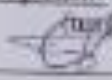


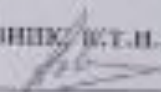
Вінницький національний технічний університет  
Факультет електроенергетики та електромеханіки  
Кафедра електричних станцій і систем

**МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**  
на тему:

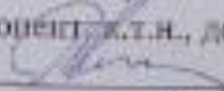
**БАЛАНСУВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНІЙ  
СИСТЕМІ З ФОТОВЕЛЕКТРИЧНИМИ СТАНЦІЯМИ**

Виконав: студент 2-го курсу, групи ЕСМ-21м  
спеціальності 141 – Електроенергетика,  
електротехніка та електромеханіка  
освітня програма «Електричні системи і  
мережі»

 (прізвище і повне ім'я на протязі підготовки спеціальності)  
Піскунчев Є. А.  
(прізвище та ініціали)

Керівник/к.т.н., професор каф. ЕСС  
  
Рубаненко О. Є.  
(прізвище та ініціали)

« 14 » з грудня 2022 р.

Оponent/к.т.н., доцент каф. КЕМСК  
  
Розволук М. П.  
(прізвище та ініціали)

« 16 » з грудня 2022 р.

Допущено до захисту  
Завідувач кафедри ЕСС  
д.т.н., проф. Комар В. О.  
(прізвище та ініціали)

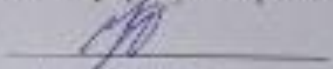
« 18 » з грудня 2022 р.

Національний технічний університет  
кадетів електроенергетики та електромеханіки  
кафедра електричних станцій та систем  
звання вищої освіти II-й (магістерський)  
культури знань – 14 «Електрична інженерія»  
спеціальність – 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»  
кваліфікаційно-професійна програма – Електричні станції

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

  
19 вересня 2022 року

**ЗАВДАННЯ**  
**НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

Пікушніча Євгенія Анатоліївна

(прізвище, ім'я, по батькові)

Тема роботи: Балансування електросистем в електроенергетичній системі з фотовольтаїчними станціями  
Прізвище роботи К.Т.Н., професор Рубаненко О. Є.

Затверджено наказом вищого навчального закладу від 14.09.2022 року № 201

Строк надання студентом роботи 30 жовтня 2022 року

Вихідні дані до роботи:

Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання.



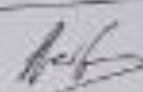

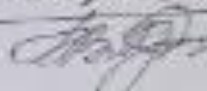

Зміст текстової частини:

Конт. 1 Концепція балансу в ЕЕС і та його вплив на роботу системи в цілому; 2 Особливості функціонування електричних мереж зі значною потужністю відновлювальних джерел електроенергії; 3 Впровадження нестабільності генерування відновлювальних джерел енергії в задачі оптимізації їх установившої потужності; 4 Оптимізація впливу генерування фотовольтаїчних електричних станцій на балансуючу здатність локальних електричних систем; 5 Економічна частини; 6 Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях; Навчальні; Співом використання джерел. Додатки.

Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень)









Схематичне зображення графіка навантаження 2. Функціональна схема системи регулювання частоти та потужності в енергосистемі 3. Процес регулювання частоти 4. Приріст установленної потужності ФЕС за останні роки 5. Модель зв'язку між учасниками енергоринку на базі концепції Smart Grid

6. Консультативні розділи роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Рубаненко О. С., к.т.н., професор кафедри ЕСС		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Рубаненко О. С., к.т.н., професор кафедри ЕСС	 16.09.2022	 14.11.2022
Економічна частина	Остро Н. П., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС	 16.02.22	 14.11.22

7. Дата видачі завдання \_\_\_\_\_ 24 вересня 2022 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ п/п	Назва етапів нагірської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Пр мі
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	02.09.22	06.09.22	
2	Аналіз об'єкта діагностування	07.09.22	12.09.22	
3	Методи та засоби діагностування шпунтових роторів	13.09.22	05.10.22	
4	Визначення залишкового ресурсу ЦР	06.10.22	30.10.22	
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	01.11.22	10.11.22	
6	Економічна частина	11.11.22	16.11.22	
7	Оформлення пояснювальної записки	17.11.22	25.11.22	
8	Виконання графічної частини та оформлення презентації	26.12.22	30.11.22	

Студент  
Керівник роботи


С. А. Піскунін

О. Є. Рубаненко

## АНОТАЦІЇ

Піскунічев Євгеній Анатолійович «Особливості роботи фотоелектричних станцій під час балансування електроенергії в енергосистемі України». Бакалаврська кваліфікаційна робота. – Вінниця: ВНТУ. – 2022. – 111 с. Бібліогр.: 14. Рис. : 29. Табл. : 7.

У даній магістерській роботі кваліфікаційній 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 фотоелектростанцій.

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 фотоелектричні 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.

Ключові слова: ФЕС, електрична станція, СЕС, балансувальний режим, проблема, ВДЕ, резервування.

## ANNOTATION

Piskunichev Yevhen Anatoliyovych "Peculiarities of photovoltaic power plants operation during electricity balancing in the Ukrainian power system". Bachelor's thesis. - Vinnytsia: VNTU. - 2022. - 111 p. Bibliogr. : 14. Fig. : 29. table. : 7.

In this master's thesis, a new solution to the actual scientific and applied problem of increasing the balance reliability of distribution electric networks and improving the quality of their functioning by developing models and methods of optimal generating capacities of photovoltaic power plants was obtained.

It is shown that the determining factor of ensuring balance reliability in the local electric system with a significant share of RES is the stability of the latter. In order to ensure the efficient operation of the LES, in the conditions of the development of such unstable sources as photovoltaic stations (FES), it is necessary to develop methods for assessing the level of instability for its further use when determining the optimal power of the stations and the amount of reserve in the system to ensure balance reliability.

Key words: FES, power plant, SES, balancing mode, problem, RES, redundancy.

## Зміст

ВСТУП.....	11
1. Поняття балансу в ЕЕС і та його вплив на роботу системи в цілому .....	14
1.1 Баланс активної потужності .....	14
1.2 Баланс електроенергії .....	16
1.3 Баланс реактивної потужності.....	21
1.4 Резерв активної потужності.....	22
1.4.1 Навантажувальний резерв.....	22
1.4.2 Аварійний резерв потужності.....	23
1.4.3 Ремонтний резерв потужності .....	25
1.5 Зв'язок балансу потужності та частоти в енергосистемі .....	27
Висновок до розділу 1.....	34
2. ОСОБЛИВОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ЗІ ЗНАЧНОЮ ПОТУЖНІСТЮ ВІДНОВЛЮВАЛЬНИХ ДЖЕРЕЛ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ.....	35
2.1 Умови функціонування електричних мереж з відновлювальними джерелами електроенергії.....	36
2.2 Вплив відновлювальних джерел енергії на якість електроенергії в електричних мережах .....	39
Висновки по розділу 2 .....	41
3. ВРАХУВАННЯ НЕСТАБІЛЬНОСТІ ГЕНЕРУВАННЯ ВІДНОВЛЮВАЛЬНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ В ЗАДАЧІ ОПТИМІЗАЦІЇ ЇХ ВСТАНОВЛЕНОЇ ПОТУЖНОСТІ.....	43
3.1 Визначення показника якості функціонування електричних мереж як засобу узагальненого оцінювання структурної, балансової і режимної надійності. ....	43
3.2 Оцінювання якості функціонування ЛЕС.....	46
3.2.1 Аналіз існуючих показників оцінювання балансової надійності електричних мереж .....	46

Висновки до розділу 3 .....	49
<b>4. ОПТИМІЗАЦІЯ ВПЛИВУ ГЕНЕРУВАННЯ ФОТОВОЛЬТАЇЧНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ НА БАЛАНСОВУ НАДІЙНІСТЬ ЛОКАЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМ .....</b>	<b>50</b>
4.1 Оцінювання впливу генерування ФЕС на режимні параметри роботи ЛЕС .....	51
4.2 Визначення оптимальної потужності резерву локальної електричної системи з урахуванням генерування ФЕС .....	51
4.3 Засоби покращання балансової надійності локальної електричної системи .....	56
4.3.1 Визначення оптимальної потужності генерування ФЕС .....	56
4.3.2 Обґрунтування вибору оптимального засобу підвищення балансової надійності ЛЕС.....	57
4.4 Побудова дерева пошкоджень.....	59
4.5. Аналіз технічного стану фотоелектричних станцій .....	59
4.5.1. Дерево пошкоджень ФТА ФЕС .....	59
4.5.2. Розроблення дерева пошкоджень фотоелектричного модуля .....	61
4.2.3. Приклад аналізу пошкоджуваності ФЕМ .....	64
4.5.3. Основні дефекти фотоелектричних модулів, які експлуатуються на ФЕС в ЕЕС.....	70
Висновки до розділу 4 .....	74
<b>5. РОЗРАХУНОК ТЕХНІКО ЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ .....</b>	<b>76</b>
5.1 Критерій економічної ефективності.....	76
Розглянемо СЕС 30 кВт. Для такої системи необхідно 110 панелей по 275 Вт, загальною площею близько 180 м <sup>2</sup> . Для такої системи необхідно:.....	78
5.2 Вигода від сонячних батарей крім зеленого тарифу .....	79
Висновки до розділу 5 .....	79
<b>6. ОХОРОНА ПРАЦІ .....</b>	<b>80</b>

6.4 Розробка організаційно-технічних рішень з охорони праці при електричному монтажі сонячних панелей .....	85
Висновки до розділу 6 .....	96
ВИСНОВКИ .....	97
ДОДАТКИ .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
ДОДАТОК А. Протокол перевірки кваліфікаційної роботи .	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
ДОДАТОК Б. Технічне завдання МКР .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>



## ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

- EUE – Expected Unserved Energy;
- LOEE – Loss of Energy Expectation;
- LOLE – Loss of Load Expectation;
- LOLP – Loss of Load Probability;
- 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;
- ПК – програмний комплекс;
- 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.** 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.

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 розподільних електричних мереж та покращення якості їх функціонування шляхом визначення оптимальних потужностей генерування фотовольтаїчних електростанцій.

Відповідно до мети поставлені такі **задачі**:

- дослідити взаємовплив режимів ФЕС та споживачів електроенергії на основі аналізу графіків їх функціонування;
- проаналізувати методи оцінювання балансової надійності розподільних електричних мереж в умовах розбудови розосередженого генерування;
- розробити метод визначення оптимальної потужності резерву для забезпечення балансової надійності локальної електричної системи;
- розробити метод визначення оптимальної встановленої потужності на підставі аналізу якості функціонування локальної електричної системи;
- виконати алгоритмічну реалізацію розроблених методів та перевірити їх ефективності.

**Об'єкт дослідження** – методи підвищення балансової надійності розподільних електричних мереж та покращення якості їх функціонування.

**Предмет дослідження** – засоби підвищення балансової надійності розподільних електричних мереж.

**Методи дослідження.** Для розрахунку показників надійності використовувались методи теорії надійності, а під час визначення оптимальної потужності резерву локальної електричної системи – методи теорії електричних систем і мереж.

**Наукова новизна одержаних результатів** в комплексному підході до балансування електроенергії в електроенергетичній системі з фотоелектричними станціями, який полягає у отриманні нового 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.

**Практична цінність** полягає в результатах аналізу пошкоджень фотоелектричних модулів.

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

## 1. Поняття балансу в ЕЕС і та його вплив на роботу системи в цілому

Попит споживачів на потужність і електроенергію повинні покривати генеруючі установки електроенергетичній систем. Для виконання цієї мети, плануються і постійно підтримуються баланси потужності і енергії. Технічна, фінансова та економічна діяльність планується на основі енергетичних балансів. Баланс планується для усіх циклів управління від години до декількох років. Всі режимні властивості станцій, мереж, обладнання впливають на енергетичний баланс [1].

