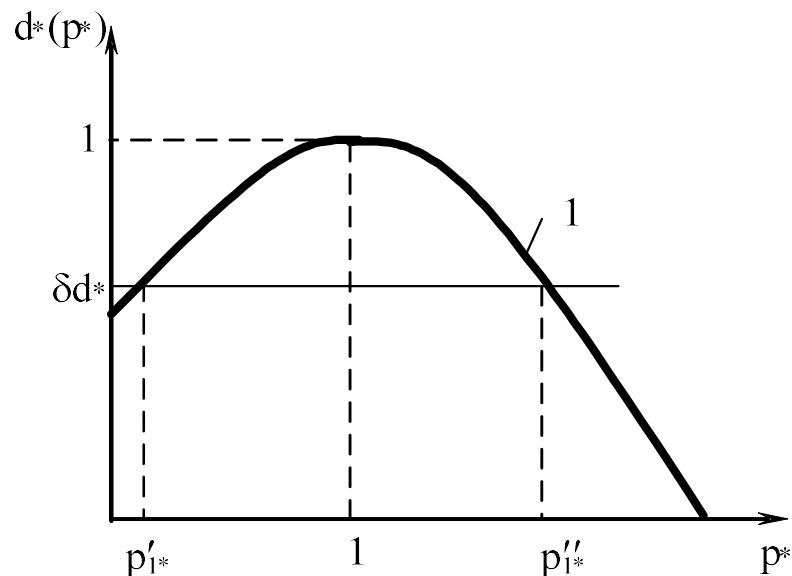


Рисунок 2.1 – Функція якості деякого стану системи

Більше значення критерію якості, відповідає функціональній готовності системи. Побудована критеріальна модель якості функціонування розширює можливості під час визначення стану та рівня готовності систем, що функціонують, без врахування економічних показників за критерієм максимуму знаходження в станах задовільної підготовленості системи до виконання своїх функцій.

Аналіз критеріальної моделі якості функціонування дозволяє порівнювати схожі системи не визначаючи техніко-економічних показників. Окрім цього дозволяє розробити економічно доцільну стратегію відновлюваних робіт за станом системи.

Для локальної електричної системи, залежність на рисунку (2.1) можна апроксимувати позинмом виду:

$$f(x_*) = \sum_{i=1}^m p_i \prod_{j=1}^n x_{*j}^{\alpha_{ij}} \quad (2.3)$$

де p_i – критерій подібності, який у даному випадку є ймовірністю перебування системи в стані i (визначається шляхом розв’язування системи рівнянь Колмогорова);

α_{ij} – коефіцієнт, що відповідає показнику степеня в апроксимуючому позиномі.

$\prod_{j=1}^n x_{*j}^{v_{ij}}$ – показник якості функціонування системи в стані i ;

x_{*j} – коефіцієнт, що характеризує основні властивості системи у відповідному стані;

v_{ij} – елементи матриці v , яка є матрицею інтенсивностей переходів системи з одного стану в інший;

m – кількість можливих станів досліджуваної системи;

n – кількість робочих станів досліджуваної системи.

Використовуючи цей підхід можна виконати поетапне оцінювання надійності ЛЕС. На першому етапі на основі аналізу структурної надійності розподільної електричної мережі необхідно побудувати граф можливих станів, в яких може перебувати ЛЕС в залежності від стану її елементів. На цьому етапі не враховується вплив ФЕС на режимну та балансову надійність.

Для кожного робочого стану виконується розрахунок усталеного режиму, за результатами якого виконується аналіз балансової і режимної надійності. Відповідно до проведеного аналізу для кожного робочого стану визначається показник якості функціонування системи в певному стані i . За аналогією з (2.3) він визначається за виразом:

$$\Phi_i = \prod_{j=1}^n (k_{\alpha_j}^{v_{ij}}),$$

де $k_{я}$ – коефіцієнт якості, який характеризує режимну та балансову надійність в певному стані РЕМ в умовах розбудови ВДЕ.

Показник якості $k_{я} = f(k_{\delta n}^n, k_U^b, k_{\Delta P}^y)$ є функцією коефіцієнта забезпечення балансової надійності генеруванням ФЕС – $k_{\delta n}^n$, коефіцієнта якості наруги – k_U^b і коефіцієнта втрат активної потужності – $k_{\Delta P}^y$, як складової, що має безпосередній вплив на режимну і балансову надійність.

З врахуванням цього (2.3) переписеться:

$$E = \sum_{i=1}^m p_i \Phi_i = \sum_{i=1}^m p_i \prod_{j=1}^n (k_{яj}^{v_{ij}}) . \quad (2.4)$$

Показник якості функціонування ЛЕС, визначений за (2.4), дозволяє кількісно оцінити відносну готовність розподільних електричних мереж виконувати свої функції з якісного та надійного електропостачання споживачів в порівнянні до «ідеальної» ЛЕС.

Отже, для оцінювання впливу генерування ФЕС на надійність локальних електричних систем необхідно визначити показники ефективності та їх вагові коефіцієнти, які будуть характеризувати режимну і балансову надійність для кожного зі станів, можливих для розподільної мережі. Далі, використовуючи (2.4), визначається комплексний показник якості функціонування. За його значенням показника якості функціонування, який може приймати значення від (1 до 0), можна оцінити вплив ФЕС на режимні параметри ЛЕС та визначити оптимальну їх потужність.

Оскільки ФЕС є нестабільними джерелами генерування, то необхідно дослідити їх вплив на балансову надійність ЛЕС з врахуванням їх ймовірнісних характеристик.

2.2 Оцінювання якості функціонування ЛЕС

2.2.1 Аналіз існуючих показників оцінювання балансової надійності електричних мереж

Серед існуючих показників балансової надійності (ПБН) [49–50], можна виділити такі відносні ПБН як $LOLP$, $LOLE$, $LOLH$ та J_d , оскільки вони є найбільш інформативними:

– математичне очікування річного недовідпуску електроенергії споживачам $M(\Delta W)$ (за кордоном аналогами є EUE – *Expected Unserved Energy* або $LOEE$ – *Loss of Energy Expectation*, МВт год/рік);

– математичне очікування компенсаційних затрат від ненадійного електропостачання споживачів (для заданих характеристик питомих затрат y_0) (млн. грн);

– $LOLP$ (*Loss of Load Probability*) – імовірність втрати навантаження (в.о.):

$$LOLP = \sum_{i=1}^T Q_i \sum_{k=1}^N p_{ik} (\Delta P_{ik}), \quad (2.5)$$

де $Q_i = \frac{1}{T}$ – імовірність ступені графіка навантаження;

p_{ik} – імовірність стану генерувальних потужностей пов'язаних з відмовою агрегатів;

$\Delta P_{ik} = P_{Гik} - P_{Hik} < 0$ – дефіцит потужності в розподільних електричних мережах для k -го випадкового стану генерувальних потужностей;

– $LOLE$ (*Loss of Load Expectation*) і $LOLH$ – тривалість втрати навантаження, відповідно в кількості діб і годин на рік):

$$LOLE = \sum_{i=1}^T Q_i P_{i \text{дiб}} \sum_{k=1}^N p_{ik} (\Delta P_{ik}) \text{ або } LOLH = \sum_{i=1}^T Q_i P_{i \text{год}} \sum_{k=1}^N p_{ik} (\Delta P_{ik}), \quad (2.6)$$

де $P_{i\text{дiб}}$, $P_{i\text{год}}$ – тривалість i -го періоду, відповідно діб і годин.

Також для оцінки балансової надійності використовують ПБН у вигляді інтегральних ймовірностей появи дефіциту потужності. Вони за своєю фізичною суттю для ЕЕС повністю відповідають показнику *LOLP*.

Для ЕЕС інтегральні ПБН визначаються за допомогою частинних похідних математичного очікування недовідпуску електроенергії для всієї ЕЕС за параметрами системи – оперативним резервам потужності територіальних зон і запасам пропускної спроможності ліній електропередач між ними. В роботі [49] показано, що такі часткові похідні можуть визначатися аналізом двоїстих оцінок (m_j) для j -х параметрів лінійної моделі, які дорівнюють *одиниці* у випадку, коли генерувальна потужність зони, що розглядається, впливає на зміну системного дефіциту потужності, і *нулю* в іншому випадку.

Тому вираз, для визначення інтегральних ймовірностей дефіциту потужності запишеться наступним чином:

$$J_{D_j} = \frac{\partial M[\Delta W]}{\partial R_j} = \sum_{u=1}^U Q_u \sum_{z=1}^Z Q_z \sum_{k=1}^K Q_k m_j^{u,z,k}, \quad (2.7)$$

де $M[\Delta W]$ – математичне очікування річного об'єму недовідпуску електроенергії, у в.о;

R_j – кількість електроенергії, що має забезпечити джерело резерву для j -ої територіальної зони, у в.о.

Q_u та Q_z – відносний час існування u -того та z -того часового інтервалу зміни навантаження;

Q_k – ймовірність існування k -того випадкового стану системи, що викликане аварійним виходом генерувального обладнання на u -тому сезонному та z -тій добовій зміні навантаження;

$m_j^{u,z,k}$ – двоїста оцінка лінійного програмування (ЛП) для j -ої територіальної зони;

U та Z – кількості відповідно сезонних і добових інтервалів зміни навантаження;

K – кількість випадкових станів ЕЕС, що моделюється статистичними методами.

Однак, перераховані показники: $LOLP$, $LOLE$, $LOLH$ та J_d , по-перше, не враховують залежності роботи ФЕС від природних умов, а, по-друге, не дозволяють характеризувати стабільність цих джерел по відношенню до графіка навантаження, оскільки розроблялись для генерувальних потужностей, режим роботи яких є повністю керованим.

Тому для електричних мереж, потрібно розробити додатковий показник, який дасть змогу характеризувати стабільність генерування ФЕС, що дозволить оцінити вплив останніх на балансову надійність. Такий показник повинен ґрунтуватись на оцінюванні ймовірнісної природи генерування відновлювальних джерел енергії.

2.2.2 Визначення імовірнісних характеристик генерування ФЕС

Графік генерування електричної енергії фотовольтаїчними електростанціями безпосередньо залежить від природних особливостей регіону, в якому вони розташовані. Ця особливість ФЕС вносить певні проблеми під час розв'язання задачі забезпечення надійного і якісного електропостачання споживачів. Тому, постає задача узгодження графіка електроспоживання з графіком генерування ФЕС для підвищення ефективності функціонування електричної мережі.

Отримати бажаний ефект від узгодження графіків споживання і генерування неможливо без застосування засобів для реалізації Smart Grid технологій [48–50]. Однак "розумне" ведення режиму неможливе без попереднього оцінювання потенційних можливостей джерела енергії щодо покриття потреб споживачів в електроенергії.

Розроблення методу оцінювання стабільності покриття заданого графіка споживання потенційно можливим генеруванням сонячної електростанції є необхідним для забезпечення балансової надійності. Для цього потрібно визначити основні ймовірнісні характеристики процесів генерування ФЕС та електроспоживання.

На рис. 2.2, як приклад, наведено результати аналізу статистичних даних добової потужності генерування електроенергії ФЕС та потужності навантаження протягом 2013 року в розрізі кожної доби в проміжок часу 12:30–13:00 для підстанції «Ямпіль 110/10 кВ». Аналіз здійснено в програмному середовищі STATISTICA 10. Опрацювання статистичних даних на протязі року по значеннях генерованої потужності ФЕС та електричного навантаження дає змогу визначити закон розподілу цих величин.

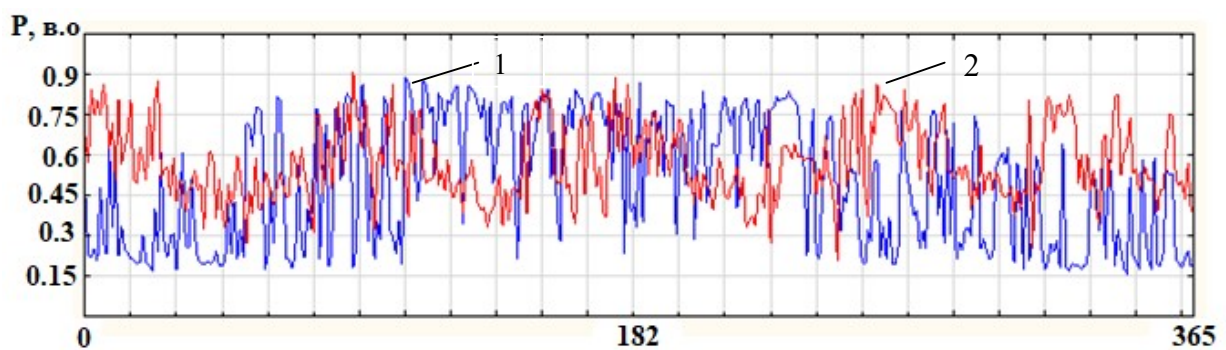


Рисунок 2.2 – Зміна потужності генерування ФЕС (1) та навантаження (2) протягом року в заданий проміжок часу доби

Річний графік генерування (рис. 2.2) свідчить про невисоку здатність ФЕС самостійно покривати графік навантаження протягом всього року. На рис. 2.3 для розглядуваного прикладу наведені характерні значення потужностей генерування $P_{ген}$ і навантаження $P_{нав}$ та повторюваність цих значень на протязі року у відносних одиницях. Відносні значення генерування на рис. 2.3,а приведені до установленної потужності ФЕС, а навантаження на рис. 2.3,б приведені до його максимального значення. На

гістограмах (див. рис. 2.3 а) наявні декілька мод у вибірці, що свідчить про полімодальність процесу генерування ФЕС. Така полімодальність обумовлена зміною метеорологічних умов у місці розташування електростанції.

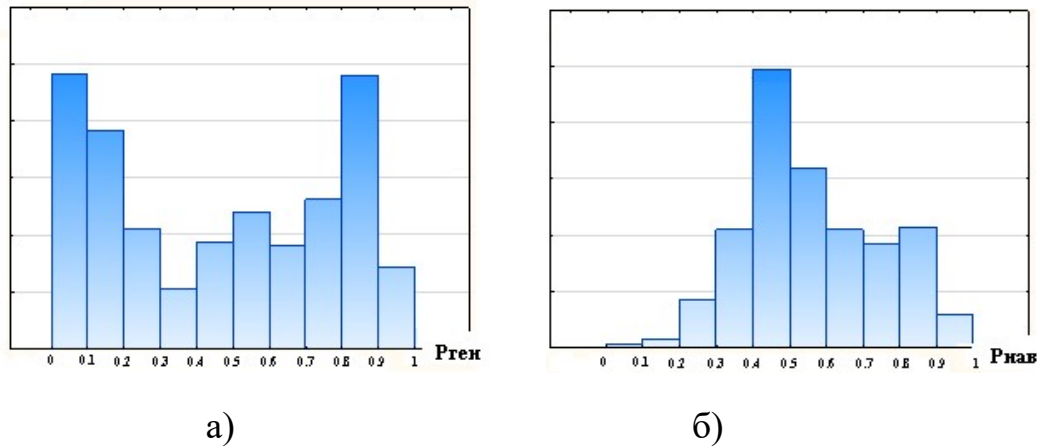


Рисунок 2.3 – Гістограми густин потужності генерування ФЕС (а) та потужності навантаження (б)

В тих випадках, коли «форму» розподілу не вдається описати одним розподілом, то її можна описати за допомогою суміші розподілів. Серед інших, можна виділити модель гаусової суміші, яка представляє собою зважену суму k компонентів, густина розподілу якого має вигляд:

$$p(x) = \sum_{j=1}^m w_j p_j(x), \quad (2.8)$$

де $p_j(x)$ – функція густини розподілу j -тої компоненти суміші;

w_j – вага j -тої компоненти суміші (апріорна імовірність) $\sum_{j=1}^k w_j = 1, w_j \geq 0, j =$

$1 \dots k$ – кількість компонент в суміші.

Функція густини розподілу має вигляд:

$$p_j(x) = \frac{1}{\sqrt{(2\pi)^k |\zeta_j|}} e^{\left(-\frac{1}{2}(x-\mu_j)^T \zeta_j^{-1}(x-\mu_j)\right)}, \quad (2.9)$$

де μ_j – математичне очікування j - тої компоненти;

$|\zeta_j|$ – визначник коваріаційної матриці j -тої компоненти суміші;

k – кількість компонент в суміші.

Функції правдоподібності належать параметричному сімейству розподілів $\varphi(x; \theta)$ і відрізняються тільки значеннями параметра

$p_j(x) = \varphi(x; \theta_j), \theta_j = \{\mu_j, \zeta_j\}$. При цьому φ – фіксована функція.

Іншими словами, вибрати об'єкт x із суміші $p(x)$ означає вибрати його із розподілу $p_j(x)$ з імовірністю w_j .

Задача розщеплення суміші вирішується, коли, маючи вибірку X^m випадкових величин з суміші $p(x)$ та знаючи число k і функцію φ , потрібно оцінити вектор параметрів:

$$\Theta_j = (w_j, \theta_j). \quad (2.10)$$

В задачі визначення розподілу випадкової величини на певному проміжку часу загальна математична модель розподілу буде описуватись рівнянням (2.8). Застосування гаусових сумішей для визначення закону розподілу генерування ФЕС та потужності навантаження обумовлене двома основними причинами:

- можливістю врахування різних факторів, що впливають на зміну потужності генерування (погодні умови, зміна сезонів) та потужності навантаження (режим максимальних та мінімальних навантажень);

- високою здатністю гаусової суміші до апроксимації довільних розподілів.

Розщеплення гаусової суміші у [55] пропонується проводити за допомогою методу оцінки-максимізації (expectation-maximization) правдоподібності. ЕМ-алгоритм складається з ітераційного повторення двох кроків. На Е-кроці вираховується очікуване значення (expectation) вектора прихованих параметрів G за поточним наближенням вектора параметрів Θ . На М-кроці вирішується задача максимізації правдоподібності (maximization) і знаходиться наступне наближення вектора Θ , за поточними значеннями векторів G та Θ .

Е-крок. Густину імовірності $p(x, \theta_j)$, того що об'єкт x отриманий з j -тої компоненти суміші, визначимо наступним чином:

$$p(x, \theta_j) = p(x)P(\theta_j | x) = w_j p_j(x). \quad (2.11)$$

Позначимо, $g_{ij} = P(\theta_j | x_i)$. Це невідома апостеріорна імовірність того, що x_i отриманий з j -тої компоненти суміші. Приймаємо ці величини в якості прихованих змінних, тобто $G = (g_{ij}) = (g_1 \dots g_j)$, де g_j – j -й стовбець матриці G .

Отже, кожен об'єкт може бути згенерований лише одною компонентою. Згідно формули повної імовірності маємо умову нормування

$$\sum_{j=1}^k g_{ij} = 1 \quad \text{для всіх } i=1 \dots m.$$

Знаючи параметри w_j, θ_j , можна визначити g_{ij} за формулою Байєса:

$$g_{ij} = \frac{w_j p_j(x_i)}{\sum_{s=1}^m w_s p_s(x_i)}. \quad (2.12)$$

М-крок. Маючи значення прихованих змінних g_{ij} , вирішується оптимізаційна задача:

$$Q(\Theta) = \ln \prod_{i=1}^m p(x_i) = \sum_{i=1}^m \ln \sum_{j=1}^k w_j p_j(x_i) \rightarrow \max(\Theta) \quad (2.13)$$

за обмеження $\sum_{j=1}^k w_j = 1$.

Запишемо лагранжیان цієї оптимізаційної задачі:

$$L(\Theta; X^m) = \sum_{i=1}^m \ln \left(\sum_{j=1}^k w_j p_j(x_i) \right) - \lambda \left(\sum_{j=1}^k w_j - 1 \right) \quad (2.14)$$

Прирівнюємо до нуля похідну лагранжіана по w_j :

$$\frac{\partial L}{\partial w_j} = \sum_{i=1}^m \frac{p_j(x_i)}{\sum_{s=1}^k w_s p_s(x_i)} - \lambda = 0, \quad j = 1, \dots, k \quad (2.15)$$

Помножимо ліву та праву частини на w_j , додамо всі k цих рівностей і змінимо місцями знаки додавання за j та i :

$$\sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^k \frac{w_j p_j(x_i)}{\sum_{s=1}^k w_s p_s(x_i)} = \lambda \sum_{j=1}^k w_j$$

З чого випливає, що $\lambda = m$. Тепер знову помножимо ліву та праву частини (2.15) на w_j , підставимо $\lambda = m$ і, відмічаючи схожість з (2.12), отримаємо вираз ваги компонентів через приховані змінні:

$$w_j = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m \frac{w_j p_j(x_i)}{\sum_{s=1}^k w_s p_s(x_i)} = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m g_{ij}, \quad j = 1, \dots, k. \quad (2.16)$$

Легко перевірити, що обмеження-нерівності $w_j \geq 0$ будуть виконані на кожній ітерації, якщо вони виконані для початкового наближення.

Прирівняємо до нуля похідну лагранжіана за θ_j :

$$\begin{aligned} \frac{\partial L}{\partial \theta_j} &= \sum_{i=1}^m \frac{w_j}{\sum_{s=1}^k w_s p_s(x_i)} \frac{\partial}{\partial \theta_j} p_j(x_i) = \sum_{i=1}^m \frac{w_j p_j(x_i)}{\sum_{s=1}^k w_s p_s(x_i)} \frac{\partial}{\partial \theta_j} \ln p_j(x_i) = \\ &= \sum_{i=1}^m g_{ij} \frac{\partial}{\partial \theta_j} \ln p_j(x_i) = \frac{\partial}{\partial \theta_j} \sum_{i=1}^m g_{ij} \ln p_j(x_i) = 0, \end{aligned}$$

Отримана умова співпадає з необхідною умовою максимуму в задачі максимізації зваженої правдоподібності:

$$\sum_{i=1}^m g_{ij} \ln \varphi(x_i; \theta_j) \rightarrow \max(\theta_j), \quad j = 1, \dots, k \quad (2.17)$$

Визначимо оптимальну кількість компонент в загальній моделі суміші гаусового розподілу. Для цього вирішуємо задачу декілька раз для поступового збільшення (зменшення) значень k . Для цього будемо графік залежності логарифму функції правдоподібності вибірки (2.17) від k і обираємо найменше k , за якого графік відображає різкий скачок логарифму функції правдоподібності (рис. 2.4).

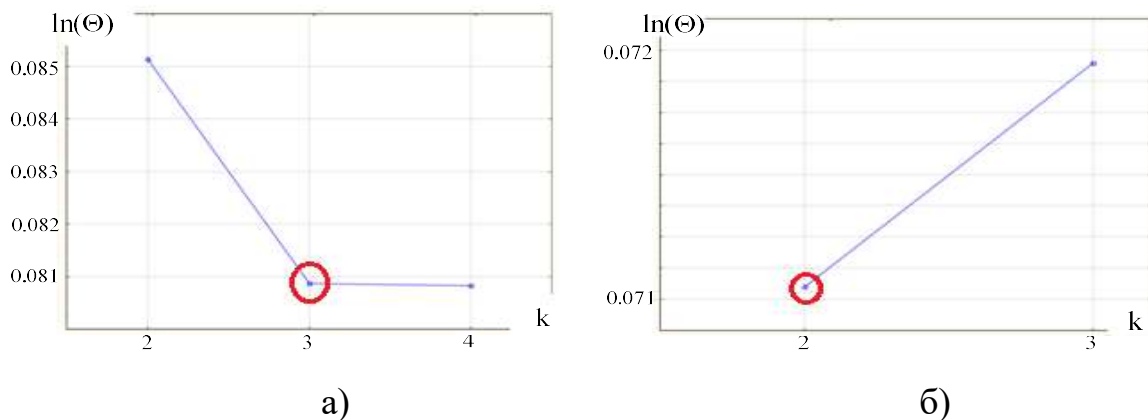


Рисунок 2.4 – Визначення оптимальної кількості компонент для гаусової суміші генерування ФЕС (а) та для гаусової суміші навантаження (б)

Такий підхід добре себе зарекомендував для нашої задачі, оскільки можна візуально оцінити приблизну кількість мод у вибірці.

В результаті розщеплення гаусової суміші на компоненти за допомогою EM-алгоритму отримуємо основні імовірнісні характеристики процесів генерування ФЕС та навантаження. Для отриманого закону розподілу здійснюється перевірка гіпотези першого роду за допомогою тесту Колмогорова-Смірнова[55]. Для потужності генерування ФЕС $p=0,88$, а для потужності навантаження $p=0,96$.

Отже, можна зробити висновок, що теоретично запропонований закон розподілу з високою точністю описує гістограми густин емпіричних даних, що підтверджується візуально (рис.2.5, рис 2.6).

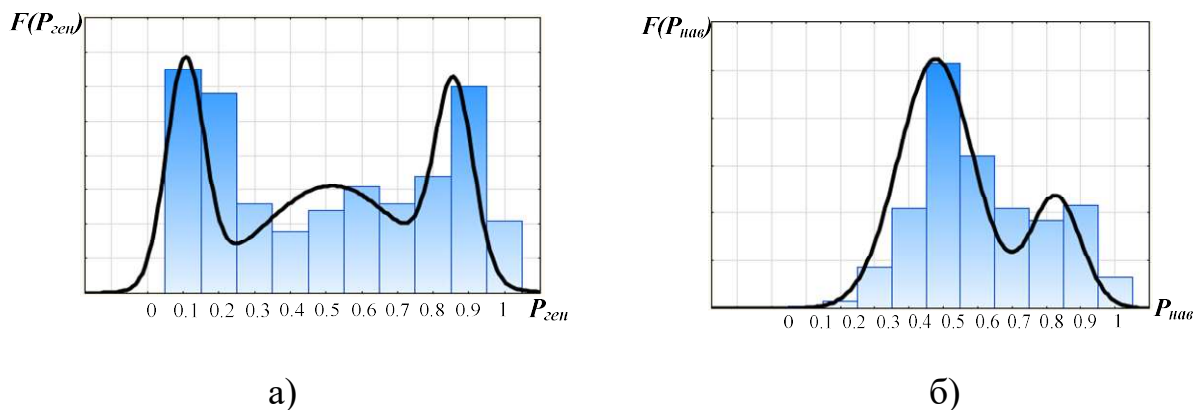


Рисунок 2.5 – Модель гаусової суміші для потужності генерування ФЕС (а) та для навантаження (б)

В результаті розщеплення гаусової суміші отримано основні статистичні характеристики (математичне очікування, середньоквадратичне відхилення) процесів генерування ФЕС та навантаження, що є вихідною інформацією для оцінювання стабільності генерування ФЕС.

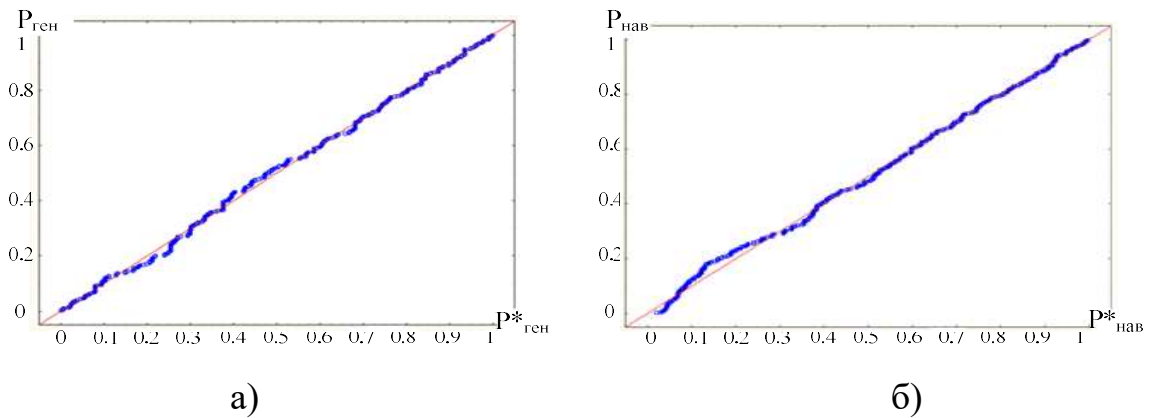


Рисунок 2.6 – Оцінювання відповідності розподілу гаусової суміші емпіричним даним для потужності генерування ФЕС (а) та для навантаження (б)

2.2.3 Метод визначення показника стабільності генерування ФЕС

На основі статистичних характеристик процесів генерування та навантаження з урахуванням отриманого закону розподілу, маючи вагу кожної компоненти генерування та навантаження, можна визначити імовірність появи певної потужності генерування ФЕС та навантаження ЛЕС [25- 27].

Для цього пропонується розбити кожну компоненту генерування та навантаження на складові з певним кроком (чим менший крок, тим точність розрахунку вища) та знайти імовірність їх появи за допомогою інтегралу імовірності:

$$F(X) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{X_u}^{X_{u+1}} e^{-\frac{r^2}{2}} dX, \quad (2.18)$$

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

складової компоненти генерування ФЕС чи споживання;

μ – математичне очікування;

σ – середньоквадратичне відхилення.

Визначивши імовірність появи u -тої складової компоненти генерування $p_{ген_u}$ та навантаження $p_{нав_u}$, визначаємо імовірність покриття u -тої компоненти навантаження генеруванням ФЕС:

$$p_{покр.u_t} = p_{нав.u_t} \cdot \sum_{\substack{z=1 \\ P_{нав.u_t} \leq P_{ген.z_t}}}^f p_{ген.z_t}, \quad (2.19)$$

де f – кількість складових компонент генерування;

t – часовий проміжок, на якому визначається імовірність покриття споживання генеруванням ФЕС.

Коефіцієнт стабільності, що має зміст імовірності покриття навантаження генеруванням ФЕС на заданому часовому проміжку, буде дорівнювати сумі імовірностей покриття всіх складових компонент навантаження [26]:

$$k_{стаб.} = \frac{1}{b} \sum p_{покр.u_t}, \quad (2.20)$$

де t – часовий проміжок, на якому оцінюється стабільність генерування ФЕС;

b – кількість часових проміжків, для яких оцінюється стабільність генерування ФЕС.

Графічне зображення зміни коефіцієнта стабільності від відношення встановленої потужності ФЕС до навантаження, показано на рис. 2.7. Оцінювання імовірності забезпечення графіка навантаження генеруванням ФЕС дозволяє, по-перше, отримати вихідну інформацію для визначення об'єму резерву, що має забезпечувати джерело централізованого електропостачання. По-друге, аналіз стабільності видачі потужності відновлювальними джерелами дає змогу визначити ємність та графік роботи накопичувача, що слугуватиме елементом підтримання балансової надійності

в ЛЕС. По-третє, запропонований показник можна використати як узагальнений показник балансової надійності електричних мереж з ВДЕ та застосовувати його як складову в визначенні коефіцієнта якості функціонування локальних електричних систем.

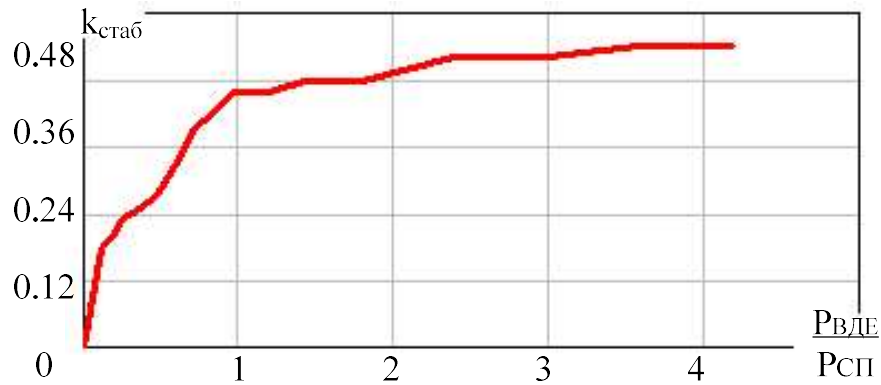


Рисунок 2.7 – Залежність зміни стабільності покриття графіка навантаження від потужності генерування ФЕС

2.2.4 Визначення потужності резерву джерела централізованого живлення для забезпечення балансової надійності ЛЕС

Одним з основних шляхів забезпечення балансової надійності є резервування. Тому питання визначення необхідного рівня резерву, в умовах впровадження відновлювальних джерел електроенергії, генерування яких є нестабільним, особливо важливе.

Задача визначення оптимальної потужності резерву ЛЕС незалежно від принципів керування повинна відповідати мінімуму приведених затрат на підтримання потужності резерву та враховувати затрати, що будуть компенсуватись в разі незабезпечення балансової надійності споживачів ЛЕС. Отже, цільову функцію можна записати аналогічно до [10]:

$$B_{\Sigma} = B(P_P) + B(P_{ПС}) + B(\Delta W) \rightarrow \min \quad (2.23)$$

де $B(P_P) = \epsilon_{P_P}^{num} \cdot P_P$ – витрати на резерв генерувальної потужності P_P для ЛЕС;

$B(P_{ПС}) = \epsilon_{ПС}^{num} P_{ПС}$ – витрати на запаси пропускної спроможності ліній електропередач (ПСЛЕП);

$\epsilon_{P_p}^{num}, \epsilon_{P_{ПС}}^{num}$ – питомі витрати (грн/кВт) на створення резерву генерування для ЛЕС і витрати на підтримання запасу по ПСЛЕП відповідно;

$B(\Delta W) = \epsilon_0 \cdot M[\Delta W]$ – витрати на компенсацію споживачам за недовідпущену електроенергію;

ϵ_0 – питома вартість кВт год недовідпущеної електроенергії (грн/кВт год);
 $M[\Delta W]$ – математичне очікування недовідпуску електроенергії в ЛЕС, що зумовлене наявністю нестабільного генерування ФЕС.

В роботі [10], пропонується визначати потужність, яку має забезпечувати джерело резерву на основі використання ПБН J_d . Проте використання інтегрального показника дефіциту потужності не враховує імовірнісну природу генерування фотовольтаїчних станцій.

На основі імовірнісних характеристик процесу генерування можна визначити нестабільність покриття графіка електричних навантажень у вигляді коефіцієнта нестабільності:

$$k_{не\ стаб,t} = 1 - k_{стаб,t} \quad (2.24)$$

Коефіцієнт нестабільності $k_{не\ стаб,t}$ (2.24) показує імовірність не покриття графіка навантаження генерування ФЕС на t -тому проміжку часу доби, тобто імовірність виникнення певного значення дефіциту потужності. Даний показник можна пов'язати з економічними показниками цільової функції (2.23):

$$M[\Delta W] = T_p P_n k_{не\ стаб} \quad (2.25)$$

де T_p – час для якого оцінюється математичне очікування недовідпущеної електроенергії;

P_n – середня потужність навантаження звітного періоду;

$k_{нестаб}$ – імовірність появи дефіциту потужності.

Таким чином, витрати на компенсацію споживачам за недовідпущену електроенергію запишемо у вигляді:

$$B(\Delta W) = \epsilon_0 \cdot T_p P_n k_{нестаб} \quad (2.26)$$

Видно (рис. 2.8), що коефіцієнт нестабільності $k_{нестаб}$ змінює своє значення відповідно до потужності резерву: при збільшенні потужності резерву він зменшується, а при зменшенні – навпаки зростає.

Оптимальному рівню надійності ЛЕС відповідає значення мінімуму приведених витрат на резервування $B_\Sigma(2.23)$, залежність (1) на рис. 2.8 без урахування складової, що враховує витрати на ПСЛЕП $B(P_{ПС})$.

Враховуючи лінійність взаємозв'язку витрат на створення резерву потужності $B(P_p)$ та значення резерву $B(P_p) = \epsilon_{P_p}^{num} \cdot P_p$, залежність (3) на рис. 2.8, і пропорційність математичного очікування компенсаційних витрат $B(\Delta W)$ по недовідпущеній електроенергії $M[\Delta W]$ кінцевому споживачу, можна знайти мінімум функціоналу (2.23):

$$\frac{\partial B_\Sigma}{\partial P_p} = \frac{\partial \epsilon_{P_p}^{num} \cdot P_p}{\partial P_p} + \frac{\partial M[\Delta W] \epsilon_0}{\partial P_p} = 0 \quad (2.27)$$

Графічна інтерпретація B_Σ , визначеної за (2.23), подана на рис. 2.8.