Маємо 3 види енергетичних балансів:

- баланс активної потужності;
- баланс електроенергії;
- баланс реактивної потужності.

### 1.1 Баланс активної потужності

Баланс потужності – рівність потужності, між потужністю споживання та генерування на певному інтервалі часу  $t$ . Збіжність споживання та потужності генерації є однією з основних особливостей енергетичного господарства.

Баланс потужності на період  $t$  має вигляд:

$$\sum P_{Гit} = \sum_t P_j + \sum_t \Delta P_t \quad (1.1)$$

де  $P_{Г}$  - сумарна потужність генераторів;

$P_j$  – сумарна потужність споживання;

$\Delta P_t$  – сумарна потужність витрат в мережі та власні потреби електростанцій.

Планується баланс потужності в різному перерізі часу:

- на добу або декілька діб;
- для середньоробочого і максимального дня окремого місяця або всіх місяців в році;
- для максимального навантаження певного періоду.

Баланс потужності дає реальне відображення використання потужностей агрегатів і станцій. Вони необхідні для розрахунку режимів електричних мереж, для проведення ремонтів обладнання на станціях, для розрахунку затрат на експлуатацію станцій і систем.

Для складання балансу потужності потрібно врахувати ряд складових. Необхідні параметри зведемо в таблицю 1.1.

Таблиця 1.1 – Параметри, що враховуються при формуванні балансу потужності

	<b>Потреби</b>	<b>Покриття потреб</b>
1	Навантаження споживачів	Робоча потужність електростанцій
2	Передача потужності в інші системи	Отримання потужності з інших систем
3	Необхідний резерв потужності	Резервна потужність електростанцій

При визначенні потужності, що генерується, використовується наявна потужність всіх типів станцій, маємо:

$$P_{\text{ЕЕС}} = P_{\text{роб.ЕЕС}} + P_{\text{рез.ЕЕС}} \quad (1.2)$$

Наявна потужність системи використовується для забезпечення робочих і резервних потужностей системи. Робочі потужності визначаються сумарним навантаженням. Резервні потужності використовуються для підтримки якості електроенергії та надійності електропостачання. В свою чергу резервні

потужності системи використовуються повністю або частково для забезпечення навантажувального і аварійного резервів.

$$P_{\text{рез.ЕЕС}} = P_{\text{рез.нав.}} + P_{\text{рез.авар.}} \quad (1.3)$$

На основі балансу потужності системи створюються графіки навантаження електростанцій. На основі цих даних, станції планують свою роботу, забезпечують готовність обладнання до роботи і виконання функцій, що закладені на станцію системою

## 1.2 Баланс електроенергії

Баланс електроенергії складають так само, як баланси потужності для добових, місячних, річних періодів. Частіше всього використовують баланси трьох видів:

- Баланс виробленої електроенергії за певний період  $t$ :

$$E_{\text{нав.}} = E_{\Gamma} - E_{\text{наяв.ЛЕП}} - E_{\text{в.п.}} \quad (1.4)$$

- Баланс електроенергії, відпущеної з шин станцій:

$$E_{\text{нав.}} = E_{\text{відп.}} - E_{\text{наяв.ЛЕП}} \quad (1.5)$$

- Баланс електроенергії, відпущеної споживачам:

$$E_{\text{нав.}} = E_{\text{відп.}} \quad (1.6)$$

Баланси потужності і енергії взаємопов'язані, оскільки енергія є інтегральним показником потужності. Баланси електроенергії потрібні для визначення необхідних енергоресурсів, для розрахунку і аналізу електроенергії в мережах, для розрахунку і аналізу споживання електроенергії на власні потреби і

для розрахунку техніко-економічних показників, для організації господарської діяльності ЕЕС.

Баланси потужності та електроенергії взаємопов'язані, тобто будь-яка зміна балансу потужності в системі призводять до зміни балансу енергії. З цього можна зробити заключення, що баланси енергії і потужності не можуть складатися незалежно один від одного. Вони повинні складатися в погодженні. При складанні енергетичних балансів необхідно врахувати ряд питань:

1. Визначити місце станції в графіку навантаження;
2. Визначити режимні можливості по потужності;
3. Визначити можливості станції по енергії;
4. Скласти баланс енергії з врахуванням усіх потреб і обмежень.

Всі вищеперераховані питання мають особливо велике значення для змішаних енергосистем.

Тобто, для ТЕС необхідно врахувати наявність палива, що в сьогоденній ситуації є питанням нерозв'язаним. В той час участь ГЕС в балансах залежить не тільки від того, яка потужність буде отримана, але і від того, яка кількість енергії ГЕС може використовувати в даний період. Якщо ГЕС має добове регулювання стоку, то вона може використовувати всю кількість води, яка прибула за добу. Проте приток змінюється від доби до доби і, відповідно, змінюється можливість вироблення електроенергії. Якщо ж ГЕС має річне регулювання стоку, то її можливий виробіток електроенергії визначається з врахуванням перерозподілу стоку впродовж року. Оскільки рівень води щороку є різним (повноводний, маловодний, середньоводний і тд.), то вироблення електроенергії також змінюється. Всі ці фактори сильно ускладнюють планування і регулювання балансів потужності та енергії змішаної енергосистеми, якою є енергосистема України.

Порядок складання енергетичного балансу[3]:

В залежності від структури потужності енергосистеми, від її розмірів і особливостей використовуються різні принципи складання балансу потужності ЕЕС. Приведемо деякі загальні положення:



1. Визначення наявної потужності станції системи. Для кожної станції і системи в цілому визначається наявна потужність, сума яких дає наявну потужність системи:

$$P_{\text{наяв.}} = \sum N_{\text{наяв.ст.}} \quad (1.6)$$

По величині наявної потужності перевіряється можливість покриття максимуму навантаження. За даним критерієм система може бути: самобалансованою, профіцитною та дефіцитною, що залежить від співвідношення максимального навантаження та наявної потужності.

2. Визначаються функції електростанцій в системі. В першу чергу – роль станцій в забезпеченні робочої потужності. В базовій частині робочої потужності розміщуються вимушені витрати потужності (по тепловому споживанні для ТЕЦ, для потреб водогосподарства для ГЕС і тд.)

Величина робочої потужності розраховується з врахуванням заданих обмежень. Встановлюється порядок розміщення потужності системи (навантажувального і аварійного).

3. Складання балансу потужності для максимального навантаження. Цей баланс є попереднім, і на наступних етапах розрахунків він уточнюється. Отримані дані показують максимальну потужність станції – робочу та резервну.

4. Складається баланс потужності для всього добового графіку навантаження. Враховуються всі обмеження: вимоги економічності, собівартість електроенергії, тощо.

5. Оптимізації проводиться по критерію мінімум затрат по ЕЕС і здійснюється на основі спеціальних програм розрахунку режиму.

6. Складається баланс вироблення електроенергії, що відповідає балансу потужності. Визначаються плани станцій по виробленню електроенергії.

Для прикладу, який пояснює алгоритм дій при складанні балансу потужності системи, врахуємо, що система складається з декількох типів станцій, а саме: АЕС, КЕС з великогабаритними блоками та високими економічними

показниками, КЕС, яка може регулювати потужність, ТЕЦ, що має обмеження в тепловому навантаженні, та врахуємо, що ми знаємо їх потужності[1].

В базу графіка навантаження розташовуємо спочатку АЕС з точки зору умови надійності роботи, а також через специфічні умови роботи АЕС, тобто небажано змінювати режим АЕС часто: протягом доби, тижня, місяця.

В основі графіка навантаження також розміщується поточна потужність ГЕС, яка обумовлена вимогами водогосподарського комплексу, оскільки ГЕС не може працювати з меншим рівнем потужності, ніж є наявний. Наприклад, за умовами роботи річкового транспорту ГЕС, має віддавати певну об'єм води в нижній б'єф, а отже, і потужність. Порушення таких вимог є неприпустимими, а отже на роботу в базовому режимі витрачається частина заданого використання стоку. ТЕЦ має базову теплофікаційну потужність, яка визначається вимогами теплових споживачів, отже це становить обов'язкову потужність.

Потім розміщуються КЕС із великоблочними агрегатами. Такий тип станцій погано регулюють свою потужність і доцільно її не змінювати протягом доби. Крім того, вони економічні, і по можливості їх використовують сповна.

Решту потужності ГЕС доцільно використовувати в якості регулювання. Такі ГЕС розміщується у графіку навантаження так, щоб використовувати всю енергію, яка обумовлена інтегральними обмеженнями стоку для цієї доби, та працювати з максимально можливою робочою потужністю. Її місце у графіку навантаження визначається підбором. Зазвичай ГЕС працює у піку графіка навантаження та веде регулювання потужності відповідно до вимог споживачів. Працюючи у піку ГЕС витісняє із цієї зони ТЕС. Режим ТЕС стає більш рівним, і це забезпечує підвищення їхньої надійності та економічності.

У напівпіковому режимі працює КЕС з докритичними параметрами пари, назвемо її КЕС<sub>докр</sub>. У неї гірші економічні показники, ніж у великогабаритних КЕС, але вона краще пристосована до регулювання потужності.

Решту графіка навантаження покривають конденсаційні потужності ТЕЦ. Їхні економічні показники суттєво гірші, ніж на КЕС.

При нестачі потужності станцій системи визначаються шляхи її усунення. Якщо при мінімальних навантаженнях системи не виконуються умови роботи ТЕЦ та ГЕС у потрібному режимі з необхідною потужністю, вживаються спеціальні заходи. В цьому випадку на ТЕС частина необхідної теплової енергії може надходити через РОП (редукційно-охолоджувальний пристрій). Для ГЕС за нестачі води може знижуватися рівень води нижнього б'єфу нижче допустимого. Тому може розглядатися питання розвантаження у нічний час блокової КЕС, звичайно, якщо це допустимо за надійністю.

Резерви системи також розподіляються поміж станціями різного типу. По можливості навантажувальний резерв розміщується на ГЕС, а аварійний резерв різних станціях, мають вільні потужності. Схематично суть наведеного прикладу показано на рис. 1.1.

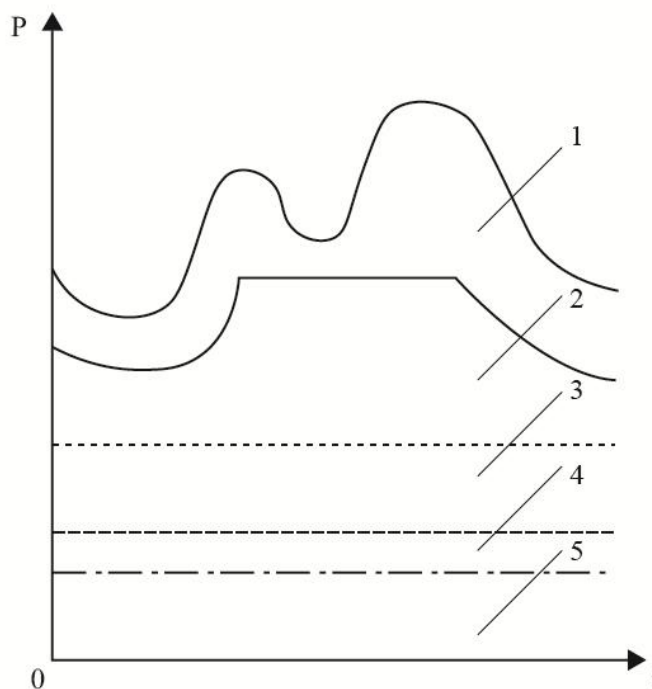


Рисунок 1.1 – Схематичне зображення графіка навантаження

(1-ГЕС з заданим рівнем генерації електроенергії та зі збереженням обмежень по її мінімальній потужності; 2 – КЕС<sub>сп</sub>; 3 – великогабаритна КЕС; 4 – ТЕЦ; 5 – АЕС ) [1]

Неможливо на простих прикладах розглянути всі особливості складання балансів потужності в різних енергосистемах, тому ці положення є надзвичайно спрощеними.