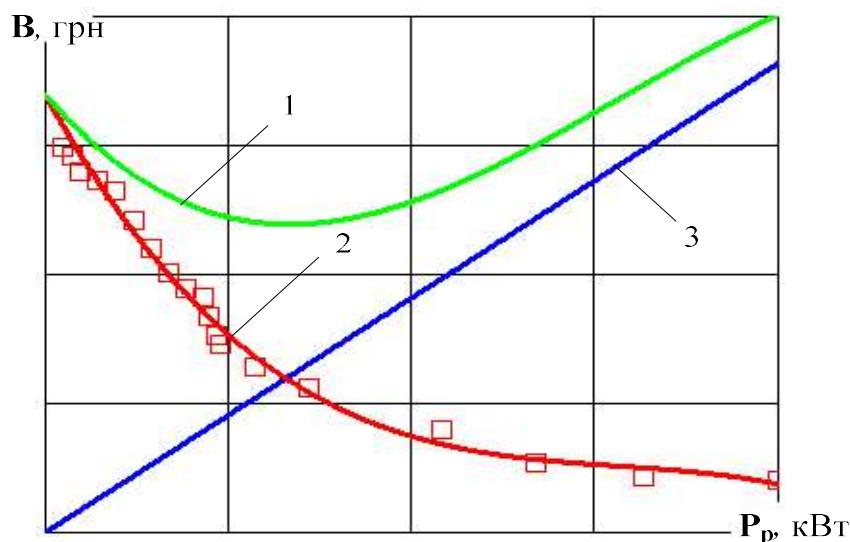


Рисунок 2.8 – Графічне зображення взаємозв'язку іменованих та відносних (імовірнісних) ПБН в ЛЕС,

1 – сумарні витрати на резерв, 2 – залежність витрат енергопостачальної компанії за невідпущену електроенергію, 3 – витрати на підтримання потужності резерву

Залежність (2.25) можна апроксимувати квадратичним поліномом, залежність (2) рис. 2.8. Тоді (2.27) набуде вигляду:

$$\frac{\partial B_{\Sigma}}{\partial P_p} = \epsilon_{P_p}^{num.} + \epsilon_0 \frac{(\varphi P_p^2 + \nu P_p + \vartheta)}{\partial P_p} = 0, \quad (2.28)$$

де φ, ν, ϑ – коефіцієнти полінома.

З (2.28) потужність резерву, що забезпечуватиме мінімум витрат цільової функції (2.23), визначається як

$$P_p = -\frac{\epsilon_{P_p}^{num.} + \epsilon_0 \nu}{2\epsilon_0 \varphi}. \quad (2.29)$$

Децю схожий зв'язок при визначенні потужності резерву має інтегральний показник появи дефіциту потужності J_D , проте в основі

визначення даного показника лежить оцінювання імовірностей аварійних станів системи та пов'язаних з цим недовідпусків електроенергії. Що стосується ПБН, які широко використовуються за кордоном (*LOLP*, *LOLE* та *LOLH*), то можна зробити висновок, що дані показники не враховують нестабільну природу генерування ВДЕ.

Тому, для оцінювання такої нестабільності в задачі визначення потужності резерву запропоновано використовувати $k_{\text{стаб}}$, що характеризує можливості ВДЕ забезпечувати балансову надійність ЛЕС.

З урахуванням нестабільності генерування ФЕС, яка враховується за допомогою $k_{\text{стаб}}$, та потужності резерву (2.29) можна визначити коефіцієнт, що виражає складову балансової надійності в узагальненому показнику якості функціонування ЛЕС:

$$k_{\text{б.н}} = k_{\text{стаб}} + \frac{P_p}{P_n}, \quad (2.30)$$

де P_p – потужність резерву, що забезпечують джерела централізованого живлення, визначена за (2.29);

P_n – потужність навантаження ЛЕС;

$k_{\text{стаб}}$ – коефіцієнт стабільності генерування ФЕС, визначений за (2.20);

В ідеальному випадку $k_{\text{б.н}} = 1$, тобто зберігається баланс між електричним споживанням та сумарним генеруванням відновлювальних джерел.

2.2.5 Визначення імовірності забезпечення нормативних відхилень втрат потужності та напруги у вузлах ЛЕС

Основні функції розподільної електричної мережі – забезпечення надійного та якісного електропостачання. Для забезпечення надійного електропостачання система має забезпечити відповідний рівень структурної

та функціональної надійності. ФЕС впливають на балансову надійність, складову функціональної надійності. Через свою нестабільність таке генерування створює неоднозначний вплив на балансову надійність. Аналіз добових графіків дозволяє говорити про відсутність збігу між графіками генерування ФЕС і навантаження, що негативно впливає на забезпечення балансу. Збільшення генерування фотовольтаїчних станцій частково може покращити балансову надійність, але це може негативно вплинути на якість напруги та втрати активної потужності в ЛЕС. Виходячи з цього потрібно визначити імовірність забезпечення нормативного відхилення напруги та втрат потужності в електричній мережі енергопостачальної компанії.

Визначення імовірності забезпечення нормативного відхилення напруги. В залежності від співвідношення генерованої потужності ФЕС і споживаної потужності на фідері, до якого підключено джерело, якість напруги може змінюватись. Для оцінювання ймовірності забезпечення нормативного відхилення напруги скористаємось коефіцієнтом якості напруги [17]:

$$k_U = \frac{\sum_{j=1}^n p_{Uj}}{n}, \quad (2.31)$$

де j – номер вузла навантаження;

p_{Uj} – імовірність знаходження відхилення напруги у вузлі j в межах норми протягом доби.

Імовірність p_{Uj} можна визначити за формулою:

$$p_{Uj} = \frac{\sum \delta t_j}{T}. \quad (2.32)$$

T – проміжок часу за який оцінюється відхилення напруги від нормативного значення.

δt – кількість годин в які відхилення вузлової напруги знаходиться в межах нормативного відхилення (рис.2.9).

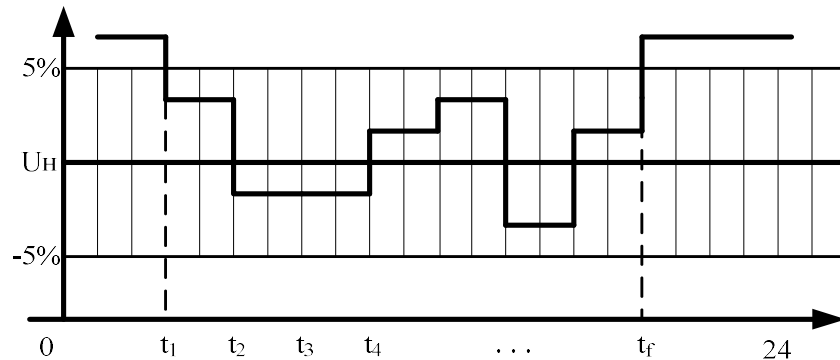


Рисунок 2.9 – Графік зміни відхилення напруги у вузлі протягом доби і область нормативних меж їх зміни

Визначення імовірності забезпечення нормативних втрат потужності в електричній мережі. Для врахування економічної складової функціонування ЕМ з відновлювальними джерелами електричної енергії пропонується ввести коефіцієнт втрат $k_{\Delta P}$, який характеризує імовірність знаходження відхилення втрат активної потужності у мережі в межах нормативу [50]:

$$k_{\Delta P} = \frac{\sum \Delta t}{T}, \quad (2.33)$$

T – проміжок часу за який оцінюється відхилення втрат потужності від нормативного значення.

Δt – кількість годин в які відхилення вузлової напруги знаходиться в межах нормативу.

Спосіб визначення часового інтервалу $\sum_c t_c$ ілюструється на рис. 2.10.

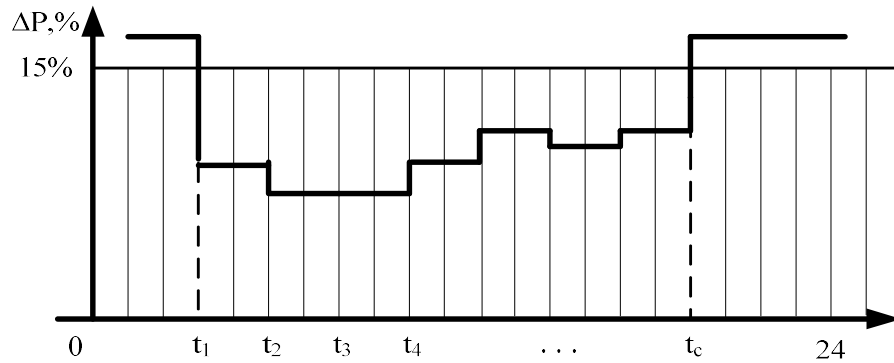


Рисунок 2.10 – Графік зміни відхилення втрат активної потужності у мережі протягом доби і область нормативних меж їх зміни

2.2.6 Визначення вагових коефіцієнтів складових узагальненого показника якості функціонування ЛЕС

З урахуванням запропонованих коефіцієнтів (2.30, 2.31, 2.33), показник якості функціонування певного стану локальної електричної системи буде мати вигляд:

$$k_{я} = \sum_{i=1}^T p_i \cdot (k_{\text{он}})^{\eta} \cdot (k_{\Delta P})^{\beta} \cdot (k_U)^{\gamma}, \quad (2.34)$$

де p_i – імовірність появи події (в цій задачі $p_i = \frac{1}{365}$);

η, β, γ – вагові коефіцієнти кожної складової загального показника якості функціонування ЛЕС.

Показник якості функціонування ЛЕС приймає значення в межах від 0 до 1. З аналізу зміни коефіцієнтів, які входять в $k_{я}$, зрозуміло, що чим ближче значення показника до 1, тим більша функціональна готовність розподільної електричної мережі забезпечувати надійне і якісне електропостачання споживачів.

Мультиплікативний показник якості функціонування $k_{я}$ (2.34), вираховується шляхом перемноження частинних критеріїв в тому випадку, коли вагові коефіцієнти η, β, γ рівні між собою, тобто мають однакову вагу. В

нашому випадку їх вага різна і це потрібно враховувати при визначенні даного показника.

На основі аналізу робіт щодо використання експертних оцінок, застосуванням прийомів кореляційного аналізу, методу графів, методу граничних та номінальних значень, методів регресійного аналізу та інших, доцільно виділити підхід експертних оцінок, а саме метод парних порівнянь критеріїв. Перевагою даного методу є простота в використанні і можливість експерта оцінювати лише пару критеріїв за один раз, що значно спрощує йому задачу вибору більш значущого. Для реалізації даного методу потрібно скласти квадратну матрицю $\|k_{ij}\|$ парного порівняння критеріїв, розмірністю n , де n – кількість критеріїв, $i=1..n, j=1..n$. Заповнення матриці коефіцієнтами k_{ij} , що показує перевагу i -того критерію над j -тим, проводять наступним чином:

$$k_{ij} = \begin{cases} 1 & \text{якщо критерій } i \text{ важливіший за критерій } j \\ 0 & \text{якщо критерій } j \text{ важливіший за критерій } i \\ 0.5 & \text{якщо критерій } i \text{ та } j \text{ ондаково важливі} \end{cases} \quad (2.35)$$

При цьому елементи головної діагоналі такої матриці мають бути рівні одиниці, а також $k_{ji} + k_{ij} = 1$.

Після заповнення матриці підраховуємо рівень важливості кожного критерію k_i , де $i=1..n$, за наступною формулою:

$$k_i = \sum_{j=1}^n k_{ij} . \quad (2.36)$$

Визначаємо сумарний рівень важливості для всіх критеріїв k_c за формулою:

$$k_c = \sum_{i=1}^n k_i . \quad (2.37)$$

З урахуванням (2.36) та (2.37) вагові коефіцієнти кожної складової загального критерію будуть визначатись:

$$\rho_i = \frac{k_i}{k_c},$$

Відповідно до нашої задачі, визначення вагових коефіцієнтів в узагальненому показнику якості функціонування k_y запишемо матрицю $\|k_{ij}\|$ в наступному вигляді:

$$\|k_{ij}\| = \begin{bmatrix} k_{\sigma n} & k_{\Delta P} & k_U \\ k_{\sigma n} & 1 & 1 & 1 \\ k_{\Delta P} & 0 & 1 & 1 \\ k_U & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} .$$

З урахуванням (2.36) та (2.37), сформуємо вектор вагових коефіцієнтів для показників, що входять в k_y (2.34):

$$\rho_i = \begin{bmatrix} 0.5 \\ 0.33 \\ 0.17 \end{bmatrix} .$$

Виходячи з цього показник якості функціонування ЛЕС (2.34) набуде вигляду:

$$k_y = \sum_{i=1}^T p_i \cdot (k_{\sigma n})^{0.5} \cdot (k_{\Delta P})^{0.33} \cdot (k_U)^{0.17} . \quad (2.38)$$

Запропонований показник якості дає змогу здійснити комплексне оцінювання функціональної готовності локальних електричних систем щодо забезпечення надійного і економічного електропостачання.

2.3 Розроблення методу узгодження графіків генерування ФЕС та навантаження ЛЕС

Збільшення генерування фотовольтаїчних електростанцій, в розподільних мережах шляхом зменшення навантаження на централізовану систему електропостачання дозволяє отримувати низку позитивних ефектів. Вони проявляються у зменшенні втрат потужності й електроенергії в ЛЕП, якими здійснюється транспортування потужності, підвищенні якості електроенергії, розвантаженні електричних мереж.

Проте, це стосується лише випадків, коли графік генерування ФЕС є узгодженими з графіком локального електроспоживання. Тому, постає задача штучного узгодження графіків генерування ВДЕ, зокрема ФЕС та електричного навантаження.

Для розроблення методу узгодження графіків генерування ФЕС та навантаження ЛЕС потрібно оцінити вплив генерування фотовольтаїчних станцій на нерівномірність добового графіка електричних навантажень [15, 27, 29].

Для аналізу та оцінювання впливу відновлювальних джерел енергії на сумарний графік навантаження електричної мережі, як буде показано далі, можливо і доцільно використовувати морфометричні показники нерівномірності ГЕН. Перевага таких показників для аналізу нерівномірності графіків навантаження полягає в їх інтегральності. З урахуванням інтегральних характеристик морфометричних показників можна якісно обґрунтувати вирівнювання ГЕН та узгодження з графіком генерування ВДЕ.

Враховуючи те, що графік електричних навантажень нерівномірний і, оскільки пік генерування ФЕС припадає на денний провал у графіку

навантаження тим самим, збільшуючи таку нерівномірність, то виникає необхідність мотивувати споживачів зміщувати свій добовий графік електричних навантажень в години максимуму генерування ФЕС. За кордоном впроваджується концепція віртуальних електростанцій та споживачів регуляторів, що значно спрощує таку задачу.

Основна ідея такого підходу – не вироблення електроенергії, а створення нових або мотивування вже існуючих споживачів електроенергії здійснювати маневрування власним споживанням. В Україні зараз основним мотивуючим заходом є зонний тариф на електроенергію (табл. 2.1), згідно якого вартість електроенергії диференціюється за періодами часу доби. Отже, споживач може зменшити плату за електроенергію, не зменшуючи обсягів споживання. При цьому зменшується нерівномірність ГЕН.

Таблиця 2.1 – Зонний тариф на електроенергію диференційований за періодами часу

Період часу	Нічний	Денний	Піковий
Двонічний тарифи, диференційовані за періодами часу			
Тарифні коефіцієнти	0,5	1	-
Тривалість періоду	23:00 – 07:00	07:00 – 23:00	-
Тризонні тарифи, диференційовані за періодами часу			
Тарифні коефіцієнти	0,4	1	1,5
Тривалість періоду	23:00 – 07:00	07:00 – 08:00 11:00 – 20:00 22:00 – 23:00	08:00 – 11:00 20:00 – 22:00

Для оцінювання вартості зміщення потужності споживання потрібно розробити показник, який би враховував зміну тарифного коефіцієнта вартості електроенергії згідно зонного тарифу, вартість компенсаційних витрат споживачеві за зміщення графіка електроспоживання, вартість

зменшення втрат потужності внаслідок вирівнювання сумарного добового ГЕН:

$$B_{ij} = P_{зм} \cdot C_m (K_{Tj} - K_{Ti}) + \beta - \Delta P \cdot C_m, \quad (2.39)$$

де K_{Tj} – коефіцієнт вартості електроенергії згідно зонного тарифу ступені графіка, з якої планується перенести потужність, у в.о.;

K_{Ti} – коефіцієнт вартості електроенергії згідно зонного тарифу ступені графіка, в яку планується переносити потужність, у в.о.;

$P_{зм}$ – потужність, яку споживач має змістити для вирівнювання графіка навантаження ЛЕС, кВт.

C_m – тариф на електроенергію по енергопостачальній компанії, грн. /кВт год;

β – вартість технологічного зсуву виробництва, що має бути компенсована енергосистемою, грн;

ΔP – зменшення втрат потужності внаслідок коригування графіка навантаження споживача, кВт;

Показник вартості переносу навантаження B_{ij} з однієї ступені ГЕН на іншу доцільно використати в задачі узгодження графіків генерування ВДЕ на навантаження.

Поява джерел розосередженого генерування в розподільних електричних мережах дозволяє розглядати їх не як магістрально-радіальні, а як мережі із двостороннім живленням або локальні електричні системи. Оскільки конфігурацію електричної мережі можна вважати відносно постійною, то використовуючи коефіцієнти матриці струморозподілу за заступною r -схемою можна визначити споживачів, графік навантаження яких буде найбільше впливати на сумарну нерівномірність добового графіка електричних навантажень ЛЕС спричиненою генеруванням ФЕС:

$$C_r = R^{-1} M^T (M R^{-1} M^T)^{-1}, \quad (2.40)$$

де \mathbf{R} – діагональна матриця активних опорів віток;

\mathbf{M} – перша матриця з'єднань;

Застосування такого підходу, в задачі вирівнювання добового ГЕН, дозволить не тільки зменшити нерівномірність останнього, а й зменшити втрати електроенергії в ЛЕС.

Для зменшення нерівномірності сумарного добового ГЕН РЕМ та мінімізації втрат активної потужності пропонується коригувати графік кожним вузлом по черзі відповідно до коефіцієнта струморозподілу. Для розв'язання цієї задачі скористаємося методом транспортної задачі (табл. 2.2), в якій умовно можна виділити m годин, в які власне споживання вузла більше за генерування СЕС, A_1, \dots, A_m , та n годин, в які генерування СЕС переважає споживання вузла, Z_1, \dots, Z_n . Для цього використовуються потужності вузлів, уточненні шляхом множення на коефіцієнт струморозподілу. Відносну вартість B_{ij} переносу потужності з одного часового проміжку графіка на інший визначатимемо за (2.39).

Таблиця 2.2 – Розподіл вартостей зміщення споживання згідно транспортної задачі

B_{11}	B_{12}	B_{13}	B_{14}	B_{15}	B_{16}	B_{17}	B_{1i}	Z_1
B_{21}	B_{22}	B_{23}	B_{24}	B_{25}	B_{26}	B_{27}	B_{2i}	Z_2
...
B_{j1}	B_{j2}	B_{j3}	B_{j4}	B_{j5}	B_{j6}	B_{j7}	B_{ji}	Z_n
A_1	A_2	A_3	A_4	A_5	A_6	A_7	A_m	

Очевидно, що значення відносних вартостей B_{ij} для кожного вузла будуть відрізнятись.

Відповідно до поставленої задачі запишемо цільову функцію:

$$\sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n B_{ij} \cdot P_{ij} \rightarrow \min \quad (2.41)$$

де P_{ij} – потужність, яку потрібно змістити з j -тої ступені графіка навантаження на i -ту.

Перша група обмежень вказує, що потужність на будь-якій ступені ГЕН повинна дорівнювати сумарній потужності споживання електроенергії цієї ступені ГЕН:

$$\sum_{i=1}^m P_{ij} = A_i .$$

Друга група обмежень вказує, що сумарний зсув споживання на деяку ступень ГЕН повинен повністю компенсувати генерування на цій ступені:

$$\sum_{j=1}^n P_{ij} = Z_j .$$

Також вводиться обмеження на неможливість зміщення від'ємних значень потужності споживання:

$$P_{ij} \geq 0, i = 1, 2 \dots m, j = 1, 2 \dots n .$$

Залежність режиму роботи відновлювальних джерел енергії від природних умов в більшості випадків призводить до погіршення режиму роботи розподільних електричних мереж. Тому необхідно виконувати штучне узгодження графіків навантаження і ВДЕ. Особливо це стосується фотовольтаїчних електричних станцій. Запропоновано метод вирівнювання добового ГЕН локальних електричних систем, на основі використання оптимальних коефіцієнтів струморозподілу і транспортної задачі дозволяє розв'язати задачу вирівнювання сумарного графіка електроспоживання ЛЕС і зниження втрат електроенергії в електричних мережах.

2.4 Висновки до розділу 2

1. Показано, що для оцінювання енергоефективності електричних мереж, яка включає в себе надійність і економічність електропостачання якісною електроенергією споживачів, доцільно користуватися інтегральним показником якості функціонування. Стосовно ЛЕС метод оцінювання якості її функціонування за допомогою інтегрального показника вдосконалено за рахунок визначення вагових коефіцієнтів його складових. Показник якості функціонування локальної електричної системи дозволяє визначити функціональну готовність щодо забезпечення надійного і якісного електропостачання, а також оцінити вплив ФЕС на енергоефективність ЛЕС.

2. Для визначення ймовірнісних характеристик процесу генерування ФЕС та узгодження графіка електроспоживання з графіком генерування ФЕС для підвищення ефективності функціонування електричної мережі використано модель гаусової суміші для потужностей генерування ФЕС та для навантаження. В результаті розщеплення гаусової суміші отримано основні статистичні характеристики (математичне очікування, середньоквадратичне відхилення) процесів генерування ФЕС та навантаження, що є вихідною інформацією для оцінювання стабільності генерування ФЕС.

3. Нестабільність генерування ФЕС, як і інших ВДЕ, є одним з суттєвих факторів, що впливають на баланс потужності в ЛЕС і, як наслідок, на відповідність параметрів режиму нормативним значенням. Вдосконалено метод визначення коефіцієнта стабільності генерування ВДЕ на основі аналізу ймовірнісних характеристик процесів генерування ВДЕ, зокрема ФЕС, та навантаження. Він представляє собою імовірність забезпечення споживачів електроенергією ЛЕС електроенергією генерування ВДЕ.

4. За допомогою визначеного коефіцієнта стабільності показано зв'язок між відносними показниками балансової надійності та іменованими, зокрема математичним очікуванням недовідпуску електроенергії в електричних

мережах з ВДЕ. На основі такого аналізу запропоновано метод визначення оптимальної потужності резерву за критерієм мінімуму приведених витрат енергопостачальної компанії. В методі враховується нестабільність процесу генерування ВДЕ.

5. Запропоновано метод зменшення нерівномірності графіка електричних навантажень ЛЕС, що є наслідком нестабільного генерування ФЕС. Такий метод окрім зменшення нерівномірності сумарного графіка електричних навантажень ЛЕС дозволяє зменшити втрати електроенергії в мережі та мінімізувати витрати енергопостачальних компаній на стимулювання споживачів до зміщення графіка навантаження. Зменшення витрат досягається за рахунок вибору оптимальних вузлів для вирівнювання сумарного графіка навантаження ЛЕС.

РОЗДІЛ 3 АЛГОРИТМІЗАЦІЯ ТА РОЗРОБЛЕННЯ ПРОГРАМНОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО ІНТЕГРУВАННЯ ФЕС В ЛЕС

3.1 Алгоритмізація визначення показника якості функціонування локальної електричної системи

3.1.1 Алгоритм визначення показника оцінки стабільності генерування ФЕС для забезпечення балансової надійності ЛЕС

Як зазначалось раніше особливістю ФЕС є те, що їх режим роботи залежить від природних умов та змін сезонів року і, як наслідок, тривалості світлового дня. Тому пропонується такі особливості враховувати шляхом аналізу статистичних даних, накопичених завдяки широкому застосуванню автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ). Ця система містить комплекс технічних, алгоритмічних, математичних та програмних засобів. Однією з функцій АСКОЕ є накопичення та зберігання даних про споживання електроенергії в базах даних.

Основний економічний ефект від впровадження АСКОЕ полягає в тому, що зменшується плата за споживану електроенергію та потужність, а для енергопостачальних компаній в часи зниження максимумів споживання – в зменшенні капіталовкладень на збільшення генерованої потужності. Завдяки різниці в тарифах (табл. 2.1) можливо отримати значний економічний ефект, який дозволяє компенсувати витрати на створення такої системи за декілька місяців. Опрацювання великого об'єму статистичної інформації щодо добових потужностей генерування ФЕС та потужності навантаження здійснюється в програмному середовищі STATISTICA 10.

Як видно з рис. 2.3 на гістограмах наявні декілька мод у вибірці, що свідчить про полімодальність процесу генерування ФЕС навіть в межах одного сезону. Така полімодальність обумовлена зміною метеорологічних умов у місці розташування електростанції.

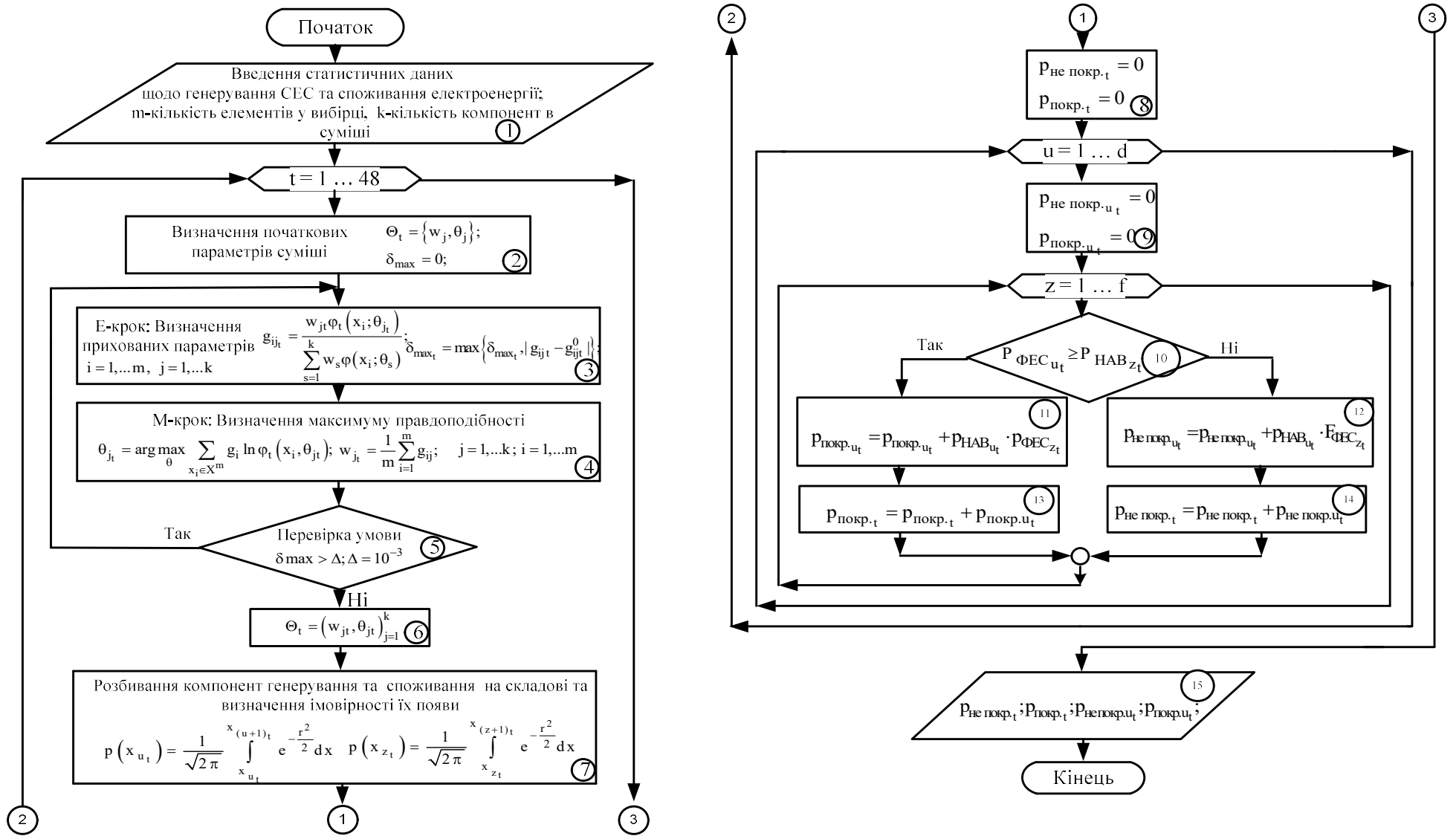


Рисунок 3.1 – Алгоритм визначення ймовірності покриття графіка навантаження ЛЕС генеруванням ФЕС

Оскільки в даній задачі розподіл випадкової статистичної величини не вдається описати якимось одним законом розподілу, пропонується використання гаусової суміші розподілу. Для розчеплення гаусової суміші розподілів використовується класичний EM-алгоритм. Маючи основні ймовірнісні характеристики, можна оцінити стабільність генерування ФЕС, а також оцінити ймовірності покриття та непокриття графіка електричних навантажень генеруванням ФЕС (рис. 3.1).

На рис. 3.1 наведено алгоритм визначення ймовірностей покриття та непокриття графіка навантаження генеруванням ФЕС[25]. Відповідно до EM-алгоритму (блоки 1–6), маючи початкові дані процесів генерування та електроспоживання (блок 1) та початкове наближення параметрів сумішей і критерій зупинки (блок 2), визначаються параметри суміші гаусових розподілів (математичне очікування, середньоквадратичне відхилення та вага компоненти суміші). В блоці 3 визначається $g_{ij} = F(\theta_j | x)$ – невідома апостеріорна ймовірність того, що елемент вибірки взято з j -ої компоненти суміші. Таку ймовірність можна визначити, використовуючи формулу Байєса. В блоці 4 визначаються оптимальні ваги компонентів суміші w_j за критерієм максимуму правдоподібності. Ітераційний процес зупиняється, коли значення функціоналу $Q(\Theta) = \ln \prod_{i=1}^m p(x_i) = \sum_{i=1}^m \ln \sum_{j=1}^k w_j p_j(x_i) \rightarrow \max(\Theta)$, або значення прихованих змінних G перестають суттєво змінюватись (блок 5). Отримані параметри суміші розподілів генерування ФЕС та електроспоживання (блок 6) за допомогою інтегралу імовірності розбираються на складові з певним кроком (блок 7). Слід зауважити, що чим менший крок розбиття суміші, тим точність розрахунку більша. В блоках 8, 9 задаються початкові наближення ймовірності покриття та непокриття графіка навантаження власним генеруванням ФЕС. Якщо складова компоненти суміші генерування більша за складову компоненти суміші графіка електричного навантаження (блок 10), то визначається ймовірність покриття ГЕН (блок 11) і, відповідно, не покриття ГЕН (блок 12). В блоках 13, 14 визначається

сумарна ймовірність покриття та непокриття графіка навантаження генеруванням ФЕС. У блоці 15 виводяться ймовірності, визначені в блоках 11-14. Отримані ймовірності представлено у вигляді показника стабільності (2.20). Зрозуміло, що у випадку використання ФЕС як основного джерела електропостачання, доцільно говорити лише про певну ймовірність забезпечення балансової надійності як окремого споживача, так і ЛЕС в цілому. Виходячи з цього, виникає задача визначення потужності, яку має забезпечувати джерело резерву. Таким джерелом можуть бути джерела централізованого електропостачання або накопичувачі електроенергії.

3.1.2 Визначення ємності та графіка роботи накопичувача електроенергії фотовольтаїчної електростанції з урахуванням нестабільності її генерування

Визначені ймовірності покриття та непокриття графіка навантаження (рис.3.1), дозволяють визначити ємність накопичувача, який можна використовувати на ФЕС для підвищення рівня балансової надійності.

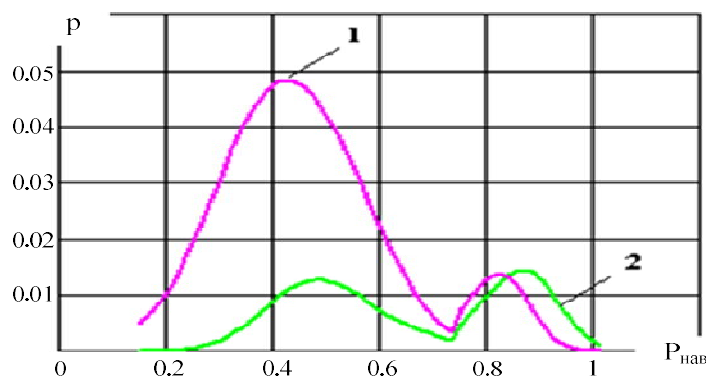


Рисунок 3.2 – Графічне представлення зміни ймовірностей: покриття (1) та непокриття (2) заданого графіка споживання генеруванням ФЕС протягом

12:30-13:00

Ймовірність покриття графіка навантаження, дозволяє визначити математичне очікування надлишкової потужності, тобто потужність генерування ФЕС, що більша за навантаження на t -му проміжку часу доби:

$$M_{над_t} = \sum_u \overrightarrow{P_{покр_{t_u}}} \cdot \overrightarrow{P_{нав_{t_u}}} \quad (3.1)$$

де $P_{покр_u}$ – ймовірність покриття графіка навантаження;

$P_{нав_u}$ – середня потужність навантаження звітного періоду;

u – кількість компонент складових в гаусовій суміші.

Аналогічно можна визначити потужність, що повинна бути забезпечена накопичувачем для підтримання заданого графіка генерування ФЕС:

$$M_{деф_t} = \sum_u \overrightarrow{P_{непокр_{t_u}}} \cdot \overrightarrow{P_{нав_u}} \quad (3.2)$$

де $P_{непокр_u}$ – ймовірність не покриття графіка навантаження,

$P_{нав_u}$ – середня потужність навантаження звітного періоду;

u – кількість компонент складових в гаусовій суміші.

Таким чином, маючи дані щодо надлишку (3.1) та дефіциту потужності (3.2), можна визначити ємність накопичувача та графік його роботи. Графічне представлення отриманих результатів приведено до рис. 3.3

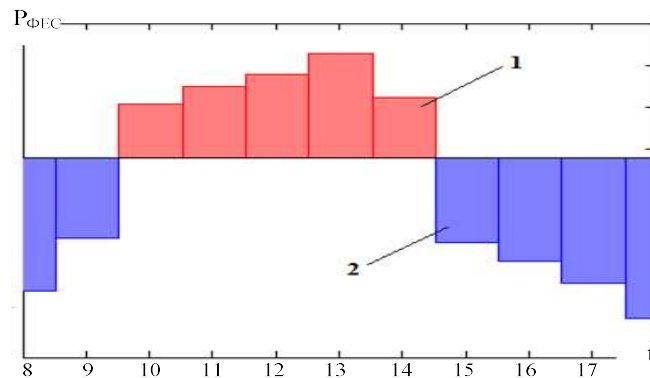


Рисунок 3.3 – Графік роботи накопичувача (1) – години в які накопичувач працює в режимі акумулювання, (2) – години в які накопичувач працює в режимі видачі потужності

Формування графіка роботи накопичувача здійснюється при допущення, що години, в які $M_{над_t} > M_{деф_t}$, можна віднести умовно до годин в яких накопичувач буде на накопичення енергії, коли $M_{над_t} < M_{деф_t}$, мова йтиме про режим видачі потужності.

Таким чином ємність накопичувача може бути визначена:

$$Q = \frac{\sum W_{над}}{U_{н-ч}},$$

$W_{над}$ – потужність, що є надлишковою в результаті покриття графіка навантаження генерування ФЕС;

$U_{н-ч}$ – напруга на затискачах накопичувача енергії.

3.1.3 Алгоритми визначення імовірності забезпечення нормативних значень відхилення рівня напруг у вузлах та втрат потужності в ЛЕС

Алгоритм визначення імовірності забезпечення нормативних параметрів щодо втрат потужності в електричній мережі та відхилень напруги у вузлах схеми передбачає розрахунок усталеного режиму. Усталений режим розраховується в програмі «Втрати 10/04 кВ». Перевагою цього програмного комплексу є можливість задати навантаження фідера та генерування ФЕС у вигляді графіків.