### 1.3 Баланс реактивної потужності

Баланс реактивної потужності впливає рівні напруги системи. Необхідно підтримувати його, виходячи із заданих рівнів напруги у певних вузлах системи [2]. Рівняння балансу має вигляд:

$$\sum Q_{Гіт} + \sum Q_{к.у.т} + \sum Q_{ЛЕПт} = \sum Q_{нав.т} + \sum Q_{наяв.т} \quad (1.7)$$

Наближено можна оцінити вплив кожної складової, так  $Q_{Г}$  - 60%,  $Q_{к.у.}$  (потужність синхронних компенсаторів та батарей) – 20%,  $Q_{ЛЕП}$  – 20% (в мережах 110 кВ і вище), при чому в трансформаторах втрачається до 75% цієї величини.

Основними споживачами реактивної потужності є промислові підприємства, причому до 75% споживають асинхронні двигуни, до 20% - трансформатори підприємств, втрати становлять 10%.

Баланс реактивної потужності підтримується установками системи та споживачами. Зазвичай баланс реактивної потужності регулярно не складається, але намічаються спеціальні заходи щодо його підтримки, і це також найважливіша умова нормального електропостачання. В енергосистемі є робочі та резервні реактивні потужності на станціях та підстанціях.

При зниженні доходної частини балансу відбувається зниження рівнів напруги та навпаки. Напруга є одним із показників якості електроенергії, отже, регулюючи баланс реактивних потужностей, необхідно підтримувати певні рівні напруги. Баланс реактивної потужності підтримується у локальних зонах системи, а чи не по всій системі. Це з тим, що передавати реактивну потужність великі відстані не вигідно, оскільки передача реактивної потужності супроводжується втратами активної потужності, і що більше відстань передачі, то більше втрат [3].

## 1.4 Резерв активної потужності

Резерв потужності необхідний для забезпечення надійності електропостачання споживачів.

Загальний резерв складається із наступних складових: навантажувального, аварійного, ремонтного:

$$P_{рез} = P_{нав} + P_{авар} + P_{рем} \quad (1.8)$$

### 1.4.1 Навантажувальний резерв

Навантажувальний резерв призначений для покриття різких випадкових змін навантаження. Характерні при роботі великих прокатних станків, на залізниці, тощо.

В реальності миттєві значення потужності мають вигляд «пилкоподібної» кривої. Відповідно, для покриття випадкового збільшення навантаження, енергосистема повинна мати додатковий навантажувальний резерв.

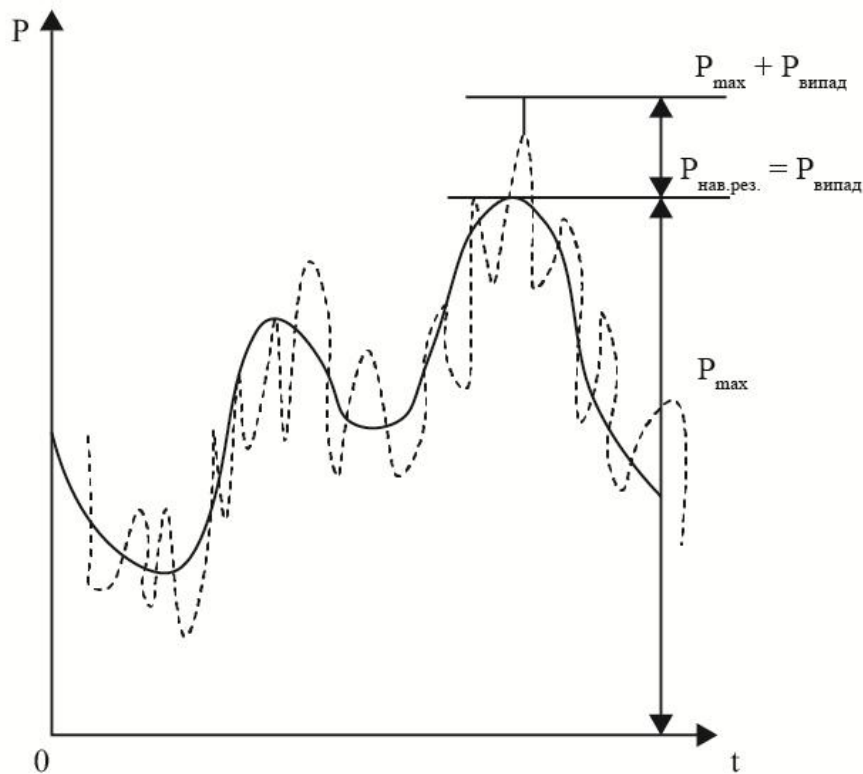


Рисунок 1.2 – Навантажувальний резерв потужності

Миттєве навантаження не можна спрогнозувати, тому досвід роботи енергосистем визначає рівень випадкових навантажень в діапазоні 1-3% від максимального навантаження системи.

Найбільш небезпечними є «стрибки» навантаження в момент проходження максимуму навантаження системи, саме тому величина навантажувального резерву визначається в залежності від максимального навантаження. Для того, аби мати змогу покривати випадкове збільшення навантаження, необхідно мати гарячий резерв потужності. Навантаження змінюється миттєво, а найбільш швидкий запуск агрегату на ГЕС здійснюється за 2-5 хвилин. Відповідно, агрегати навантажувального резерву повинні увесь час бути увімкнені в мережу, і лише тоді вони можуть автоматично і швидко покривати випадкові стрибки навантаження.

З випадковими змінами навантаження пов'язана частота системи, тому навантажувальний резерв також називають частотним.

#### 1.4.2 Аварійний резерв потужності

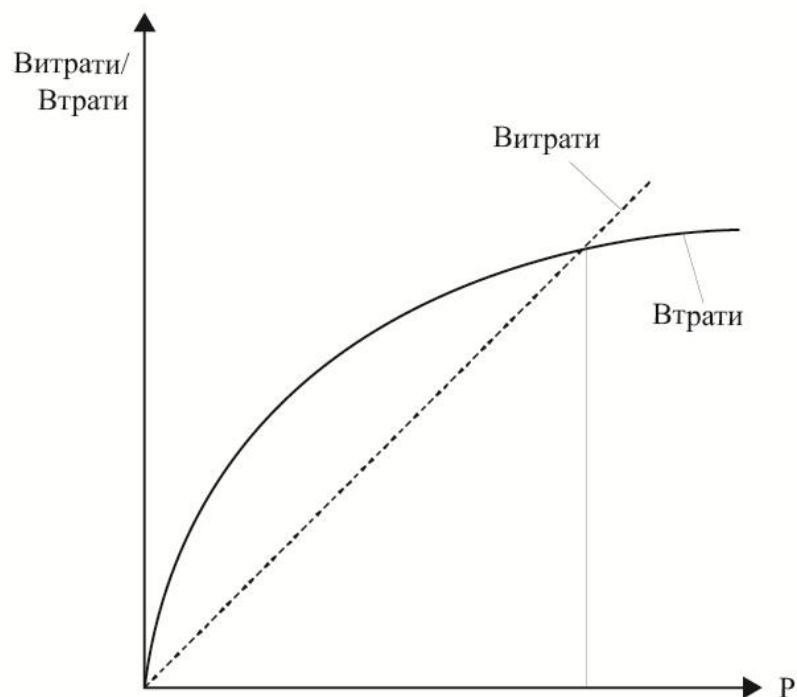


Рисунок 1.3 – Аварійний резерв потужності

## Вибір потужності аварійного резерву

Залежно від ймовірностей аварій і потужностей агрегатів, що відключаються. Найбільш імовірною є подія, при якій відключається один агрегат, менш ймовірно одночасне відключення двох агрегатів, ще менша ймовірність відключення трьох агрегатів. Відповідно зменшується і збитки. Імовірність одночасного відключення трьох агрегатів дуже мала, тому подальше збільшення числа аварійно відключених агрегатів розглядати недоцільно. Збитки падають, а витрати лінійно зростають зі збільшенням числа агрегатів. Ця методика містить багато умовностей. Вважається, що всі агрегати мають однакову можливість відключення, у всіх однакова потужність та ін. Тому величину аварійного резерву визначають з досвіду експлуатації енергосистем.

У практиці використовуються величини, одержані на основі експлуатаційного досвіду. Аварійний резерв змінюється у межах від 5 до 30 % потужності працюючих агрегатів. Чим він більший, тим вища надійність. Аварійний резерв повинен бути не меншим за потужність найбільшого агрегату станцій системи.

Тримати у гарячому стані всі агрегати аварійного резерву економічно не вигідно, тому цей резерв має чотири черги використання.

Перша черга - гарячий резерв для забезпечення надійної роботи системи при випадкових аваріях. Розмір цієї потужності 3...5 %, і вона визначається за умови збереження безперебійності електропостачання, частоти та напруги. Найбільш раціонально розміщувати його на ГЕС або на агрегатах ТЕС, які працюють із неповною потужністю.

Друга черга - холодний резерв, який входить у роботу досить швидко, приблизно за 1...3 хв. Обладнання цього резерву має бути підготовлене до пуску: електрична схема зібрана, котел перебуває у робочому стані. Ця частина резерву може розміщуватися і на ГЕС, і на ТЕС.

Третя черга - резерв включається протягом 2-6 годин, і на цей час споживання обмежується. Цей резерв розміщується на "холодних" агрегатах. Наприклад, може знадобитися запуск котла.

Четверта черга - ця частина резерву призначена для резервування під час тривалої заміни устаткування на період його аварійно-відновлювального ремонту. Найчастіше він розміщується на ТЕС[1].

Резерв вимагає потребує витрат. Аварійний резерв потребує енергоресурсу. На ГЕС необхідно завжди мати аварійний запас води у водосховищі, а на ТЕС - запас палива. До резерву належать також амортизаційні відрахування, частина заробітної плати.

### **1.4.3 Ремонтний резерв потужності**

На кожній електростанції протягом певного часу агрегати виводяться у ремонт. Планові ремонти обладнання можна проводити лише тоді, коли навантаження енергосистеми знижується. Тоді на електростанціях утворюється вільна потужність. На річному графіку максимальних навантажень це відповідає провалу навантаження (рис. 1.3). У такі періоди проводяться капітальні ремонти обладнання, тривалість яких сягає місяця і більше.



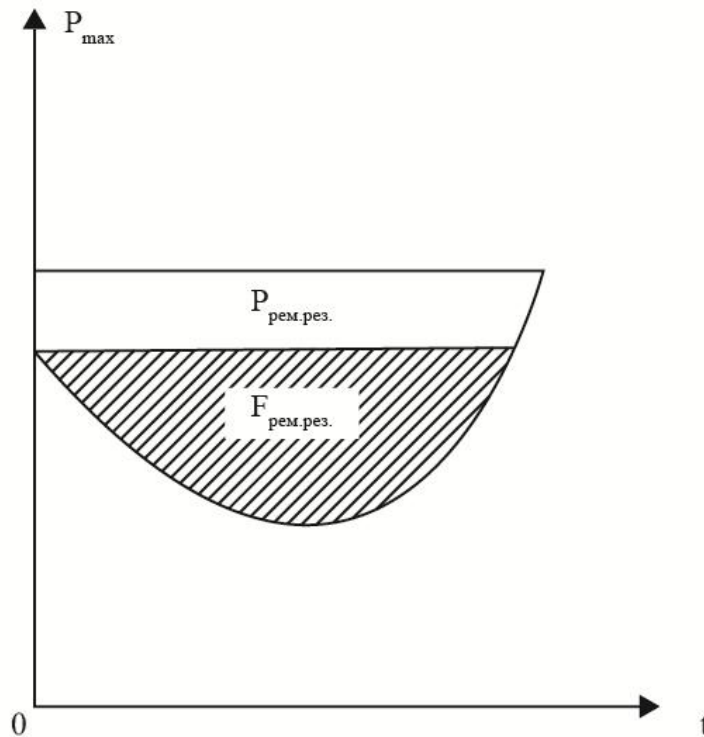


Рисунок 1.4 – Схематичне зображення «провалу» навантаження

Провал навантаження дає можливість для проведення ремонту, яка визначається:

$$F_{\text{рем}} = \sum P_{\text{агр}} \cdot T_{\text{рем}} \quad (1.9)$$

Розмір ремонтного резерву  $P_{\text{рем.рез.}}$  залежить від форми графіка річних максимальних навантажень, від потужностей агрегатів електростанцій та часу їх ремонту. При значному сезонному провалі навантаження ремонтний резерв може не знадобитися. Розміщення ремонтного резерву є економічним завданням. На ГЕС роль ремонтного резерву своїх агрегатів може виконувати сезонна потужність чи спеціально встановлені «додаткові» агрегати, які замінюють агрегати у ремонті.