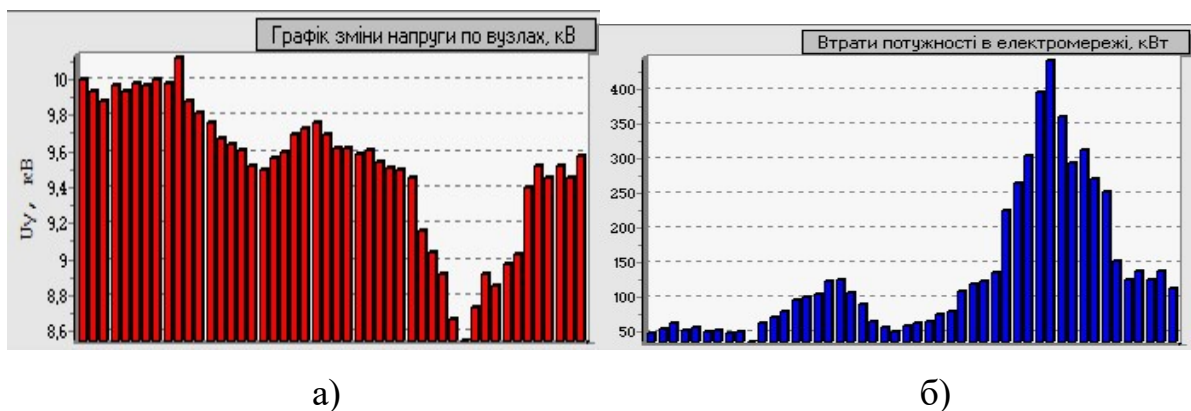


Рисунок 3.4 – Графік, а) зміни середнього добового значення напруги у вузлах ЛЕС, б) зміни втрат потужності в ЛЕС протягом доби

По заданим графікам навантаження та генерування ФЕС проведено розрахунок усталеного режиму.

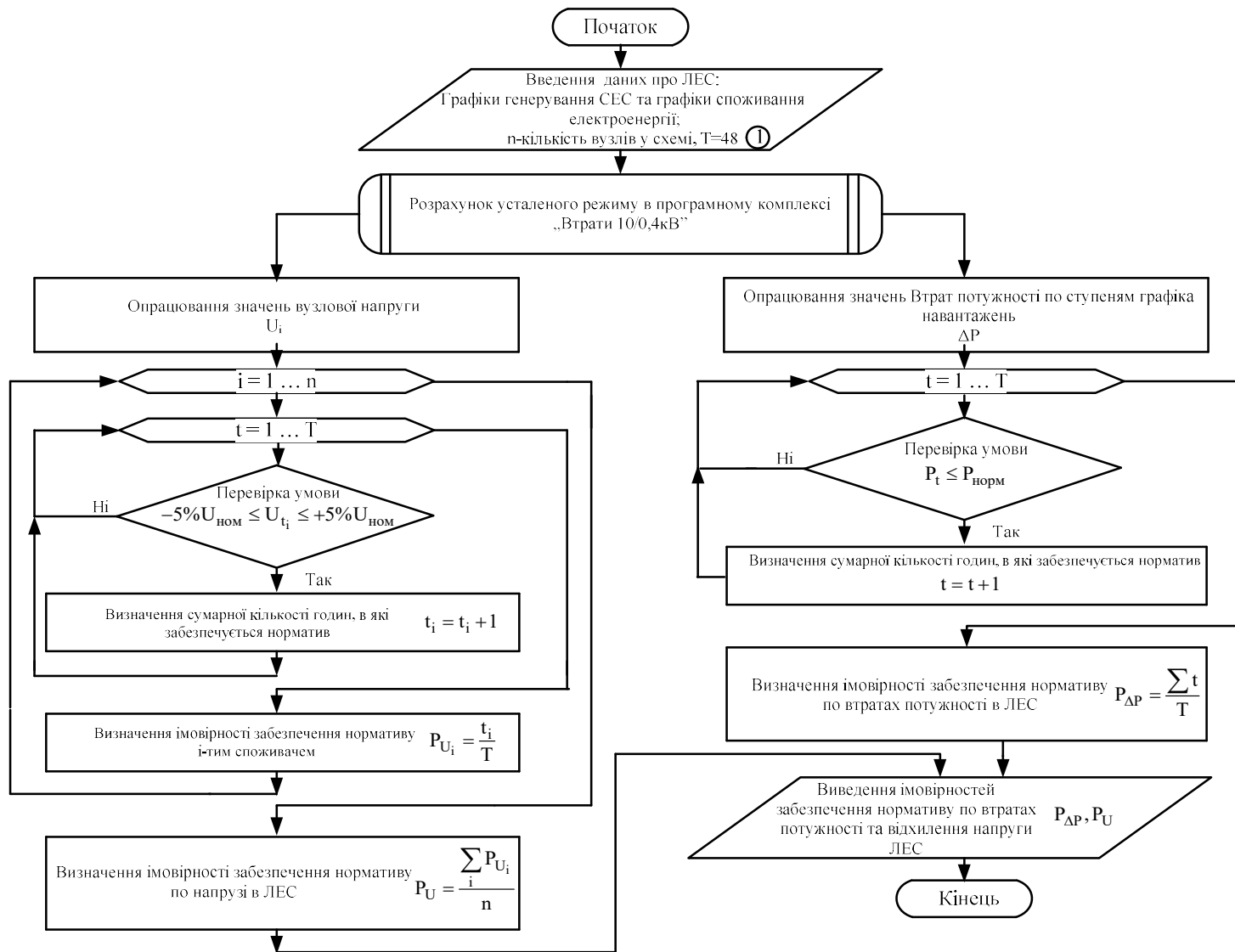


Рисунок 3.5 – Алгоритм визначення ймовірностей забезпечення нормативних втрат потужності та напруги в ЛЕС

Визначено втрати активної потужності в локальній електричній системі на кожній ступені графіка (рис.3.4, а) та відхилення напруги в кожному вузлі схеми при зміні графіка навантаження та генерування (рис.3.4, б).

За результатами розрахунку усталеного режиму проведено аналіз зміни значень напруги у вузлах мережі у відповідності до норми:

- нормально допустимі та гранично допустимі значення усталеного відхилення напруги δU_y на вводах електроприймачів дорівнюють відповідно 5% від номінальної напруги електричної мережі;

- нормально допустимі та гранично допустимі значення напруги в точках загального приєднання споживачів електричної енергії до електричних мереж напругою 0,38 кВ і більше повинні бути встановлені в угодах на використання електричної енергії з урахуванням необхідності виконання чинного стандарту на виводах електроприймачів. Розрахунок нормативного значення втрат активної потужності для кожної районної електричної мережі він індивідуальний, методи їх визначення описані в [10 – 14]. Для визначення ймовірності забезпечення нормативних відхилень, скористаємося алгоритмом (рис.3.5).

3.1.4 Алгоритм визначення оптимальної потужності генерування ФЕС на основі оцінювання якості функціонування ЛЕС

Метод визначення оптимальної потужності генерування ФЕС ґрунтується на оцінюванні якості функціонування ЛЕС при зміні схеми електропостачання споживачів ЛЕС. Для визначення оптимальної потужності генерування ФЕС потрібно проаналізувати всі можливі стани ЛЕС та оцінити її функціональну готовність щодо забезпечення якісного та надійного електропостачання.

Для аналізу багатьох варіантів схем живлення споживачів – станів ЛЕС, було використано програмний засіб «Втрати 10/0,4кВ», що дозволяє змінювати конфігурацію електричної мережі для живлення споживачів від іншого фідера (рис.3.6). На першому етапі вказуємо, з якої підстанції та який

фідер чи частину планується заживити з іншого фідера. Перенесення навантаження відбувається відповідно до наявності комутаційних апаратів.

Реконфігурація нормальної схеми з'єднень мережі 10(6) кВ

Що переносити (перемикати)? | Куди переносити? | Результати перевірки

На даному етапі необхідно вказати до якої підстанції приєднано фідер, який (або частину якого) треба заживити від іншої підстанції. Якщо виконується перемикання частини фідера, то необхідно виділити діапазон віток даної частини схеми, який буде приєднано до фідера призначення.

Підстанції 110(35)/10(6) кВ		Фідери 10(6) кВ		Додаткова інформація	
N шин	Назва	N	Назва	Перемикаємо:	
100000	ПС-110 ЯМПІЛЬ@ВВ-10,Т-1@@@	1	Ф-10	<input type="radio"/>	Фідер цілому
200000	ПС-110 ДЗИГІВКА@ВВ-10,Т-1@@@	2	Ф-11	<input checked="" type="radio"/>	Частину фідера
300000	ПС-35 СЛ.ПІДЛІСІВСЬКА@ВВ-10,Т-1@@@	3	Ф-12	Діапазон віток для перенесення	
400000	ПС-110 МИХАЙЛІВКА@ВВ-10,Т-1@@@	4	Ф-13	Вітки фідера 10(6) кВ	
500000	ПС-110 РАДЯНСЬКА@ВВ-10,Т-1@@@	5	Ф-14		
600000	ПС-110-35 ПОРОГИ@ВВ-10,Т-1@@@	6	Ф-15		
700000	ПС 35 КАЧКІВКА@МВ-10 Т-1@@@	7	Ф-16		
		8	Ф-17		

	Нпочат.	Нкінця	Марка/Назва
1	100000	105001	ААБ-3х120
2	105001	105002	
3	105002	105003	АС-35
4	105002	105004	АС-50
5	105004	105005	АС-50
6	105004	105006	АС-50
7	105006	105007	АС-50
8	105007	105008	АС-35

Припинити | < Назад | Далі > | Готово

Рисунок 3.6 – Вибір частини фідера яку планується перенести на інший фідер

Наступним етапом є вибір підстанції та фідера, на який планується перенести частину віток іншого фідера (рис. 3.7). Слід зауважити, що для безпомилкового перенесення частини віток фідера потрібно мати чітку інформацію щодо місця встановлення та положення контактів комутаційних апаратів.

Реконфігурація нормальної схеми з'єднень мережі 10(6) кВ

Що переносити (перемикати)? | Куди переносити? | Результати перевірки

На даному етапі необхідно вказати до якої підстанції необхідно приєднати фідер (або частину фідера). Якщо обрано режим перенесення фідера цілому, то він буде приєднаний до шин підстанції. Якщо обрано режим перенесення частини мережі фідера, то необхідно вказати назву фідера підстанції призначення до якого буде віднесена дана частина мережі.

Підстанції 110(35)/10(6) кВ		До якого фідера перенести вітки: Фідери 10(6) кВ	
N шин	Назва	N	Назва
100000	ПС-110 ЯМПІЛЬ@ВВ-10,Т-1@@@	1	Ф-40
200000	ПС-110 ДЗИГІВКА@ВВ-10,Т-1@@@	2	Ф-41
300000	ПС-35 СЛ.ПІДЛІСІВСЬКА@ВВ-10,Т-1@@@	3	Ф-42
400000	ПС-110 МИХАЙЛІВКА@ВВ-10,Т-1@@@	4	Ф-43
500000	ПС-110 РАДЯНСЬКА@ВВ-10,Т-1@@@	5	Ф-45
600000	ПС-110-35 ПОРОГИ@ВВ-10,Т-1@@@		
700000	ПС 35 КАЧКІВКА@МВ-10 Т-1@@@		

Припинити | < Назад | Далі > | Готово

Рисунок 3.7 – Вибір фідера, на який планується перенести частину віток іншого фідера

В разі вірного виконання перенесення віток, у вікні «перевірки результатів» помилок не буде (рис.3.8).

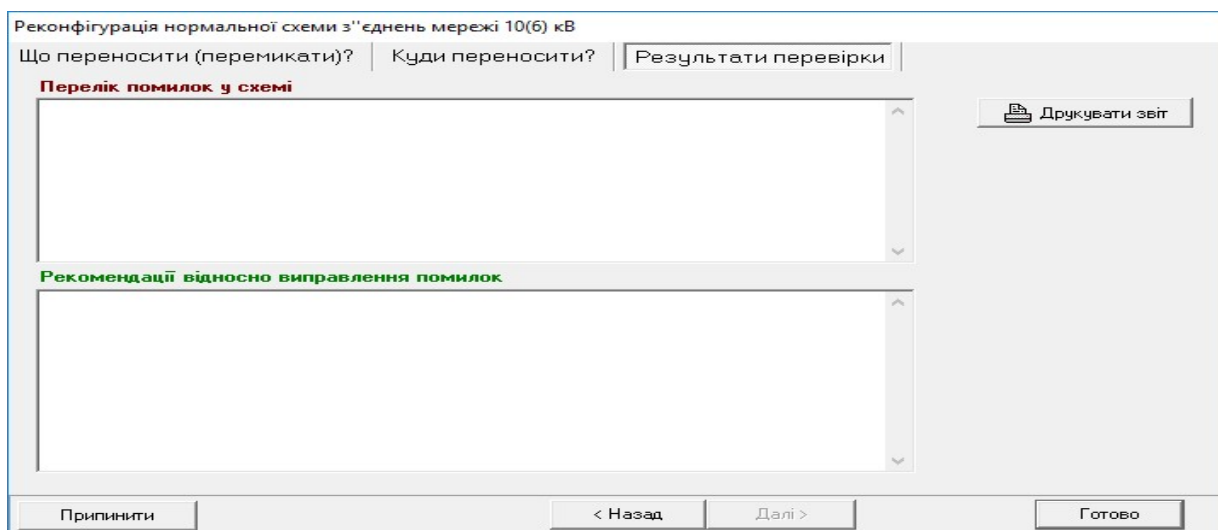


Рисунок 3.8 – Перевірка результатів реконфігурації нормальної схеми ЛЕС

За допомогою запропонованого алгоритму (рис. 3.9) аналізуються можливі варіанти схем ЛЕС та оцінюються їх якість функціонування. Такий аналіз дозволяє визначити оптимальну потужність генерування ФЕС, яка забезпечує мінімальні втрати активної потужності, зі збереженням нормативних відхилень напруги у вузлах схеми не тільки для нормальної схеми ЛЕС, а й для можливих ремонтних та післяаварійних.

На рис. 3.10 наведено алгоритм визначення оптимальної встановленої потужності фотовольтаїчних станцій на основі оцінювання якості функціонування локальної електричної системи. У відповідності до алгоритму введення даних винесено на початок алгоритму, оскільки даний етап не потребує обчислень. У якості початкових даних передбачається введення вагових коефіцієнтів α , β , γ складових показника якості функціонування ЛЕС, тривалості графіка навантажень T , сумарну потужність навантаження ЛЕС $\Sigma P_{\text{нв}}$, граничну потужність головної ділянки фідера $P_{\text{гр}}$, інформацію про місце розміщення та положення контактів комутаційних апаратів. Вагові коефіцієнтів η , β , γ – вагові коефіцієнти визначені на основі

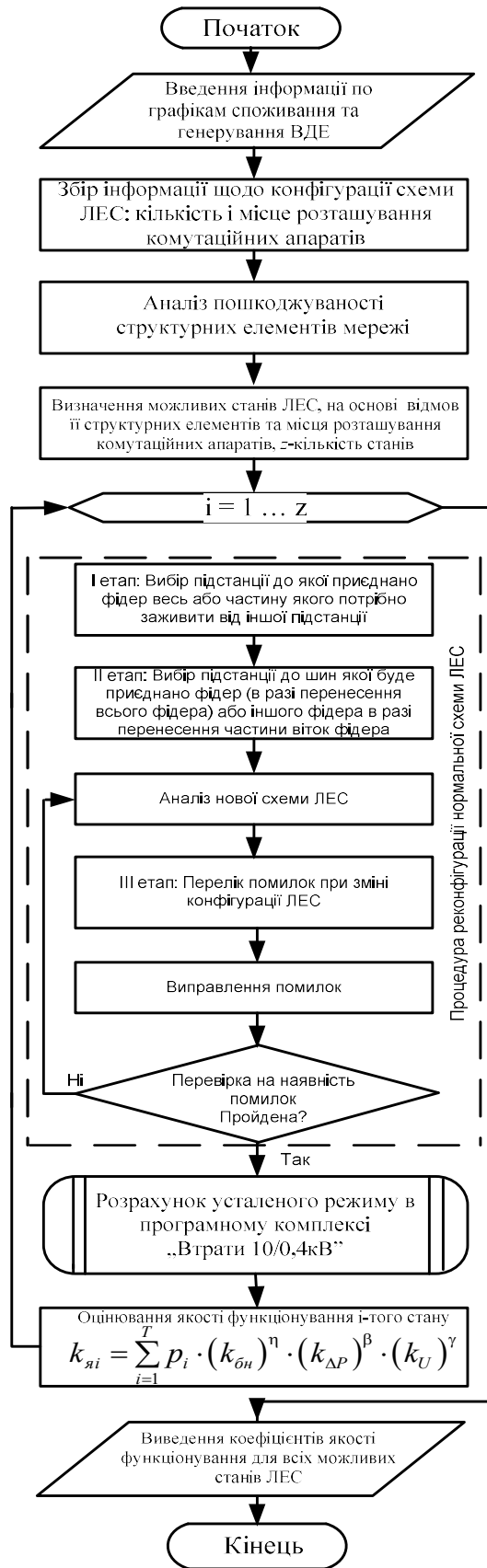


Рисунок 3.9– Узагальнений алгоритм визначення показника якості функціонування для різних станів ЛЕС

попарного порівняння, можуть змінюватись в залежності від пріоритетності та специфіки споживачів локальної електричної системи,

На другому етапі, передбачено введення діапазону можливих значень встановленої потужності $P_{\Phi EC j \min}$, $P_{\Phi EC j \max}$, що змінюється з певним кроком. Такий крок визначається у відповідності з навантаженням ЛЕС. Початкові наближення щодо оптимальної встановленої потужності ФЕС приймаються такими, що відповідають мінімальним значенням з можливого діапазону $P_{j\Phi EC} = P_{j \min \Phi EC}$. На наступному кроці перевіряємо обмеження по пропускній спроможності лінії електропередач $P_{\Phi EC j} - P_n \leq P_{sp}$. В разі виконання даної умови проводиться розрахунок усталеного режиму. За результатами розрахунку режиму з встановленою потужністю $P_{\Phi EC}$ та тривалістю графіка навантажень T визначається імовірність забезпечення нормативного відхилення напруги k_U та втрат електроенергії $k_{\Delta P}$ протягом звітного періоду.

З урахуванням нестабільної природи генерування ВДЕ, що подана у вигляді імовірності покриття графіка навантаження власним генерування ФЕС k_{stab} , визначається показник балансової надійності k_{bn} . На основі визначених показників оцінюється якість функціонування ЛЕС в i -му стані у вигляді коефіцієнта якості

$$k^{P_{\Phi EC j}}_{я} = \sum_{i=1}^T P_i \cdot (k_{bn})^{\alpha} \cdot (k_{\Delta P})^{\beta} \cdot (k_U)^{\gamma}.$$

Якщо отримане значення $k^{P_{\Phi EC j}}_{я}$ більше ніж початкове або отримане на попередній ітерації $k^{P_{\Phi EC j-1}}_{я}$, то відбувається переприсвоєння максимального значення коефіцієнта якості $k^{max}_{я_i} = k^{P_{\Phi EC j}}_{я}$ і відповідно оптимальному значенню встановленої потужності присвоюється значення, яке дорівнює встановленій потужності, отриманій на поточній ітерації $P_j^{\Phi EC} = P^{\Phi EC}$.

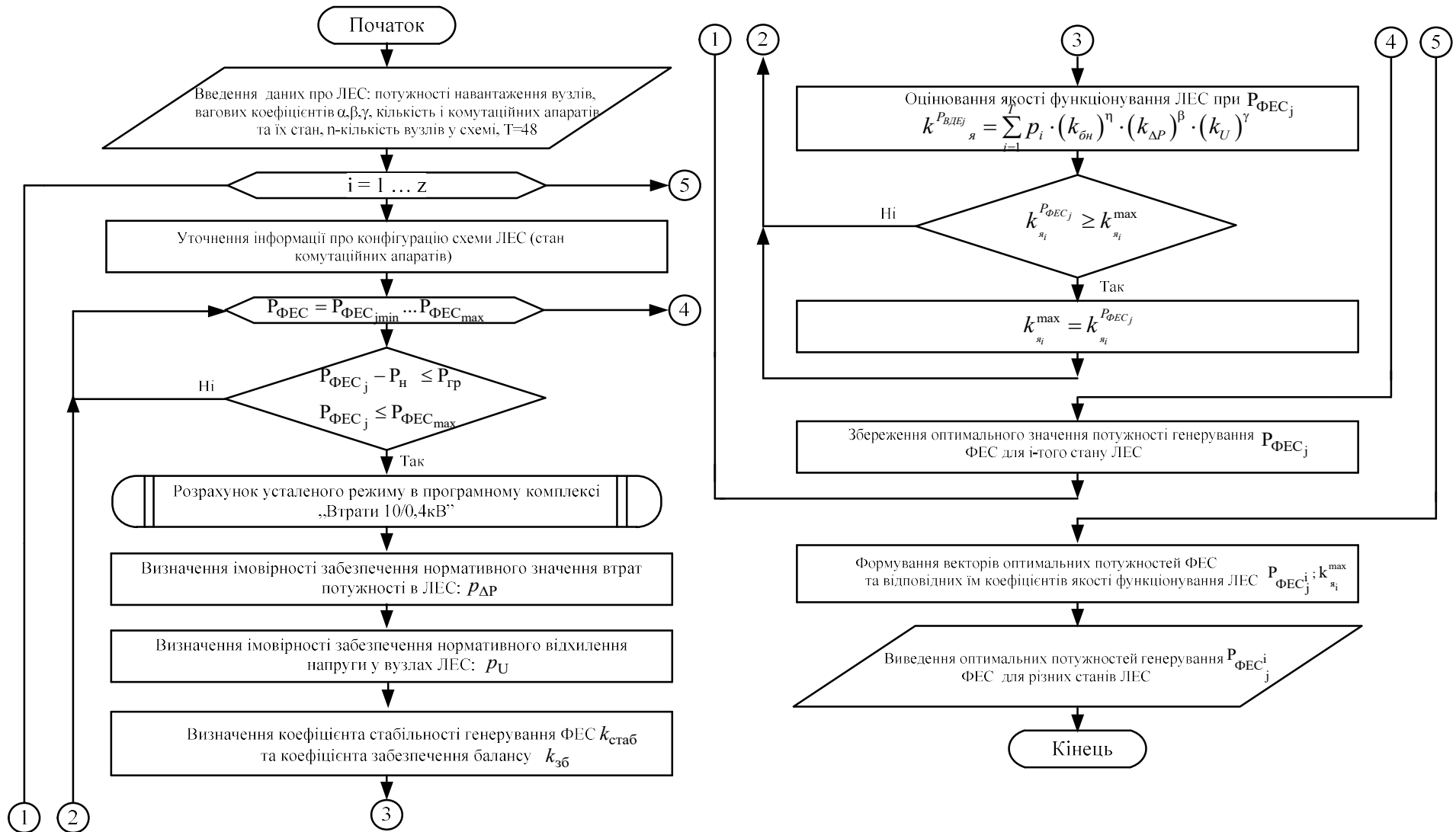


Рисунок 3.10 – Алгоритм визначення оптимальної встановленої потужності ФЕС на основі оцінювання якості функціонування ЛЕС

Далі повторюється покрокове збільшення встановленої потужності $P_{\text{ФЕС}}$ поки не буде виконана умова $P_{\text{ФЕС}} < P_{j \text{ max ФЕС}}$ або не відбудеться порушення обмеження пропускної здатності ЛЕС. Коли $P_{\text{ФЕС}}$ перевищить $P_{j \text{ max ФЕС}}$, тоді виконується аналогічний розрахунок для наступного стану ЛЕС. Результати, отримані на основі розробленого методу та алгоритму, дозволяють виконувати якісне і кількісне оцінювання оптимальної встановленої потужності ФЕС у ЛЕС. При цьому враховуються режимні параметри, подані у вигляді показників якості та втрат електроенергії, структурні – у вигляді аналізу імовірності відмов елементів ЛЕС та балансові – у вигляді коефіцієнту забезпечення балансу для заданої тривалості графіка навантажень T та навантаження споживачів ЛЕС.

3.2 Алгоритм узгодження графіків генерування ФЕС та електричного навантаження ЛЕС

Оскільки пік генерування відновлювальних джерел енергії припадає на денний провал в графіку навантаження, то виникає ряд проблем, зокрема, перевитрат палива на централізованих електростанціях та збільшення втрат потужності в розподільних електричних мережах загалом та в ЛЕС зокрема. В п. 2.3.1. другого розділу роботи запропоновано метод узгодження графіків генерування фотовольтаїчних станцій та навантаження ЛЕС. Даний метод оснований на аналізі графіків функціонування споживачів електричної енергії локальної електричної системи та графіків генерування фотовольтаїчної електростанції. Алгоритм узгодження графіків генерування ФЕС та навантаження ЛЕС наведено на рис. 3.11. Маючи інформацію відносно цих графіків та відомості про кількість споживачів в ЛЕС формуються початкові дані для роботи алгоритму. Враховуючи топологію електричної мережі та значення потужностей навантаження і генерування, визначається матриця коефіцієнтів струморозподілу (2.39) для кожного споживача по відношенню до ФЕС. Слід зауважити, що дана матриця має

розмірність кількості вузлів на кількість віток в мережі. Для визначення коефіцієнтів струморозподілу потужності ФЕС виділяється з матриці лише рядок, що відповідає вузлу, в якому встановлена ФЕС.

Для визначення потужності, якою може маневрувати споживач, визначається технологічний мінімум для кожного споживача. Виходячи з цього, потужність, яку може зміщувати споживач, буде дорівнювати різниці між фактичною P_{Hi} потужністю споживання та технологічним мінімумом $P_{min i}$ для певної години навантаження. Далі споживачі ранжуються відповідно до їх коефіцієнту струморозподілу.

Години, в які власне споживання вузла менше за потужність генерування ФЕС, умовно відносяться до годин «генерування». Тобто годин, на які потрібно буде змістити потужності споживання.

Години, в які навантаження більше за потужність генерування та виконується умова $P_{нав_{it}} - P_{min_{it}} > 0$, відносяться до годин, з яких можна переносити потужність. Саме ця різниця визначає обсяг надлишкової потужності $P_{над_{it}}$, яку можна змістити з певною вартістю та $P_{деф_{it}}$ – потужність, якої не вистачає в певну годину доби для вирівнювання добового графіка. З урахуванням визначених потужностей дефіциту і надлишку формується транспортна матриця переносу потужностей з годин надлишків в години дефіциту для вирівнювання добового графіка навантаження. У випадку, коли сумарна потужність генерування переважатиме потужність, яку можна змістити для вирівнювання графіка електричних навантажень, для отримання збалансованої транспортної задачі вводимо додатково фіктивне джерело навантаження $P_{ФДН} = \sum_t P_{ГЕН_{it}} - \sum_t P_{над_{it}}$ (ФДН). У випадку, коли власного генерування ФЕС не вистачає для забезпечення потреб в електроенергії споживачів, вводимо умовне джерело централізованого живлення $P_{ЦЖ} = \sum_t P_{ГЕН_{it}} - \sum_t P_{над_{it}}$

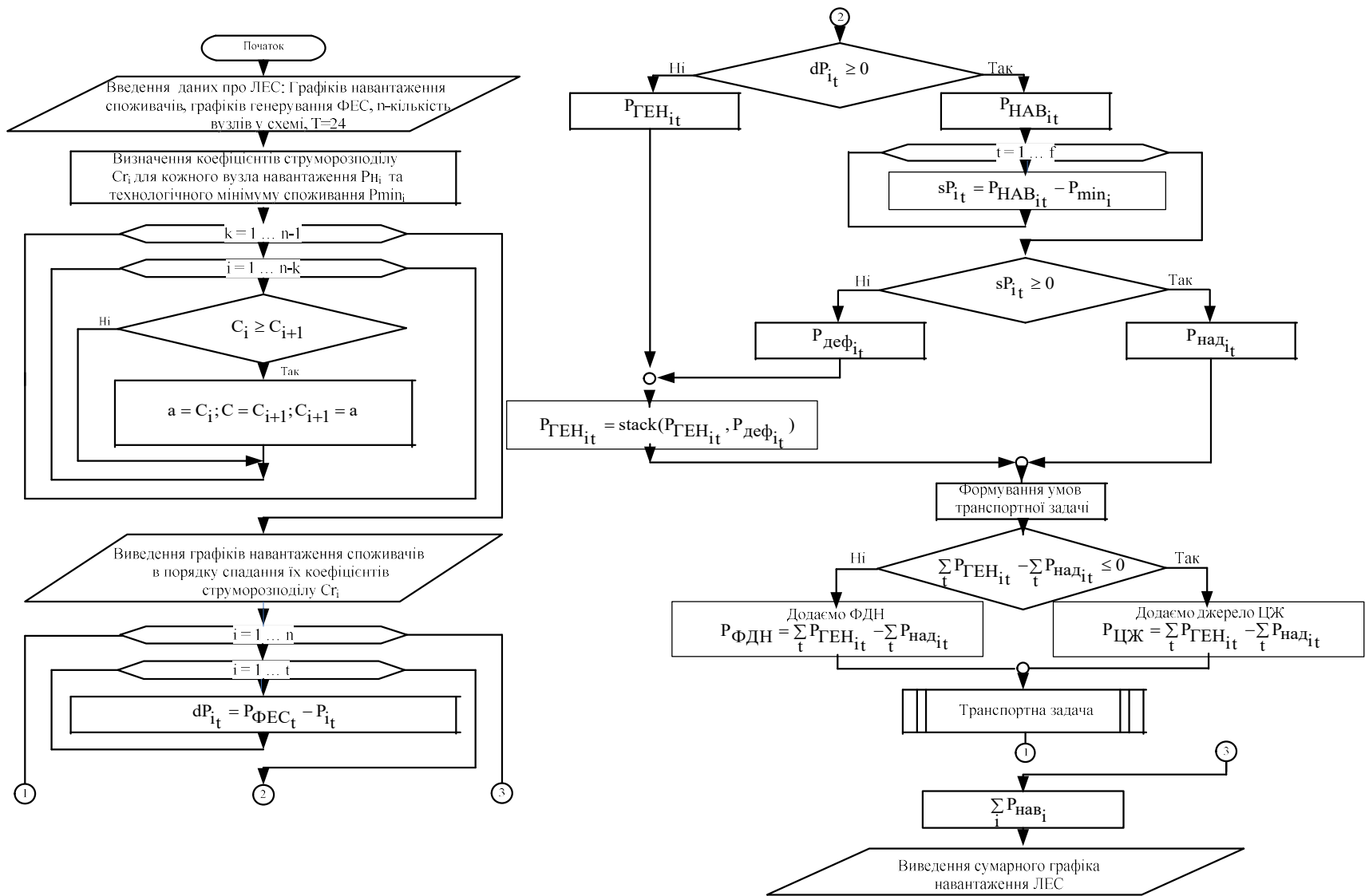


Рисунок 3.11– Алгоритм методу узгодження графіків генерування ФЕС та електричного навантаження ЛЕС

Розв'язком транспортної задачі є рекомендація щодо зміщення графіка електричних навантажень споживачів, які в найбільшій мірі впливають на нерівномірність сумарного графіка навантаження ЛЕС.

3.3 Висновки до розділу 3

1. Розроблено алгоритм і програму оцінювання якості функціонування локальної електричної системи з використанням інтегрального показника. Вдосконалений шляхом визначення вагових коефіцієнтів складових інтегральний показник якості дозволяє визначити та оцінити функціональну готовність локальної електричної системи до забезпечення надійного і якісного електропостачання споживачів електроенергії. Використовуючи розроблений показник якості функціонування ЛЕС, можна визначити оптимальні потужності генерування ФЕС з урахуванням технічних втрат електроенергії та параметрів її якості. Цим можна забезпечити зменшення втрат в електричних мережах, а також забезпечити нормативні відхилення напруги.

2. Для аналізу ймовірнісних характеристик процесів генерування фотовольтаїчних електростанцій розроблено алгоритм визначення коефіцієнта стабільності їх генерування. В основу його покладено застосування гаусових сумішей для визначення закону розподілу генерування ФЕС. За допомогою визначеного коефіцієнта стабільності встановлюється зв'язок між відносним показником балансової надійності ЛЕС та математичним очікуванням недовідпуску електроенергії в електричній мережі з ВДЕ. Коефіцієнт стабільності генерування ФЕС може використовуватися для аналізу та оцінювання ймовірності забезпечення графіків навантаження ЛЕС, а також для обґрунтування необхідного резерву від централізованого живлення та визначення доцільної ємності накопичувачів електроенергії, виробленої фотовольтаїчними електростанціями. Останнє дозволяє компенсувати нестабільність процесу

генерування ФЕС і підвищити балансну надійність ЛЕС.

3. За результатами проведених теоретичних досліджень розроблено програму, що дозволяє на основі аналізу нерівномірності сумарного добового графіка локальної електричної системи визначити необхідний об'єм зміщення графіка споживання «активних споживачів» протягом доби для забезпечення максимального вирівнювання сумарного добового графіка. Узгодження графіків електричних навантажень локальної електричної системи і генерування фотовольтаїчних електростанцій в ній дозволяє підвищити енергоефективність системи електропостачання завдяки зменшенню втрат електроенергії в мережі, покращенню якості напруги та збільшенню надійності електропостачання споживачів. Для визначення характеристик графіків електричних навантажень ЛЕС і генерування ФЕС та аналізу для їх узгодження ефективним є використання морфометричного підходу до аналізу форм графіків.

РОЗДІЛ 4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

Створення безпечних і сприятливих умов праці є основним завданням охорони праці. Економічне значення охорони праці визначається ефективністю заходів, що поліпшують умови праці та підвищують її безпеку, і оцінюється за результатами, які отримують при зміні соціальних показників.

На сьогоднішній день, з врахуванням технічного прогресу, об'єми споживання електроенергії значно зросла, що, в свою чергу, веде до збільшення вироблення електроенергії з метою задоволення потреб споживачів. Тому при проектуванні електричних мереж необхідно врахувати тенденцію майбутнього розвитку мережі, тобто її реконструкцію, а також спостереження за її станом.

Також вирішуються загальні питання:

- санітарно-гігієнічного комплексу в лабораторії (метрологічні умови, чистота повітря робочої зони);
- створення безпечних умов праці;
- дослідження безпеки роботи в надзвичайних ситуаціях.

Проведемо аналіз потенційно небезпечних та шкідливих виробничих факторів при виконанні робіт в лабораторії на підставі ГОСТ 12.0.003–74.

Фізичні:

- підвищена запиленість і загазованість повітря робочої зони;
- підвищена та знижена температура повітря робочої зони;
- підвищений рівень шуму на робочому місці;
- підвищена та знижена вологість повітря;
- підвищена та знижена рухливість повітря;
- підвищена іонізація повітря;
- підвищений рівень іонізуючих випромінювань у робочій зоні;
- підвищене значення напруги в електричному ланцюзі, замикання якої може статися через тіло людини;

- нестача природного світла;
- недостатня освітленість робочої зони;
- знижена контрастність;
- пряма і відбита блискучість;

Психофізіологічні

- фізичні перенавантаження (статичні);
- нервово психічні перенавантаження (монотонність праці).

4.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкта

Розглянемо потенційно небезпечні та шкідливі виробничі фактори, які діють на інженерів-електриків в лабораторії з ЕОМ.

Лабораторія живиться чотири провідною трифазною мережею, величина напруги в якій складає 220 В (380В). Тому лабораторія відноситься до категорії умов з небезпеки електротравматизму – без підвищеної небезпеки. План лабораторії показано на рисунку 4.1.

При живленні споживачів струму від чотирипровідної трифазної мережі з глухозаземленою нейтраллю при напрузі до 1000 В використовується занулення – навмисне електричне з'єднання нормально неструмоведучих елементів устаткування із заземленим нульовим проводом. При зануленні пробій на корпус призводить до короткого замикання (К.З.) фази (коло: нульовий провідник – фаза – фазний провідник – корпус споживача – нульовий провідник). Спрацьовує захист від короткого замикання (автомат з струмовим захистом чи плавкі запобіжники) – і пошкоджений споживач відключається від мережі. Вимоги нормативів до занулення: повинна бути забезпечена необхідна кратність струму К.З. ($3 \div 1,25$) залежно від типу запобіжного пристрою, повинна бути забезпечена цілісність нульового провідника і достатня його провідність – за рахунок вибору достатнього перерізу нульового провідника та використання повторних заземлювачів нульового провідника.