Ремонтний резерв встановлюється лише у тому випадку, якщо без нього не можна провести планово-попереджувальні ремонти обладнання станцій. Поточні ремонти проводяться регулярно і зводяться до ревізій обладнання та усунення дефектів, які не вимагають розбирання агрегатів. Зазвичай поточні ремонти

проводяться у дні зі зниженим навантаженням, наприклад, у вихідні дні. На ТЕС завжди передбачається резерв щодо поточних ремонтів у вигляді 4...8 % від встановленої потужності станції. На ГЕС такої потреби у ремонтному резерві немає, оскільки майже весь рік ГЕС не працює на повну потужність.

Резерв для проведення капітальних ремонтів встановлюється тоді, коли під час літнього провалу навантаження теплові станції що неспроможні повному обсязі провести необхідні ремонти[2].

### **1.5 Зв'язок балансу потужності та частоти в енергосистемі**

Рівень генерації енергоблоків та навантаження споживачів, підключених до мережі необхідно контролювати для безпечної та якісної синхронної роботи енергосистеми. Контроль за залежністю «генерація-навантаження-частота», технічні резерви та інші показники контролю є важливими для того, щоб оператори передачі могли щодня якісно виконувати свою роботу.

Під час роботи енергосистеми, мають місце відхилення частоти від номінального значення, в номінальних та аварійних режимах, в результаті постійного впливу нерегулярних коливань навантаження, тимчасових порушень балансу потужності, та через вплив великих збурень, що стають причиною значних змін загального балансу. Величина відхилення частоти від номінального значення визначається за виразом:

$$\Delta f(t) = f(t) - f_{\text{ном}}, \quad (1.10)$$

де  $f(t)$  - фактичне значення частоти в момент  $t$ ;

$f_{\text{ном}}$  - номінальне значення частоти[7].

Частота і активна потужність агрегатів регулюються автоматично за допомогою автоматів регулювання швидкості турбіни. Всі турбіни мають АРШ (автоматичний регулятор швидкості). За допомогою АРШ здійснюються пуск, зупинка, збільшення та зниження потужності турбіни та паралельна робота

агрегатів. Працює АРШ за спеціальною програмою, яка залежить від частоти системи (рис. 1.5, 1.6). Частіше всього характеристика статичного регулювання і дає однозначну залежність між потужністю і частотою.

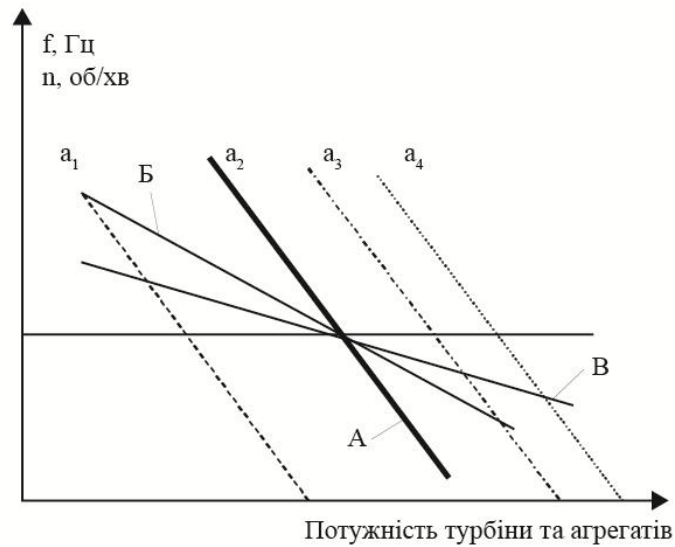


Рисунок 1.5 – Види характеристик АРШ

Статичні характеристики можуть мати різний статизм (нахил), що змінює чутливість агрегату до частоти. Статистичні характеристики - це відносна зміна потужності агрегату щодо зміни частоти:

$$k = -\frac{\delta P}{P_{\text{ном}}} / \frac{\delta f}{f_{\text{ном}}} \quad (1.11)$$

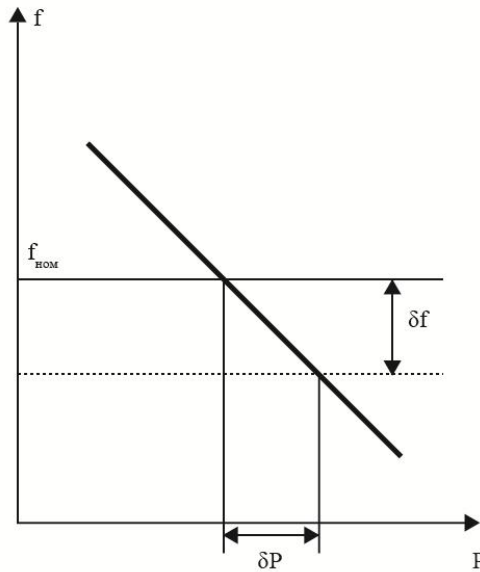


Рисунок 1.6 – Статична характеристика АРШ

Встановлюючи певний нахил (статизм), можна змінювати реакцію різних станцій на зміну частоти. Якщо статизм великий, то станція чутлива до зміни частоти та її потужність змінюється на порівняно велику величину, якщо - маленький, то станція незначним чином змінює свою потужність при зміні частоти системи. Статичні показники забезпечують правильну логіку процесів. Якщо частота знижується, то потужність турбіни збільшується, якщо збільшується, то потужність зменшується.

Регулювання частоти і потужності в енергосистемі має виконувати функцію відновлення балансу потужності та стабілізувати її частоту. В більшості сучасних енергосистем світу задача регулювання частоти підрозділяється на три взаємопов'язані автоматичні і оперативні завдання: первинне, вторинне та третинне регулювання.

Первинне регулювання частоти забезпечує стабільність частоти, тобто утримання відхилень частоти в допустимих межах при порушенні загального балансу потужності в будь-якій частині об'єднання і за будь-якої причини. Первинне регулювання розпочинається протягом декількох секунд як спільна дія

всіх учасників паралельної роботи і здійснюється за допомогою автоматичного регулювання швидкості обертання турбіни.

На рис. 1.7 зображена характеристика нерегульованої турбіни, потужність якої незмінна, - це пряма, паралельна вертикальній осі,  $P_{T1} = \text{const}$ . Статистичні характеристики навантаження по частоті – криві 1, 2, 3, що відповідають навантаженням  $P_{H3} < P_{H1} < P_{H2}$ . При навантаженні  $P_{H1}$  режим визначається перетином характеристики турбіни і характеристики навантаження 1, при цьому частота дорівнює номінальній. При зміні навантаження частота в системі приймає нове, відмінне від номінального значення. Тобто, перетин характеристик турбіни і навантаження  $P_{H2}$  відповідає частоті  $f_2$ , тобто збільшення навантаження від  $P_{H1}$  до  $P_{H2}$  призводить до зменшення частоти від  $f_{\text{ном}}$  до  $f_2$

Якщо турбіна має автоматичний регулятор швидкості, то він змінює відпуск енергоносія (пара/вода) через турбіну в залежності від навантаження. Регулятори швидкості турбін виконують стабілізуючий вплив на частоту в системі і тому називаються первинним регулятором частоти.

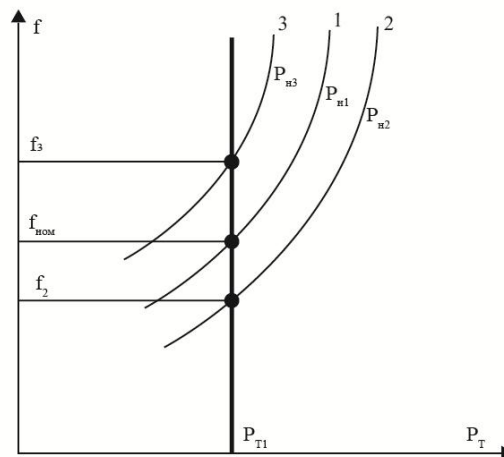


Рисунок 1.7 – Характеристика нерегульованої турбіни

Регулятори швидкості турбіни можуть мати астатичну або статичну характеристику. При зміні електричного навантаження під дією регулятора швидкості або відновиться номінальна частота, або встановлюється деяка нова частота, близька до  $f_{\text{ном}}$ . У випадку, коли після зміни навантаження і закінчення перехідного процесу регулятор відновлює номінальну частоту, регулювання називається астатичним.

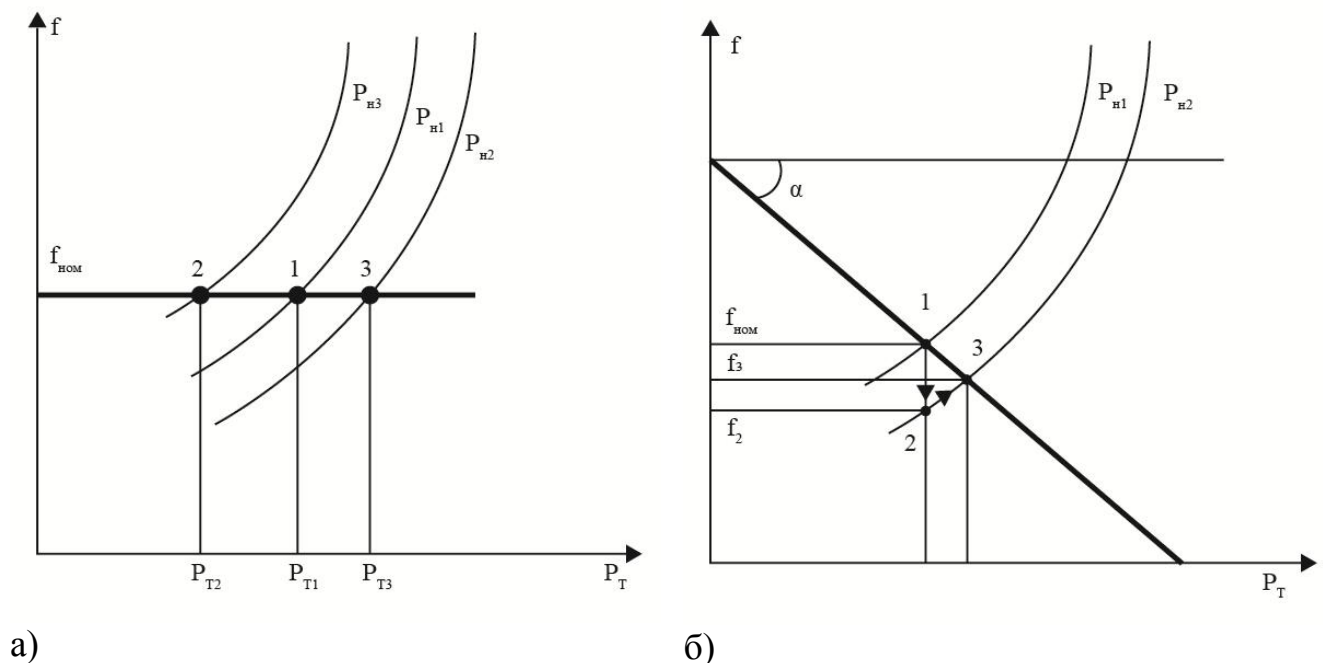


Рисунок 1.8 – Статична (а) та астатична (б) характеристика регульованої турбіни

Якщо при зміні навантаження і закінчені перехідного процесу встановлюється нова, відмінна від номінальної частота, то таке регулювання називається статичним[3].