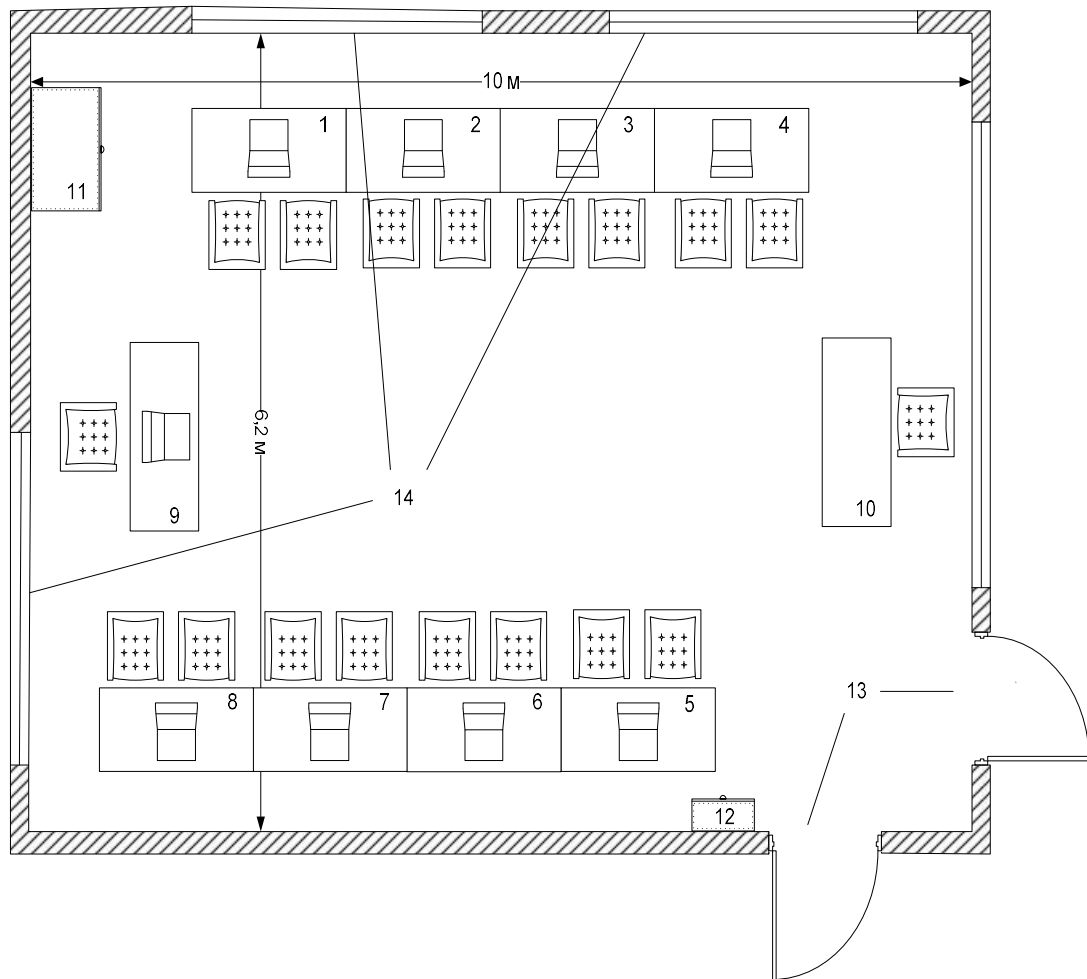


Рисунок 4.1 – Генеральний план лабораторії для проведення досліджень (1-8 – робочі місця, 9-10 – місце викладача, 11 – тумбочка, 12 – розподільчий щит, 13 – двері, 14 – вікна)

При живленні споживачів струму від чотирипровідної трифазної мережі з глухозаземленою нейтраллю при напрузі до 1000 В використовується занулення – навмисне електричне з'єднання нормально неструмоведучих елементів устаткування із заземленим нульовим проводом. При зануленні пробій на корпус призводить до короткого замикання (К.З.) фази (коло: нульовий провідник – фаза – фазний провідник – корпус споживача – нульовий провідник). Спрацьовує захист від короткого замикання (автомат з струмовим захистом чи плавкі запобіжники) – і пошкоджений споживач відключається від мережі. Вимоги нормативів до занулення: повинна бути

забезпечена необхідна кратність струму К.З. ($3 \div 1,25$) залежно від типу запобіжного пристрою, повинна бути забезпечена цілісність нульового провідника і достатня його провідність – за рахунок вибору достатнього перерізу нульового провідника та використання повторних заземлювачів нульового провідника.

З метою запобігання можна скористатися такими технічними рішеннями:

- 1) розведення електромережі в приміщеннях у каналах стін, стелі, підлоги;
- 2) використання електрозахисних засобів;
- 3) використання заземлення.

4.2 Технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії

Теоретичні дослідження проводяться в лабораторії. Кількість робочих місць – 16. Кожне робоче місце обладнане ЕОМ. Загальна площа приміщення становить 62 м² об'єм приміщення становить 186 м³. Генеральний план розробляється у відповідності до вимог безпеки праці та санітарного-гігієнічних вимог.

4.2.1 Мікроклімат.

Для підвищення працездатності та збереження здоров'я важливо створити стабільні метеорологічні умови, мікроклімат для роботи людини.

Для створення нормального мікроклімату в робочій зоні встановлюють оптимальні і допустимі температури, відносну вологість і швидкість руху повітря в певних діапазонах в залежності від періоду року і категорії робіт.

Для забезпечення нормального мікроклімату в робочій зоні " Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень" 1986 р; встановлюють:

1. допустимі температури;

2. відносну вологість;
3. швидкість руху повітря у визначених діапазонах в залежності від періоду року і категорії робіт і допустиме опромінення.

Нормування допустимих параметрів мікроклімату в робочій зоні на підстанції приведені в таблиці 4.1.

Виконуються роботи категорії Ia, переносяться вантажі до 10 кг.

Таблиця 4.1 – Нормування параметрів мікроклімату в робочій зоні

Період року	Категорія робіт	Допустима температура, °С, на робочих місцях	Відносна вологість	Швидкість руху повітря, м/с
Холодний	Ia	21 – 25	75	Не більше 0,1
Теплий	Ia	22 – 28	55 при 25°C	0,1 – 0,2

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату необхідно використовувати:

1. заходи місцевого кондиціонування;
2. заходи індивідуального захисту.

4.2.2 Виробниче освітлення

Приміщення з постійним перебуванням людей повинно мати, як правило, природне освітлення. Без природного освітлення допускається проектування приміщень, які визначені державними будівельними нормами на проектування будинків і споруд, нормативними документами з будівельного проектування будинків і споруд окремих галузей

промисловості, затвердженими в установленому порядку, а також приміщення, розміщення яких дозволено в підвальних поверхах будинків.

Характеристики освітлення приймаємо згідно ДБН В.2.5-28-2006. При експлуатації освітлювальної мережі необхідно проводити чистку світильників не рідше 2-х разів на місяць в звичайних приміщеннях і не рідше 4-х разів на місяць в приміщеннях із значними виділеннями диму, копті.

Природне освітлення поділяється на бокове, верхнє і комбіноване (верхнє і бокове).

Нормоване значення КПО, e_n , для будинків, розташованих в різних районах, слід визначати за формулою

$$e = e_n \cdot t \quad (4.1)$$

де e_n - значення КПО за таблиця 4.2;

Таблиця 4.2 – Нормовані значення коефіцієнта природнього освітлення (КПО) та штучного освітлення.

Характеристика зорової роботи	Найменший Розмір об'єкта розрізнення, мм	Розряд зорової роботи	Підрозряд зорової роботи	Контраст об'єкта з фоном	Характеристика фона	Штучне освітлення лк		Природне освітлення (бокове) КПО	Суміщене освітлення (верхнє і бокове) КПО
						Комбіноване	Загальне		
Високої Точності	Вище 0,5 до 1	IV	в	Світлий Середній Великий	Світлий Середній Темний	400	200	1,5	2,4

t - коефіцієнт світлового клімату згідно ДБН В.2.5-28-2006;

Кількісні та якісні параметри освітлення приміщення та робочих місць забезпечуються природним боковим освітленням та системою штучного освітлення. Нормовані значення коефіцієнта природного освітлення (КПО) та штучного освітлення наведені в таблиця 4.2.

Величина нормованого коефіцієнту природної освітленості при орієнтації вікон на Північний Схід:

$$e = e_n \cdot m = 1,5 \cdot 0,9 = 1,35 \%, \quad (4.2)$$

Безпечну роботу персоналу забезпечує нормальна освітленість робочих місць. Погано освітлені зони є травмонебезпечними. Тому необхідно встановити комбіноване освітлення.

4.2.3 Виробничий шум.

В лабораторії присутній постійний шум. До заходів щодо обмеження несприятливого впливу шуму і вібрації повинні бути включені заходи відповідно. Особи, на яких впливає в процесі трудової діяльності вплив шуму, підлягають при попереднім прийомі на роботу і періодичним медичним оглядам.

Згідно вимог встановлені такі норми показників шуму для лабораторій:

Таблиця 4.3 – Допустимі рівні шуму встановлені санітарними нормами

Рівень звукового тиску, дБ в активних полосах з середньо геометричною частотою Гц							
63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
71	61	54	49	45	42	40	38

Для зменшення шуму в робочій зоні потрібно робити планову перевірку і ремонт обчислювальної техніки. ЕОМ повинна бути встановлена у спеціальні столи, які частково поглинають шум.

4.3 Дослідження стійкості роботи ФЕС в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій

Стійкість об'єктів електроенергетики у надзвичайних ситуаціях є важливою в мирний і воєнний час з точки зору роботи промислового комплексу та обороноздатності держави. Для забезпечення надійної роботи ліній електропередач необхідно забезпечувати її захист різними пристроями в залежності від виду впливів.

На стійкість роботи ВЕС можуть вплинути надзвичайні ситуації, які виникають внаслідок техногенних явищ. Зокрема до них належить дія іонізуючого випромінювання. Тривала і безперервна дія радіації на електронну апаратуру при радіоактивному зараженні приводить до необоротної зміни електричних параметрів елементів електронної техніки і виходу її з ладу.

Серед загрозливих чинників надзвичайних ситуацій особливо великий вплив на ВЕС має вплив електромагнітного імпульсу (ЕМІ). Він може призвести до загорання чутливих електричних та електронних елементів, а також до серйозних порушень в контрольних пристроях. Електромагнітний імпульс пробиває ізоляцію, випалює елементи мікросхем, викликає коротке замикання. Ці наслідки в подальшому призводять до пожеж. Саме тому є необхідність запобіганню впливу цього фактору на обладнання ВЕС [38].

ЕМІ небезпечний і за наявності міцних споруд. Сучасний рівень знань про природу і властивості ЕМІ дає можливість розробити захист від нього і впровадити заходи захисту до яких входять схеми та радіоелектронні елементи стійкі до ЕМІ, екранування окремих пристроїв або цілих блоків.

4.3.1 Дослідження безпеки роботи ФЕС в умовах дії іонізуючого випромінювання

- 1) Визначаються елементи, від яких залежить функціонування схеми.
- 2) Визначаються граничні значення експозиційних доз, при яких в елементах можуть виникнути зворотні зміни, але елемент ще буде працювати. Дані заносимо в таблицю 4.4

Таблиця 4.4 – Експозиційні дози

№	Елементи ВЕС		$D_{зв}, (P)$	$D_{доп}, (P)$
1	Вакуумний вимикач	ВВ/TEL-10-12,5/1000	10^6	10 ³
2	Релейний захист і автоматика	РН-54	10^5	
3	Блок прийому і передачі	STK403-090	10^4	
4	Вимірювальний трансформатор	РТ-20	10^3	
5	Диференційний захист п/ст та РП	РТ-80/1	10^4	
6	Струмівий захист	РТЗ-50	10^4	

За критерій стійкості приймається $D_{доп}$ – мінімальне значення дози радіоактивного опромінення для всіх елементів.

Після визначення елементів, які можуть вийти з ладу та їх аналізу можна сказати, що в даному випадку найбільш уразливий елемент ВЕС – вимірювальний трансформатор ($D_{зв}=10^3 P$).

Визначаємо можливу дозу опромінення:

$$D_M = \frac{2P_1(\sqrt{t_k} - \sqrt{t_n})}{K_{осл}}, \quad (4.3)$$

де P_1 – рівень радіації ($P_1=4,17 P/год$); $K_{осл}$ – коефіцієнт послаблення ($K_{осл}=1$); t_n – час початку опромінення, 1 год; t_k – максимальна тривалість роботи, 10 років.

$$D_M = \frac{2 \cdot 4,65 \cdot (\sqrt{87600} - \sqrt{1})}{1} = 2812 (P)$$

Так як $D_{доп} < D_M$, то електрична мережа не є безпечною в роботі. Тому доцільно розробити комплекс заходів для підвищення стійкості роботи ВЕС з від дії іонізуючого випромінювання.

4.3.2 Дослідження безпеки роботи ФЕС в умовах дії електромагнітного імпульсу

При дослідженні стійкості роботи ВЕС проводиться аналіз і оцінка стійкості роботи всіх елементів, що піддаються дії ЕМІ. Забезпечення високої надійності роботи електротехнічної і електронної апаратури, кабельних і повітряних ліній може бути досягнуто при наявності високого перехідного затухання в захисних екранах.

За критерій стійкості вибираємо коефіцієнт безпеки :

$$K_{\sigma(\epsilon, \epsilon)} = 20 \cdot \lg\left(\frac{U_{\text{доп}}}{U_{(\epsilon, \epsilon)}}\right) \geq 40 \text{ (дБ)}, \quad (4.4)$$

де $U_{\text{доп}}$ – допустима напруга живлення;

$$U_{\text{доп}} = U_{\text{ж}} + \frac{U_{\text{ж}}}{100} \cdot n = 12 + \frac{12}{100} \cdot 10 = 13,2 \text{ (В)},$$

де n – допустиме коливання напруги (10%).

Горизонтальна складова напруженості електричного поля:

$$E_{\Gamma} = 10^{-3} \times E_{\text{вмакс}} = 10,73 \text{ (В/м)}$$

Визначаємо горизонтальну і вертикальну напругу наводки на струмоведучих частинах та відповідні коефіцієнти безпеки:

Для блоку живлення:

$$U_{\text{в}} = E_{\Gamma} \times l_{\text{в}} = 10,73 \times 0,2 = 2,15 \text{ (В)},$$

$$U_{\Gamma} = E_{\text{в}} \times l_{\Gamma} = 10,73 \times 1,1 = 11,8 \text{ (В)},$$

$$K_{\sigma_{\text{в}}} = 20 \cdot \lg\left(\frac{10,73}{2,15}\right) = 13,78 \text{ (дБ)},$$

$$K_{\sigma_{\Gamma}} = 20 \cdot \lg\left(\frac{10,73}{11,8}\right) = 0,82 \text{ (дБ)}.$$

Для всіх інших блоків розрахунок проводиться аналогічно і результати заносимо в таблицю 4.5

Таблиця 4.5 – Дані розрахунку по різних блокам ФЕС

№	Елемент ВЕС	l_r , (м)	l_v , (м)	$K_{бв}$, (дБ)	$K_{бг}$, (дБ)	Стан об'єкта
1	Вакуумний вимикач	0,2	1,1	13,78	0,82	не стійкий
2	Релейний захист і автоматика	0,12	0,36	18,22	8,68	не стійкий
3	Блок прийому і передачі	1,2	0,95	17,8	25,9	не стійкий
4	Вимірювальний трансформатор	0,41	1,3	7,6	24,74	не стійкий
5	Диференційний захист п/ст та РП	0,24	0,42	12,2	7,33	не стійкий
6	Струмовий захист	0,36	0,63	8,67	3,8	не стійкий

Так як $K_{б(в,г)} < 40$ дБ, то апаратура буде не стійка в роботі і тому є потреба проводити екранування.

4.4 Розробка заходів по підвищенню безпеки роботи вітрової електростанції в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій

Оскільки $(D_m = 2812 \text{ Р}) < (D_{доп} = 1000 \text{ Р})$, то елементи ВЕС в вітроенергетичній системі будуть працювати стійко і не виникатимуть збої, які викликанні дією іонізуючого випромінення.

Для того, щоб електрична мережа була стійкою в умовах дії електромагнітного імпульсу, необхідно щоб коефіцієнт безпеки знаходився в межах від 0 до 40 (дБ). Так як $K_{б(в,г)} < 40$ (дБ), то апаратура буде не стійка в роботі, а тому необхідне екранування. Розрахуємо перехідне затухання енергії електричного поля екраном та товщини

стінок екрану для вакуумного вимикача. Результати розрахунків для інших блоків виконуються аналогічно і представлені в таблиці 5.2

$$A_{\text{екр}} = K_{\text{бмакс}} - K_{\text{бмін}} = 40 - 10,23 = 29,77 \text{ (дБ)},$$

$$t = \frac{A_{\text{екр1}}}{k \cdot \sqrt{f}} = \frac{29,77}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,047 \text{ (см)},$$

де $k=5,2$ (для сталі), $f= 15000$ (Гц).

Для підвищення стійкості роботи ФЕС до ЕМІ необхідно: встановити захисний екран із сталі з товщиною стінок не менше 0,03 (см), на входах і виходах пульта управління встановити швидкодіючий пристрій вимкнення. Застосовуючи заходи по підвищенню стійкості, ми забезпечуємо працездатність релейного захисту і автоматики, а також повітряної лінії електропередач в умовах дії електромагнітного імпульсу.

Таблиця 4.6 – Дані розрахунку захисних екранів по різних блокам

№	Елементи підстанції для ФЕС	$A_{\text{екр}}$, (дБ)	t, (см)
1	Вакуумний вимикач	29,77	0,047
2	Релейний захист і автоматика	31,32	0,049
3	Блок прийому і передачі	22,2	0,035
4	Вимірювальний трансформатор	32,4	0,051
5	Диференційний захист п/ст та РП	32,67	0,051
6	Струмівий захист	36,2	0,057

У кожному конкретному випадку повинні бути знайдені найефективніші і економічно доцільні засоби захисту апаратури ВЕС . Серед яких можливо виділити:

1. Повне укриття обладнання металевим екраном;
2. Перехід від електричних мереж зв'язку до волоконно-оптичних;
3. Металоокисні варистори і високошвидкісні зенеровські діоди;

4. Створення роз'ємів з фільтрами і вбудованими зенеровськими діодами;

5. Екрани і захисні пристрої;

6. Захист кабелів тощо.

З'єднувальні кабелі за захистом прокладають в земляних траншеях під цементним чи бетонованою підлогою будинків або укладають в сталеві короби, які заземляють. Можна розміщувати кабелі і на поверхні поля, закривши їх заземлюючими швелерами.

Надійність підвищується, якщо кабель розгалужується і підводиться до кількох шаф з роздільними трансформаторами. І тут ізольовані ділянки мережі мають великий опір ізоляції і малу ємність проводів щодо землі. Також доцільно застосовувати фільтри від високочастотних перешкод.

Основні функції захисного розрядника – розімкнути лінію чи відвести енергію задля унеможливлення ушкодження в устаткуванні, що захищається.

Встановлюється на входи і виходи апаратури. Також для захисту апаратури можуть бути рекомендовані плавкі запобіжники і захисні вхідні пристосування, які являють собою різні релейні чи електронні пристрої, що реагують на перевищення струму у колі. Вони забезпечують «стікання» великого розряду без ушкодження ізоляційних елементів ліній.

ВИСНОВКИ

В роботі отримано нове вирішення актуальної науково-прикладної задачі підвищення балансової надійності розподільних електричних мереж та покращення якості їх функціонування шляхом розроблення моделей і методів оптимальних потужностей генерування фотовольтаїчних електростанцій.

Проведені дослідження дозволили отримати такі результати:

1. Оскільки розподільні електричні мережі зі зростанням в них частки відновлювальних джерел електроенергії (ВДЕ) набувають ознак локальної електричної системи (ЛЕС), то виникає необхідність створення в них умов для підтримання балансу активної і реактивної потужностей. Від того, наскільки успішно підтримується баланс потужностей в ЛЕС (балансова надійність), залежить, чи параметри режиму знаходяться в допустимих межах своїх нормативних значень. Показано, що визначальним фактором забезпечення балансової надійності в локальній електричній системі з значною часткою ВДЕ є стабільність останніх. Для забезпечення ефективної роботи ЛЕС, в умовах розбудови таких нестабільних джерел як фотовольтаїчні електричні станції (ФЕС), необхідно розробляти методи для оцінювання рівня нестабільності для подальшого його використання під час визначення оптимальної потужності станцій та величини резерву в системі для забезпечення балансової надійності.

2. Для визначення ймовірнісних характеристик процесу генерування ФЕС та використання їх для підвищення ефективності функціонування електричної мережі ЛЕС розроблено модель гаусової суміші для графіків потужностей генерування ФЕС та навантаження. В результаті розщеплення гаусової суміші отримано основні статистичні характеристики (математичне очікування, середньоквадратичне відхилення) процесів генерування ФЕС та навантаження, що є вихідною інформацією для оцінювання стабільності генерування ФЕС. На основі аналізу ймовірнісних характеристик процесів генерування фотовольтаїчних електростанцій вдосконалено метод

визначення коефіцієнта стабільності їх генерування, що дозволяє більш обґрунтовано враховувати ймовірнісний характер генерування ФЕС в задачах підвищення енергоефективності ЛЕС, наприклад, для визначення резерву потужності в ній.

3. Енергоефективність роботи ЛЕС залежить від різних факторів і характеризується різними параметрами. Тому оцінювання енергоефективності лише за одним з них не дозволяє отримати повну картину, особливо в умовах розбудови ФЕС. Показано, що для оцінювання енергоефективності ЛЕС, що включає в себе надійність і економічність електропостачання споживачів якісною електроенергією споживачів, доцільно користуватися інтегральним показником якості функціонування. Стосовно ЛЕС метод оцінювання якості її функціонування за допомогою інтегрального показника вдосконалено шляхом визначення вагових коефіцієнтів його складових. Показник якості функціонування локальної електричної системи дозволяє визначити функціональну готовність щодо забезпечення надійного і якісного електропостачання, а також оцінити вплив ФЕС на енергоефективність ЛЕС.

4. За результатами проведених теоретичних досліджень розроблено програму, що дозволяє на основі аналізу нерівномірності сумарного добового графіка локальної електричної системи визначити необхідний об'єм зміщення графіка споживання «активних споживачів» протягом доби для забезпечення максимального вирівнювання сумарного добового графіка. Узгодження графіків електричних навантажень локальної електричної системи і генерування фотовольтаїчних електростанцій в ній дозволяє підвищити енергоефективність системи електропостачання шляхом зменшення втрат електроенергії в мережі, покращання якості напруги та збільшення надійності електропостачання споживачів. В програмі використано апарат морфометричного аналізу для оцінювання рівномірності графіків електричних навантажень ЛЕС і генерування ФЕС.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

- [1] О.В. Кириленко, І.В. Трач, "Технічні особливості функціонування енергосистем при інтеграції джерел розподіленої генерації", *Праці Інституту електродинаміки НАН України*. – 2009. – Вип. 24. – С. 3-7. ISSN 1727-9895
- [2] Ю.І. Тугай, В.В. Козирський, О.В. Гай, В.М. Бодунов, "Інтеграція поновлюваних джерел енергії в розподільні електричні мережі сільських регіонів", *Технічна електродинаміка*. – 2011. – № 5. – С. 63-67. ISSN 1607-7970
- [3] В. В. Павловський, А. О. Стелюк, О. В. Ленга, А. М. Захаров, "Моделювання інерційного відгуку в ОЕС України в умовах значної частки електростанцій на відновлюваних джерелах енергії", *Технічна електродинаміка*. - 2015. - № 4. - С. 53-56. - Режим доступу: http://nbuv.gov.ua_UJRN_TED_2015_4_11.
- [4] Б.С. Стогній, О.В. Кириленко, А.В. Праховник, С.П. Денисюк, "Еволюція інтелектуальних електричних мереж та їхні перспективи в Україні" *Техн. електродинаміка* – 2011. – №5 – С. 52–67. – ISSN 1607-7970
- [5] Кузнєцов М.П., Лисенко О.В. "Можливості короткотермінового прогнозування сонячної енергії" , *Відновлювана енергетика*. – 2017. – №1.– С. 25-31.
- [6] П.Ф. Васько, Ю.А. Вихорев, "Актуальные вопросы развития малой гидроэнергетики в Украине на современном этапе", *Відновлювана енергетика*. – 2012. – № 3(30). – С. 60- 65. ISSN 1919 - 8058
- [7] Кудря С.О. "Нетрадиційні та відновлювані джерела енергії" . – К.: *НТУУ «КПІ»*, 2012. – 492 с. ISBN 978-966-622-521-7
- [8] А.Ф. Жаркин, В.А. Попов, В.В. Ткаченко, Саид Банузаде Сахрагард, "Функциональное эквивалентирование электрических сетей

- при оцінці впливу джерел розподіленої генерації на їх режими", *Електронне моделювання*. – 2013. – Т. 35, № 3. – С. 99–111.
- [9] О.С. Яндудзький, Г.О. Труніна, А.Б. Нестерко, "Оптимальне регулювання напруги в розподільній електричній мережі з джерелом розосередженого генерування з урахуванням їх належності одному власнику при використанні резерву активної потужності", *Вісник Кременчуцького національного університету імені Михайла Остроградського*. - 2015. - № 2 91. – С.50-54 ISSN 1995-0519
- [10] В.М. Сулейманов, В.А. Баженов, Т. Л. Кацадзе, "Моделі та методи оптимізації розвитку основних мереж енергосистем в умовах ринкових відносин", *Енергетика: економіка, технології, екологія*. - 2014, №4 - С. 58-66
- [11] В. В. Кирик, О. С. Губатюк, "Сенсорний метод пошуку місця встановлення джерела розподіленого генерування", *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. - 2015. - № 6. - С. 136-140
- [12] П. Д. Лежнюк, О. А. Ковальчук, О. В. Нікіторович, В. В. Кулик, "Відновлювані джерела енергії в розподільних електричних мережах" : *монографія*, Вінниця : ВНТУ, 2014. – 204 с. ISBN 978-966-641-577-9
- [13] Petro Lezhnyuk, Olga Buslavets and Vyacheslav Komar, "Impact of Renewable Sources of Energy on The Level of Active Power losses in Distribution Networks", 2016 *2nd International Conference on Intelligent Energy and Power Systems (IEPS)*. – Kyiv, Ukraine, 2016.– P. 73–78. ISBN:978-1-5090-1767-6.
- [14] П. Д. Лежнюк, І.О. Гунько "Вплив розосереджених джерел енергії на оптимальний потікорозподіл в електричних мережах", *Вісник національного технічного університету «ХПІ»*. *Збірник наукових праць. Серія: Нові рішення в сучасних технологіях*. Х.: НТУ «ХПІ». – 2016. – №18. – С. 86–91.
- [15] П.Д. Лежнюк, В.О. Комар, С.В. Кравчук, "Узгодження графіків генерування відновлювальних джерел електроенергії та навантаження

- споживачів" , *Электрические сети и системы*. – №4–5. – 2016. – С. 76–80.
- [16] В.В. Козырский, Б.В. Кузьменко, А.В. Гай, "Подход к определению мест размещения секционных коммутационных аппаратов", *Електрифікація та автоматизація сільського господарства*. – 2005. — №1. – С. 32-44.
- [17] В.В. Каплун, О.В.Гай, В.М. Бодунов, "Інтелектуальні системи захисту та автоматики замкнених електричних мереж з джерелами розподіленої генерації", *Енергетика та електрифікація*. – 2011. – № 3. – С. 42–47.
- [18] В.В. Каплун, О. П. Кравченко, В.В. Василенко, С.С. Макаревич, Р.В. Каплун, "Аналіз методів оптимізації мікроенергетичних систем (MicroGrid) на основі джерел розподіленої генерації" , *Вісник КНУТД. Серія: «Технічні науки»*– 2015.–№ 2 (84).–С. 5-17. ISSN 1813-6796
- [19] Л.Н. Добровольська, В.І. Волинець, Д.С. Собчук, В.В. Черкашина, "Електричні мережі з відновлюваними джерелами енергії: навчальний посібник". – Луцьк: РВВ Луцького НТУ, 2016. – 352 с.
- [20] Д.С. Собчук "Використання нетрадиційних джерел енергії в електроенергетичних системах для підвищення надійності та якості електропостачання", *Наукові нотатки. Міжвузівський збірник. Вип. 40*. – Луцьк, 2013. – С. 261–265.
- [21] Л.В. Давиденко, Н.В. Коменда, Т.І. Коменда. "Управління та контроль енергоспоживання: навч. посіб. рекомендовано Луцьким НТУ для студ. напряму "Електротехніка та електротехнології" МОН України, Луцький НТУ ; – Луцьк : Луцький НТУ, 2015. – 87 с. Луцький НТУ. ISBN 978–617–672–087–4
- [22] Ali Ahmadian, Mahdi Sedghi, Masoud Aliakbar-Golkar "Fuzzy Load Modeling of Plug-in Electric Vehicles for Optimal Storage and DG Planning in Active Distribution Network", *Vehicular Technology IEEE Transactions on*, vol. 66, pp. 3622-3631, 2017, ISSN 0018-9545.

- [23] Hao-Tian Zhang, Kang Chang, Huiling Zhang, Loi Lei Lai, "A novel probabilistic approach for evaluating fault ride-through capability of wind generation", *Machine Learning and Cybernetics (ICMLC) 2016 International Conference on*, vol. 1, pp. 135-140, 2016, ISSN 2160-1348.
- [24] J. Enslin, P. Heskes, "Harmonic Interaction Between a Large Number of Distributed Power Inverters and the Distribution Network ", *IEEE Transaction on power electronics* – 2004. – vol. 19, no. 6 – pp.1586-1593. Doi: 10.1109/PESC.2003.1217719
- [25] Walid El-Khattam Kankar Bhattacharya, Yasser Hegazy and M. M. A. Salama "Optimal Investment Planning for Distributed Generation in a Competitive Electricity Market", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 3, pp. 1674-1684, August 2004. Analytical Approaches for Optimal Placement of Distributed Generation Sources in Power Systems.
- [26] N. S. Rau and Y.-H. Wan. "Optimum location of resources in distributed planning"*IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 9, pp. 2014-2020, Nov. 1994.
- [27] Caisheng Wang, M. Hashem Nehrir "An Analytical Method for DG Placements Considering Reliability Improvements", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 4, pp. 2068-2076, November 2004.
- [28] Hamid Falaghi, Mahmood-Reza Haghifam "ACO Based Algorithm for Distributed Generation Sources Allocation and Sizing in Distribution Systems", *PowerThech*, pp. 555-560, 2007.
- [29] Víctor H. Méndez Quezada, Juan Rivier Abbad, and Tomás Gómez San Román "Assessment of Energy Distribution Losses for Increasing Penetration of Distributed Generation", *IEEE Transactions on power systems*, vol. 21, no. 2, pp.533-540, May 2006.
- [30] Seyed Mohammad Hossein Nabavi, Somayeh Hajforoosh, Mohammad A.S. Masoum, "Placement and Sizing of Distributed Generation Units for Congestion Management and Improvement of Voltage Profile using Particle Swarm Optimization", *IEEE Transactions on Power Systems*, 2011.

- [31] Andrew Keane, Luis (Nando) F. Ochoa, Eknath Vittal, Chris J. Dent, Gareth P. Harrison "Enhanced Utilization of Voltage Control Resources With Distributed Generation" *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 1, pp. 252-260, February 2011.
- [32] Nikhil K. Ardeshta, Badrul H. Chowdhury, "Supporting Islanded Microgrid Operations in the Presence of Intermittent Wind Generation", *IEEE Transactions on Power Systems*, pp. 1-8, 2010.
- [33] C. L. T. Borges, and D. M. Falcao, Optimal distributed generation allocation for reliability, losses, and voltage improvement, *International Journal of Power and Energy Systems*, vol. 28, no. 6, pp. 413-420, July 2006.
- [34] Y. Alinejad-Beromi, M. Sedighzadeh, M. Sadighi "A Particle Swarm Optimization for Siting and Sizing of Distributed Generation in Distribution Network to Improve Voltage Profile and Reduce THD and Losses".
- [35] X. Chen and W. Gao, "Effects of Distributed Generation on Power Loss, Load ability and Stability", *IEEE Southeastcon*, pp. 468-473, April 2008.
- [36] M. Gandomkar, M. Vakilian and M. Ehsan, "A Combination of Genetic Algorithm and Simulated Annealing for Optimal DG Allocation in Distribution Networks", *CCECE CCGEI*, Saskatoon, IEEE 2005.
- [37] Walid El-Khattam, Kankar Bhattacharya, Yasser Hegazy and M. M. A. Salama, "Optimal Investment Planning for Distributed Generation in a Competitive Electricity Market", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 3, pp. 1674-1684, August 2004. Analytical Approaches for Optimal Placement of Distributed Generation Sources in Power Systems.
- [38] Hamid Falaghi, Mahmood-Reza Haghifam "ACO Based Algorithm for Distributed Generation Sources Allocation and Sizing in Distribution Systems", *PowerThech*, pp. 555-560, 2007.
- [39] Seyed Mohammad Hossein Nabavi, Somayeh Hajforoosh, Mohammad A.S. Masoum, "Placement and Sizing of Distributed Generation Units for Congestion Management and Improvement of Voltage Profile using Particle Swarm Optimization", *IEEE*, 2011.

- [40] Andrew Keane, Luis (Nando) F. Ochoa, Eknath Vittal, Chris J. Dent, Gareth P. Harrison "Enhanced Utilization of Voltage Control Resources With Distributed Generation" *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 1, pp. 252-260, February 2011.
- [41] C. L. T. Borges, and D. M. Falcao, Optimal distributed generation allocation for reliability, losses, and voltage improvement, *International Journal of Power and Energy Systems*, vol. 28, no. 6, pp. 413-420, July 2006.
- [42] X. Chen and W. Gao, "Effects of Distributed Generation on Power Loss, Load ability and Stability", *IEEE Southeastcon*, pp. 468-473, April 2008.
- [43] L. Wang and C. Singh, "Reliability-Constrained Optimum Placement of Reclosers and Distributed Generators in Distribution Networks Using an Ant Colony System Algorithm", *IEEE Transactions on Systems, Man and Cybernetics - Part C: Applications and Reviews*, Vol. 38, No. 6, November 2008.
- [44] R. Medeiros, X. Xu, E. Makram, "Assessment of Operating Condition Dependent Reliability Indices in Microgrids", *Journal of Power and Energy Engineering*. – 2016. – No. 4. – P. 56-66. – doi: 10.4236/jpee.2016.44006.
- [45] Jumpei Baba, Akihiko Yokoyama, "Voltage control of distribution network with a large penetration of photovoltaic generations using facts devices", *Electrical Engineering in Japan* – 2008. – Vol. 165. – № 3. – P. 16-28.– doi:10.1002/eej.20499
- [46] П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, Д. С. Собчук, "Оцінювання впливу на якість функціонування локальної електричної системи відновлюваних джерел електроенергії " *Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка. Випуск 141. Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження АПК України*. – Харків: ХНТУСГ, 2013. – С. 8–10. – ISBN 5-7987-0176X.
- [47] П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, Д. С. Собчук, "Аналіз впливу розосередженого генерування на режим розподільних електричних

- систем", *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. – №6. – 2013. – С. 45–47. – ISSN 1997-9266.
- [48] Малярєнко В. А., Нечмоглод І. Є., Колотіло І. Д. "Нерівномірність графіку навантаження енергосистеми та способи його вирівнювання" , *Електроенергетика*. – 2011. – С. 61-61.
- [49] А. В. Праховник "Управление электропотреблением" , Изв. АН СССР: *Энергетика и транспорт*. –1990. – № 1. – С. 5-16.
- [50] А. В. Праховник "Управління енерговикористанням: проблеми, завдання та методи вирішення, Управління енерговикористанням", збір.доповідей Під заг.ред, д.т.н., проф. А.В.Праховника. – К.: *Альянс за збереження енергії*, 2001. – С.169 -190.
- [51] В.П. Калінчик, В.П. Розен, О.В. Скачок, "Аналіз показників нерівномірності графіків навантаження промислових підприємств", *Вісник КрНУ імені Михайла Остроградського*. – 2014. – №2. – С. 67-72.
- [52] В.П. Розен, Л.В. Давиденко, В.А. Давиденко "Комплексний підхід до задачі енергозбереження та оцінювання рівня енергоефективності водопостачального підприємства як складної системи", *Відновлювальна енергетика*. – 2010. – №1 (20). – С. 65–70.
- [53] Б. И. Кудрин, "Электроснабжение промышленных предприятий". – М.: *Теплотехник*, 2009. – 698 с.
- [54] Renewables 2012 global status report [Електронний ресурс]. – Режим доступу до журналу: http://www.map.ren21.net_GSR_GSR2012_low.pdf.
- [55] С. П. Денисюк, Д. С. Горєнко, "Аналіз проблем впровадження віртуальних електростанцій", *Енергетика: економіка, технології, екологія : науковий журнал*. – 2016. – № 2 (44). – С. 25-33.
- [56] Kumpulainen L., Kauhaniemi K., Verho P., Vahamaki O. New Requirements for System Protection Caused by Distributed Generation , *CIREN 18th International Conference on Electricity Distribution*. – 2005.