Реальні регулятори швидкості мають статичну характеристику. Отримати астатичну характеристику реально дуже важко.

Для астатичного регулювання використовуються вторинне регулювання.

Вторинне регулювання частоти забезпечує відновлення номінального рівня частоти та оперативне або автоматичне регулювання планових режимів обміну заданої потужності між енергосистемами з корекцією по частоті (сальдо зовнішніх перетоків). Вторинне регулювання вводиться в дію централізовано в області регулювання протягом декількох десятків секунд, вивільняє первинне регулювання. Здійснюється вторинне регулювання за допомогою зміни потужності енергоблоків, які беруть участь у автоматичному регулюванні частоти в межах заданого вторинного резерву.

Третинне регулювання частоти забезпечує постійну ефективність дії первинного і вторинного регулювання частоти завдяки оперативній корекції режимів роботи ОЕС в порядку надання взаємодопомоги або здійснення оптимізації їх режимів роботи із постійної наявності первинних та вторинних резервів. Третинне регулювання вводиться в дію в області регулювання і вивільняє вторинне регулювання централізованим переплануванням генерації або зовнішніх перетоків чи споживання. Третинне регулювання здійснюється за допомогою швидкого пуску або зупинки агрегатів маневрених гідроелектростанцій (ГЕС) та теплових електростанцій (ТЕС) для оперативного коригування режиму[4].



Рисунок 1.9 – Функціональна схема системи регулювання частоти та потужності в енергосистемі

Функціональна схема системи регулювання частоти та потужності в енергосистемі, яка передбачає сполучення зазначених видів регулювання, показана на рис. 1.9. Заходи з регулювання частоти і потужності здійснюються на різних послідовних етапах, кожний з яких має різні характеристики та якості. Ці заходи є взаємозалежними і передбачають введення одного замість іншого та застосування для цього засобів автоматики.

Співвідношення цих процесів у часі на прикладі виникнення дефіциту активної потужності і зниження частоти умовно показано на рис.1.10.

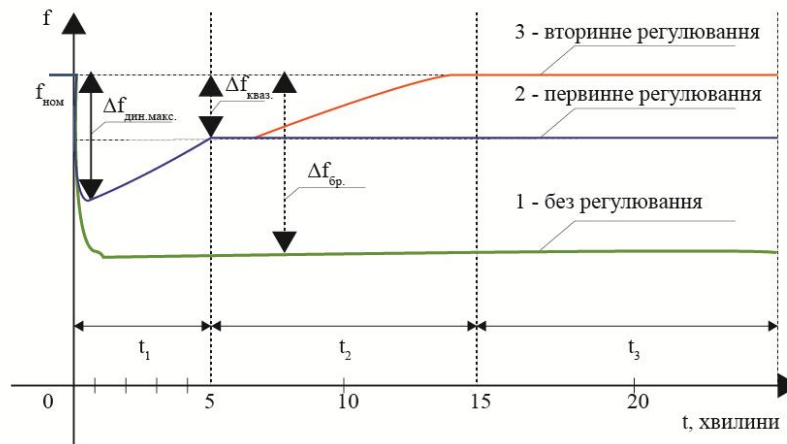


Рисунок 1.10 – Процес регулювання частоти [4]



## **Висновок до розділу 1**

Аналізуючи літературу та нормативні документи, можна прийти до висновку, що ОЕС повинна беззаперечно дотримуватися графіку генерування та навантаження задля того, аби роботи зберігала свою надійність. В силу своєї природи, процес накопичення електроенергії, на сьогоднішній день, є дороговартісним та важкодоступним, тому актуальним є питання маневрених потужностей, за допомогою яких є можливість покриття раптових змін пов'язаних з провалами або, навпаки, зростанням навантаження. Задля таких аспектів розроблено каскад заходів – первинне, вторинне, третинне регулювання, тощо, аби у критичних ситуаціях підтримувати роботу системи, до відновлення її нормального режиму роботи.

## **2. ОСОБЛИВОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ЗІ ЗНАЧНОЮ ПОТУЖНІСТЮ ВІДНОВЛЮВАЛЬНИХ ДЖЕРЕЛ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ**

В останні роки спостерігається стійка тенденція до зміни загальної концепції розвитку енергетики. Мова йде про впровадження нової ідеології – енергетики сталого розвитку [1]. 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) [1, 2]. Серед останніх найбільш розповсюдженими є вітрові електростанції (ВЕС), сумарна потужність яких в світі станом на 2015 рік становила 356 ГВт [3], та сонячна енергетика. Частка сонячної енергії у світовому електроспоживанні нині становить 280 ГВт – близько 2% потужності споживання [3].

Україна не стоїть осторонь цих процесів і досить інтенсивно нарощує об'єми електричної енергії, що виробляється на фотовольтаїчних електричних станціях (ФЕС) (див. рис. 2.1). 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).

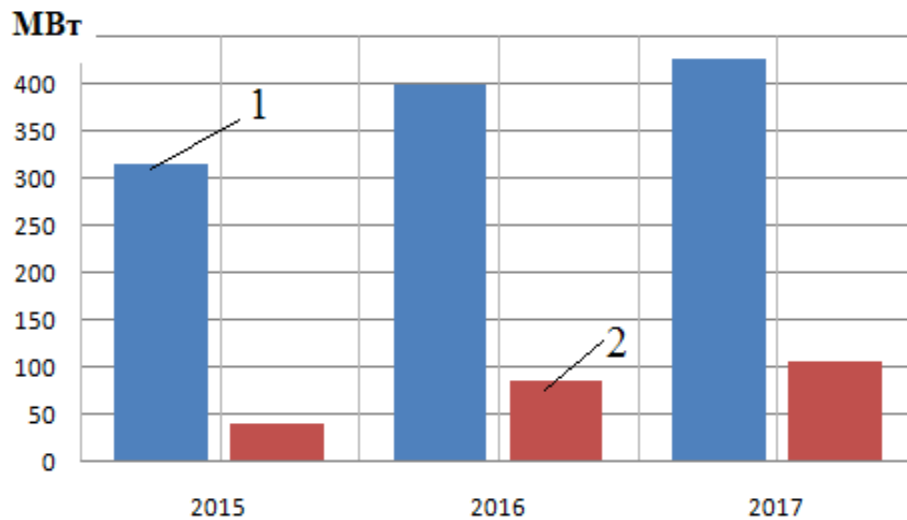


Рисунок 2.1 – Приріст установленної потужності ФЕС за останні роки (МВт): по ОЕС України (1) та ПАТ «Вінницяобленерго» (2)

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.

## 2.1 Умови функціонування електричних мереж з відновлювальними джерелами електроенергії

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 [1].

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 [4].

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:

- 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. Інститутом інженерів електротехніки і електроніки США (IEEE) та Міністерством енергетики США визначення Smart Grid сформульовано як

концепції повністю інтегрованої, саморегульованої і самовідновної електроенергетичної системи, що має мережеву топологію і включає в себе всі генеруючі джерела, магістральні і розподільчі мережі, а також споживачів електричної енергії, об'єднаних двостороннім потоком енергії та інформації, керованих єдиною мережею автоматизованих пристроїв у режимі реального часу.

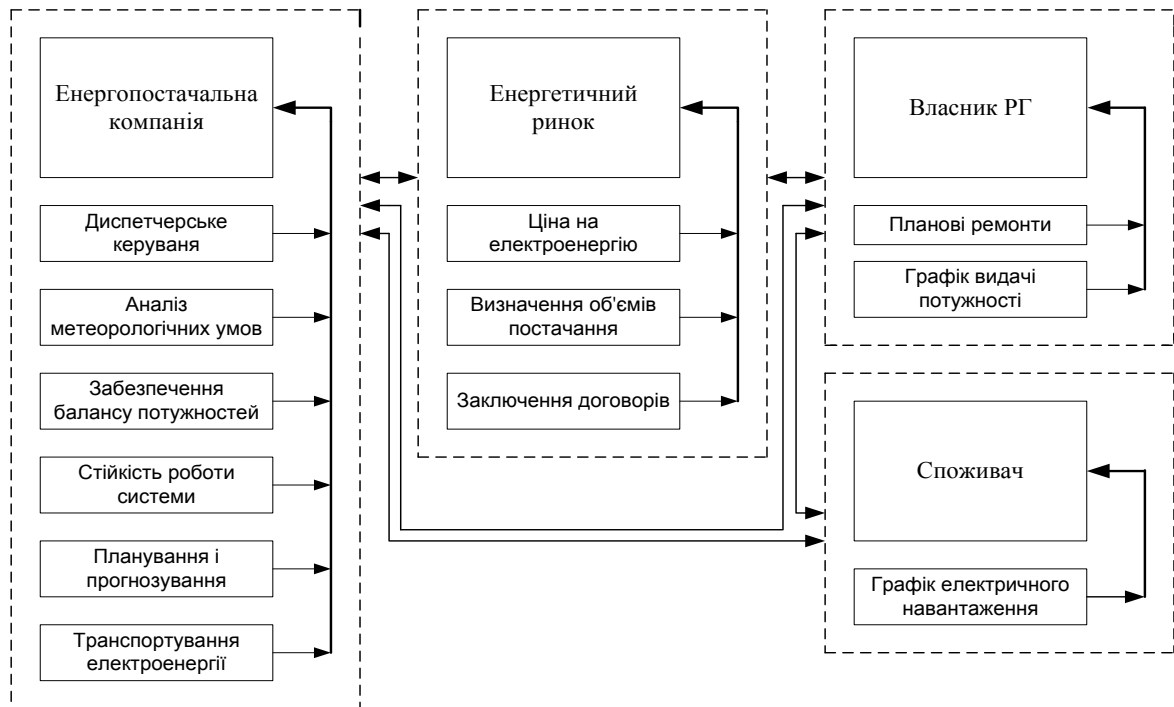


Рисунок 2.2 – Модель зв'язку між учасниками енергоринку на базі концепції Smart Grid

## 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 [5].

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 [6].

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. 2.3).

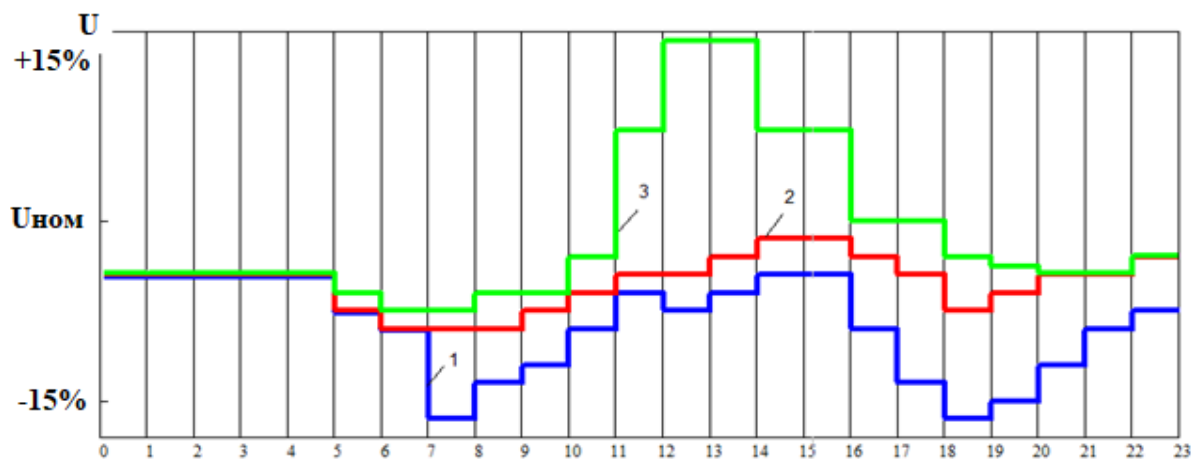


Рисунок 2.3 – Зміна рівнів напруги у вузлі навантаження

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.

## **Висновки по розділу 2**

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

### **3. ВРАХУВАННЯ НЕСТАБІЛЬНОСТІ ГЕНЕРУВАННЯ ВІДНОВЛЮВАЛЬНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ В ЗАДАЧІ ОПТИМІЗАЦІЇ ЇХ ВСТАНОВЛЕНОЇ ПОТУЖНОСТІ**

Нестабільність генерування ФЕС компенсується потужністю, яка поступає в ЛЕС з енергосистеми. Через те умови балансування режиму ЛЕС впливають і на режими ЕЕС. 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 балансної надійності ЛЕС, або визначення ємності накопичувача.

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

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.

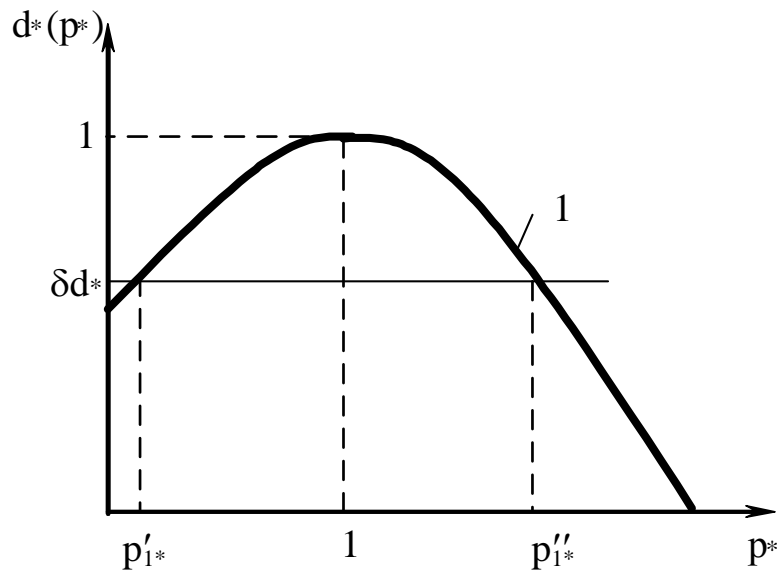


Рисунок 3.1 – Функція якості деякого стану системи

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 (3.1) можна апроксимувати позиномом виду:

$$f(x_*) = \sum_{i=1}^m p_i \prod_{j=1}^n x_{*j}^{\alpha_{ji}} \quad (3.1)$$

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

$\alpha_{ij}$  – коефіцієнт, що відповідає показнику степеня в апроксимуючому поліномі.

$\prod_{j=1}^n x_{*j}^{v_{ij}}$  – 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 (3.1) він визначається за виразом:

$$\Phi_i = \prod_{j=1}^n (k_{*j}^{v_{ij}}), \quad (3.2)$$

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

Показник якості  $k_{*j} = f(k_{\sigma n}^n, k_{U}^{\beta}, k_{\Delta P}^{\gamma})$  є функцією коефіцієнта забезпечення балансової надійності генеруванням ФЕС –  $k_{\sigma n}^n$ , коефіцієнта якості наруги –  $k_{U}^{\beta}$  і коефіцієнта втрат активної потужності –  $k_{\Delta P}^{\gamma}$ , як складової, що має безпосередній вплив на режимну і балансову надійність.

З врахуванням цього (3.1) перепишеться:

$$E = \sum_{i=1}^m p_i \Phi_i = \sum_{i=1}^m p_i \prod_{j=1}^n \left( k_{яj}^{v_{ij}} \right). \quad (3.4)$$

Показник якості функціонування ЛЕС, визначений за (3.4), 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 (3.4), 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.

## 3.2 Оцінювання якості функціонування ЛЕС

### 3.2.1 Аналіз існуючих показників оцінювання балансової надійності електричних мереж

Серед існуючих показників балансової надійності (ПБН) [7–9], 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.):

$$LOLP = \sum_{i=1}^T Q_i \sum_{k=1}^N p_{ik} (\Delta P_{ik}), \quad (3.5)$$

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

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

$\Delta P_{ik} = P_{Гik} - P_{Нik} < 0$  – 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):

$$LOLE = \sum_{i=1}^T Q_i P_{i\text{дiб}} \sum_{k=1}^N p_{ik} (\Delta P_{ik}) \text{ або } LOLH = \sum_{i=1}^T Q_i P_{i\text{год}} \sum_{k=1}^N p_{ik} (\Delta P_{ik}), \quad (3.6)$$

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 пропускнуої спроможності ліній електропередач між ними. В роботі [9] 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:

$$J_{D_j} = \frac{\partial M[\Delta W]}{\partial R_j} = \sum_{u=1}^U Q_u \sum_{z=1}^Z Q_z \sum_{k=1}^K Q_k m_j^{u,z,k}, \quad (3.7)$$

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.

### **Висновки до розділу 3**

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.



#### **4. ОПТИМІЗАЦІЯ ВПЛИВУ ГЕНЕРУВАННЯ ФОТОВОЛЬТАЇЧНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ НА БАЛАНСОВУ НАДІЙНІСТЬ ЛОКАЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМ**

На основі запропонованих в другому розділі методів можна здійснити оцінювання впливу генерування ФЕС на балансову надійність локальних електричних систем. Для підтвердження адекватності методів та працездатності алгоритмів в даному розділі проведено ряд практичних розрахунків.

Оскільки в роботі вирішуються практичні завдання, розрахунки проводяться на реальних схемах локальних електричних систем. У Ямпільських районних електричних мережах Вінницької області сумарна потужність ВДЕ складає більше 30% від потужності навантаження, з них 95% від генерованої електроенергії припадає на фотовольтаїчні електростанції. По окремих лініях електропередачі встановлена потужність ФЕС співрозмірна з потужністю навантаження або навіть більша. Оскільки генерування ФЕС змінюється протягом дня, то можливі випадки, коли декілька годин на добу генерування ФЕС переважає локальне електроспоживання. Це пояснюється ще й тим, що часто в години піку генерування сонячних електростанцій в загальному графіку навантаження йде спад. З урахуванням того, що сонячні електростанції підключаються поблизу споживачів, це значно збільшує нерівномірність сумарного добового графіка електричних навантажень.

Тому виникає декілька основних задач, які потрібно вирішувати як на етапі проектування – вибір оптимальної потужності ФЕС, з урахуванням потужності локального електроспоживання, так і експлуатаційна – узгодження графіків генерування ФЕС та навантаження ЛЕС. Окремою задачею оптимізації функціонування фотовольтаїчних електростанцій в локальних електричних системах є визначення ємності накопичувача електроенергії для дотримання заявленого графіка генерування ФЕС на наступний день.

Зрозуміло що ФЕС, в силу залежності від зміни погодних умов, не можуть забезпечувати відповідний рівень балансу між попитом та генеруванням

електроенергії. Виходячи з цього, необхідно прорахувати яку потужність резерву повинна мати енергосистема для підтримання балансової надійності ЛЕС.

#### 4.1 Оцінювання впливу генерування ФЕС на режимні параметри роботи ЛЕС

Аналіз графіків навантаження ЛЕС (рис.4.1 а) та генерування ФЕС (рис.4.1 б) дає змогу оцінити вплив генерування сонячної електростанції на режимні параметри роботи ЛЕС.

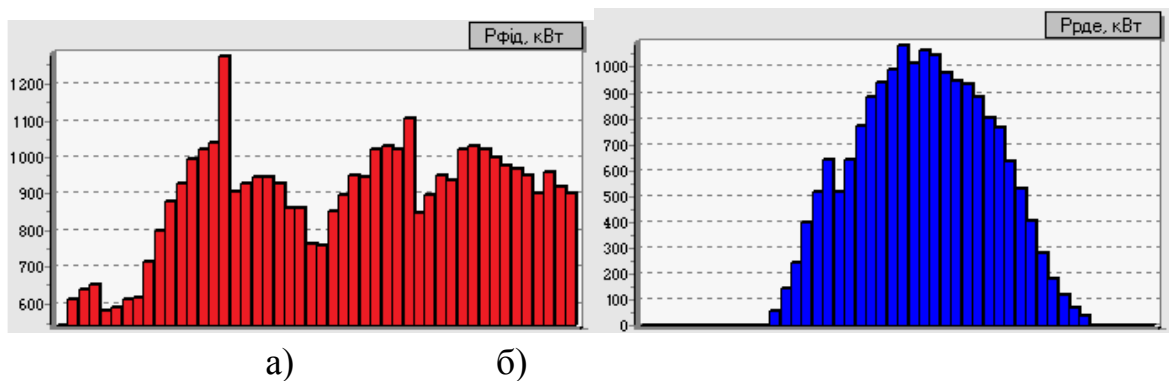


Рисунок 4.1 – Графіки електричних навантажень Ф-15 (а), б) – генерування Гальжбіївської ФЕС

З графіків видно (рис.4.1), що пік генерування ФЕС припадає на денний провал у графіку навантаження. У разі неузгодженого з локальним електроспоживанням генерування ФЕС негативно впливає на режимні параметри роботи ЛЕС, оскільки в години максимуму генерування має місце певна надлишковість потужності. Це, в свою чергу, збільшує втрати активної потужності в мережі та погіршує якість електроенергії.

#### 4.2 Визначення оптимальної потужності резерву локальної електричної системи з урахуванням генерування ФЕС

Оскільки фотовольтаїчні станції мають нестабільний графік генерування, то необхідно визначити потужність, яку для підвищення балансової надійності ЛЕС

має забезпечувати джерело резерву. Така задача є техніко-економічною, тому цільову функцію сформовано наступним чином (3.23):

$$B_{\Sigma} = B(P_p) + B(P_{ПС}) + B(\Delta W) \rightarrow \min ,$$

де  $B(P_p) = \epsilon_{P_p}^{num} \cdot P_p$  – витрати на резерв генерувальної потужності  $P_p$

визначаються відповідно до нормативного документу;

$\epsilon_{P_p}^{num}$  – питомі витрати на створення резерву для компенсації нестабільності генерування ВДЕ, тис.грн/кВт;

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

$\epsilon_{ПС}^{num}$  – питомі витрати на підтримання запасу по ПСЛЕП. В нормативному документі [15] зазначено, що в разі наявності запасу пропускної спроможності ЛЕП плата за неї не нараховується;

$B(\Delta W) = \epsilon_0 \cdot M[\Delta W]$  – витрати на компенсацію споживачам за недовідпущену електроенергію,  $\epsilon_0$  – питома вартість кВт год недовідпущеної електроенергії. Згідно [16] в разі недовідпуску електроенергії, енергопостачальна компанія зобов'язана відшкодувати подвійну її вартість. Для споживачів, електроспоживання яких більше 100 кВт год в місяць, по ПАТ «Вінницяобленерго» становить  $\epsilon_0 = 2 \cdot 1.68$  грн/кВт·год;

$M[\Delta W]_t$  – математичне очікування недовідпуску електроенергії в ЛЕС, що зумовлене наявністю нестабільного генерування ФЕС, яке оцінюється погодинно на протязі доби.  $M[\Delta W]_t = T_{p_i} P_{n_i} k_{нестаб_i}$ .

Оскільки мова йде про математичне очікування недовідпуску електричної енергії, то доцільно скористатися коефіцієнтом нестабільності, який визначається за (3.24).

На сьогодні, для того, щоб обґрунтувати витрати на підвищення балансової надійності ЛЕС з використанням резервного джерела електроенергії, недостатньо нормативної бази. Для попередньої оцінки витрат на резервування ЛЕС частково

можна використати нормативні документи, які не мають прямого відношення до цієї задачі.

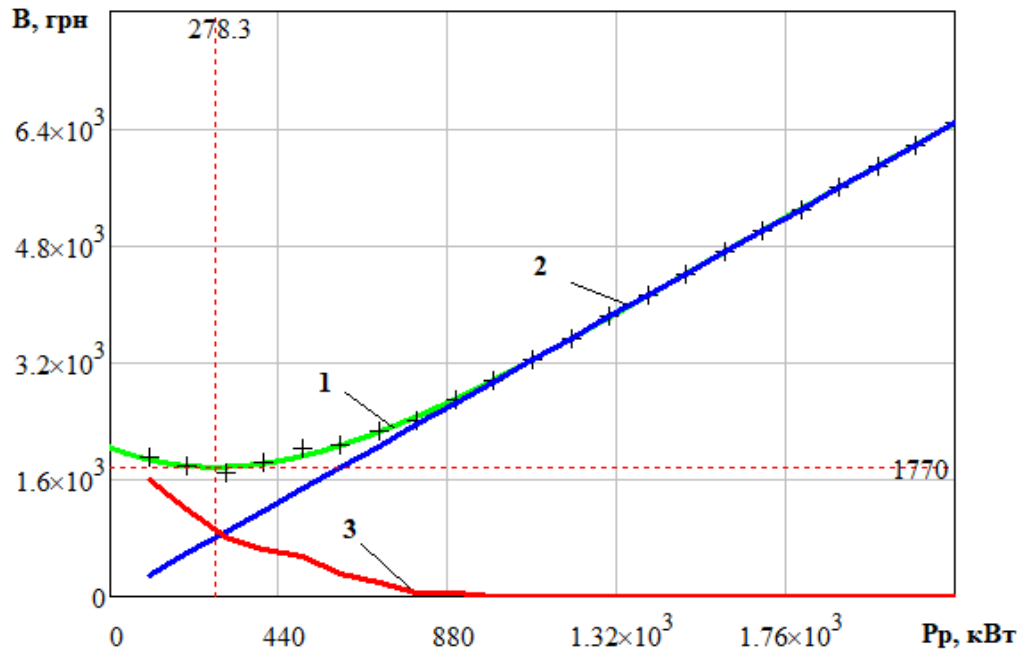


Рисунок 4.2 – Визначення оптимальної потужності резерву:

1—апроксимована залежність сумарних витрати на резерв, 2 – витрати на підтримання потужності резерву, 3 – залежність витрат енергопостачальної компанії за недовідпущену електроенергію

В досліджуваній ЛЕС потужність генерування ФЕС в години піку генерування є надлишковою, тому цю електроенергію можна акумулювати.

Але, оскільки вартість накопичувачів електроенергії досить висока, то варто розглянути варіант з узгодженням графіків генерування ФЕС та локального електроспоживання.

Результати розрахунків щодо визначення потужності резервів для доби наведено в таблиці 4.4.

Враховуючи потужність резерву, коефіцієнт якості функціонування електричної мережі порівняно з початковим зростає до  $k_{я\_вст\_ВДЕ\ з\ резервом} = 0.837$ . Враховуючи потужність резерву для узгоджених графіків генерування та навантаження, коефіцієнт якості функціонування електричної мережі буде рівним

$k_{\text{я\_узг.з резервом}} = 0.989$  . Покращення якості функціонування ЛЕС дозволяє збільшити прибуток енергопостачальної компанії за рахунок підтримання відповідної якості електричної енергії та підвищити імовірність забезпечення нормативних втрат потужності в електричній мережі.

Розглянуті декілька можливих варіантів балансової надійності локальної генерування Гальжбієвської ФЕС. Вона не є оптимальною, оскільки призводить до додаткових втрат потужності. Виходячи з цього, потрібно визначити оптимальну потужність генерування ФЕС та оцінити її вплив на якість функціонування ЛЕСелектричної системи. Вихідними даними є встановлена потужність

Таблиця 4.4 – Результати розрахунків потужностей резерву протягом доби літнього періоду

Час доби	Мат.очікування генерування ФЕС,кВт	Мат.очікування навантаження ЛЕС,кВт	Потужність резерву, кВт
06:00 - 06:30	58.51	996.4	935.6
06:30 - 07:00	141.9	1020.8	975.2
07:00 - 07:30	244.54	1039.4	956.2
07:30 - 08:00	396.32	1277.5	1088.4
08:00 - 08:30	514.93	905.8	750.2
08:30 - 09:00	639.92	928.1	710.5
09:00 - 09:30	775.82	947.8	680.3
09:30 - 10:00	886.36	947.8	600.2
10:00 - 10:30	941.5	927.8	511.2
10:30 - 11:00	989.43	861.1	408.3
11:00 - 11:30	1084.3	860.2	308.1
11:30 - 12:00	1017.71	761.9	290.2
12:00 - 12:30	1066.8	759.1	285.6
12:30 - 13:00	1249.29	851.5	278.3
13:00 - 13:30	974.33	896.5	395.9
13:30 - 14:00	1008.41	952	462.7
14:00 - 14:30	933.84	945.1	501.8
14:30 - 15:00	884.27	1021.9	602.4
15:00 - 15:30	918.5	1030.6	649.2
15:30 - 16:00	769.97	1021.8	742.7
16:00 - 16:30	634.22	1107.2	855.6
16:30 - 17:00	531.74	846.4	685.3
17:00 - 17:30	402.02	896.5	750.6
17:30 - 18:00	279.21	952	840.8
18:00 - 18:30	179.52	938.1	766.2
18:30 - 19:00	117.3	1024.6	916.1
19:00 - 19:30	69.09	1033.3	973.9
19:30 - 20:00	39.16	1024.6	995.3

## 4.3 Засоби покращання балансової надійності локальної електричної системи

### 4.3.1 Визначення оптимальної потужності генерування ФЕС

За заданих схеми електричної мережі, складу і потужності навантаження може змінюватися потужність ФЕС в ЛЕС, якими разом з джерелами централізованого живлення забезпечується необхідний рівень балансової надійності в ЛЕС. Це можна показати на прикладі ЛЕС з Гальжбіївською ФЕС.

Встановлена потужність Гальжбіївської ФЕС забезпечує не достатньо високу імовірність забезпечення нормативу по втратах активної потужності в мережі  $k_{\Delta P} = 0.231$  в.о, тому потрібно визначити оптимальну потужність генерування ФЕС. За запропонованим в п. 3.1.4 алгоритмом визначено потужність Гальжбіївської ФЕС, що дозволить підвищити якість функціонування локальної електричної системи. Результат залежності якості функціонування ЛЕС в різних станах в залежності від встановленої потужності генерування ФЕС наведено на рисунку 4.3.

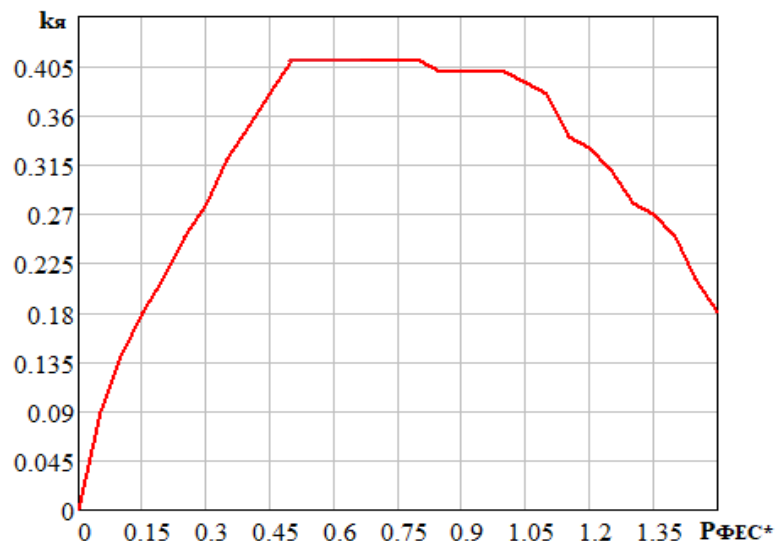


Рисунок 4.3 – Визначення оптимальної встановленої потужності Гальжбіївської ФЕС для фідера Ф-15 Ямпільських РЕМ.

Значення потужності генерування ФЕС представлено у відносних одиницях від фактично встановленої потужності  $P_{\text{вст.ФЕС}} = 1.431$  МВт. Результати розрахунку показують, що для забезпечення якісного електропостачання оптимальною була б потужність генерування ФЕС на рівні 80% від встановленої. А саме, рекомендована потужність ФЕС має становити 1.14 МВт. Показник якості функціонування для оптимальної потужності генерування ФЕС, буде становити  $k_{\text{я\_опт.ФЕС}} = 0.41$

Зрозуміло, що оптимальна потужність генерування ФЕС покращує рівні напруги у вузлах та підвищує імовірність забезпечення нормативних втрат потужності в ЛЕС. Але оскільки така потужність забезпечити балансову надійність не може, то потрібно визначити потужність резерву при даній потужності. З урахуванням потужності резерву, якість функціонування ЛЕС буде становити  $k_{\text{я\_опт.ФЕС\_рез}} = 0.978$ .

#### 4.3.2 Обґрунтування вибору оптимального засобу підвищення балансової надійності ЛЕС

Отримати переваги від генерування фотовольтаїчних електростанцій можливо за рахунок впровадженню додаткових засобів. В роботі розглянута можливість використання накопичувачів електричної енергії, узгодження графіків генерування ФЕС та локального електроспоживання, визначення оптимальної потужності генерування ФЕС та визначення потужності резерву, що має забезпечувати енергопостачальна компанія.

Всі перелічені вище засоби по різному впливають на якість функціонування ЛЕС. За запропонованим показником якості можна визначити, який із них здатен в більшій мірі підвищити якість електропостачання ЛЕС (рис. 4.4).

Серед розглянутих засобів найвищий коефіцієнт якості функціонування має узгоджений графік генерування ФЕС з електроспоживанням ЛЕС з визначеною потужністю резерву  $k_{\text{я\_узг. з резервом}} = 0.989$ .



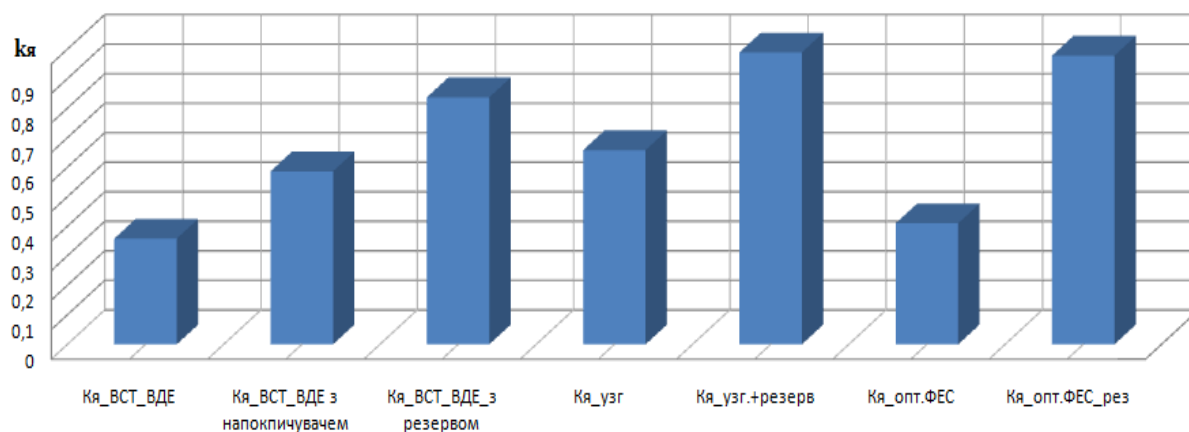


Рисунок 4.4 – Оцінювання якості функціонування при різних засобах її підвищення

При чому для узгодженого з локальним електроспоживанням графіка генерування ФЕС потужність резерву буде найменшою (рис. 4.5).

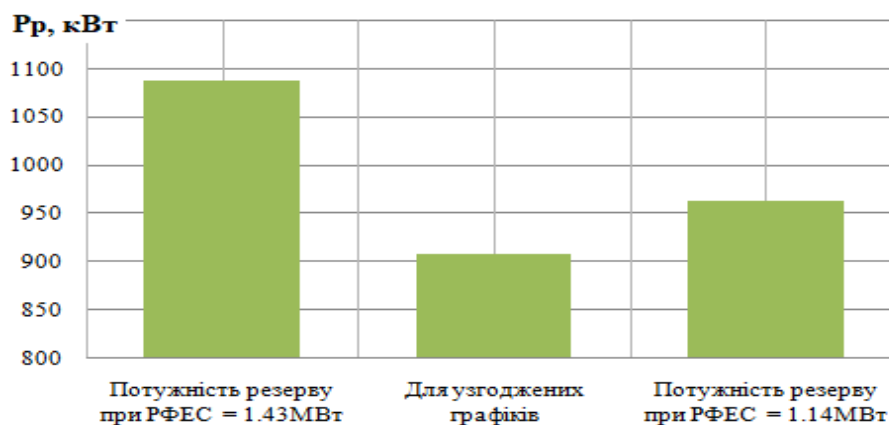


Рисунок 4.5 – Зміна потужності резерву для різних засобів підвищення балансової надійності ЛЕС

#### 4.4 Побудова дерева пошкоджень

При дослідженні енергоефективності роботи джерел енергії з нерівномірним графіком генерування, крім погодних умов, які мають стохастичний характер, важливо також враховувати їх технічних стан. Для цього можна використати метод аналізу дерева відмов (Fault tree analysis – FTA) пов'язаний з ідентифікацією та аналізом умов та факторів, які впливають на виникнення певної головної події (відмови) і на поступове погіршення роботоздатності [1]. FTA був використаний для визначення впливних факторів на роботу синхронних генераторів при розробці онлайн системи діагностування і може бути використаний для діагностики ВДЕ.

#### 4.5. Аналіз технічного стану фотоелектричних станцій

##### 4.5.1. Дерево пошкоджень FTA ФЕС

На функціонування ФЕС, як складної системи впливає ряд факторів, для детального аналізу яких побудовано дерево пошкоджень, яке представлено на рис. 4.5.

Дослідженню діагностування основних елементів фотоелектричних станцій присвячено багато робіт.

Якщо ж дослідження щодо діагностування трансформаторів, роз'єднувачів, ЛЕП, акумуляторів велися роками і відповідно є напрацьована методологічна і законодавча база, то задача діагностування фотоелектричних модулів стала актуальною буквально останнє десятиріччя. Основним і найменш дослідженим елементом ФЕС є фотоелектричний модуль (ФЕМ). Для визначення технічного стану ФЕС з врахуванням аналізу досвіду експлуатації ФЕМ в Україні і Чехії буде розглянуто окремо.

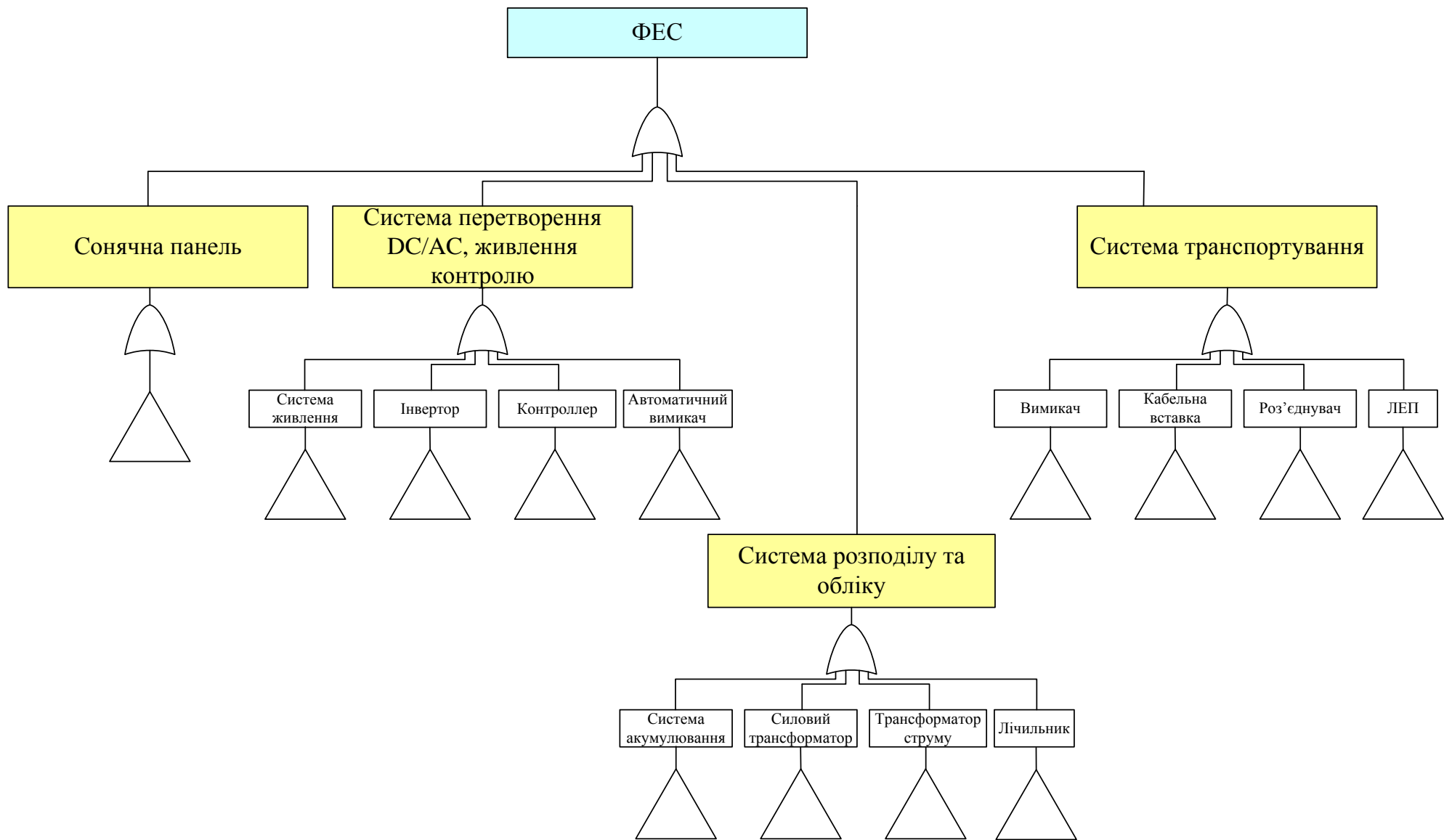


Рис. 4.5. Дерево пошкоджень ФЕС.

#### 4.5.2. Розроблення дерева пошкоджень фотоелектричного модуля

Проаналізувавши рис. 4.5 можна зробити висновок, що фотоелектричний модуль (ФЕМ) є одним із основних елементів фотоелектричної станції. Дослідження проводилось для ФЕС України та для фотоелектричної станції, яка розташована на даху електротехнічного факультету Західно-Чеського університету (Чеська Республіка (ЧР)) . Станція було введена в експлуатацію в 2005 році. Досліджувана станція складається 192 панелей (рис.4.6.). Всі електричні і неелектричні параметри вимірюється з 10-хвилинним інтервалом. Кут нахилу панелей  $45^\circ$ . Тепловізійний контроль кожної панелі здійснювався 1 раз в рік планово.



Рис. 4.6. Зовнішній вигляд досліджуваної ФЕС в ЧР.

Одним з елементів ФЕС є інвертор. Ефективність інверторів, як правило, дуже висока, в основному завдяки їх конструкції, оскільки більшість з них працюють на силовій електроніці. Однак їх ефективність залежить від навантаження, і вони досягають найкращих результатів при максимальній потужності фотоелектричної системи. Багаторічна практика та вимірювання показали, що інвертор залишатиметься у безвідмовному стані приблизно 8 років. З цієї причини бажано частіше перевіряти, ремонтувати або, в крайньому випадку, замінювати інвертори. Заявлений термін служби ФЕС коливається від 15 до 20 років, а інвертор є компонентом з меншим терміном служби. Найпоширеніші

типи несправностей – це несправності запобіжників, несправності мережі, що виникають через неякісність грозозахисту. Важливо правильно вибрати інвертор, щоб уникнути перевантаження. Інвертор можна перевантажувати лише на короткий час.

Якщо фотоелектрична система складається з декількох частин, необхідно використовувати з'єднувальну коробку. Досліджувана фотоелектрична електростанція складається з монокристалічних 192 панелей, типу Isofon I-150 розділених на 8 частин E1-E8, кожна частина містить 24 панелі, які розділені на три вітки по 8 модулів кожна.

У розподільній коробці є клема підключення та запобіжники. Коробка з'єднання PV-масиву повинна бути виконана з класом захисту II і мати чітко розділені позитивні та негативні сторони всередині корпусу. Якщо з'єднувальна коробка розташована на відкритому повітрі, вона повинна бути захищена захистом IP 54 та стійкістю до УФ. Запобіжники відгалуження захищають лінію від перевантаження в разі несправності. Він повинен бути придатним як для роботи на постійного струму, так і для роботи зі змінним навантаженням. Розподільний щит розташований в тому ж приміщенні, що і інвертори. Розподільний щит містить електричні прилади, що використовуються для захисту, вимірювання, контролю електроустановок та лічильників електроенергії. Інші кабельні з'єднання з пристроями, будь то вторинні шафи або, наприклад, розетки, також містяться або в розподільному щитку або з'єднані з ним. Вони виготовлені з пластику або листової сталі. Дана розподільні шафа виготовлена зі ступенем захисту IP20, (але у випадку зовнішнього використання або вологих приміщень потрібно обирати зі ступенем захисту IP67). Розподільний щит використаний для підключення обладнання до локальної мережі. Кабелі від фотоелектричної системи вводяться в розподільну коробку. Електричне підключення, здійснене через розподільну коробку, відповідає всім технічним умовам, умовам підключення до мережі та чинним стандартам.

Електричні з'єднувальні кабелі між окремими сонячними модулями та кабелями до з'єднувальної коробки або до інвертора прокладені таким чином,

щоб запобігають можливим взаємним коротким замиканням і короткому замиканню на землю. Кабелі розташовані не на поверхні даху, а в спеціальній екранованій конструкції. Використано зовнішні кабелі з високою стійкістю до температури та ультрафіолетового випромінювання. Станція спроектована таким чином, щоб максимально зменшити довжину ліній. Лінія підключення змінного струму з'єднує інвертор та мережі НН через лічильник електроенергії та захисні пристрої. У досліджуваній системі Си-кабелі типу СУКУ використовуються для високострумівих з'єднань, а FTP-кабелі типу 4x2x0,5 - для слабкострумівих та передачі даних. Зовнішні кабелі прокладені на металевій кріпильній конструкції фотоелектричних панелей і розміщуються в кабельних лотках типу MARS. В будівлі кабелі прокладені в підвісних стелях, під штукатуркою та в ПВХ-смугах. Але все одно з часом спостерігається пошкодження кабелів.

ФЕС оснащена вимірювальним приладами, які дають змогу отримувати дані в процесі реального часу: основні метеорологічні фактори; глобальне сонячне опромінення; температуру ФЕМ; постійну, змінну напругу та струм; вихідну потужність (P, Q, S); коефіцієнт потужності; фазовий дисбаланс; спотворення гармонік (U, I) . Під час вимірювання всі дані автоматично експортуються у файли в єдиному форматі, який можна обробити для поточного відображення на пристроях внутрішньої мережі університету.

Перший вихідний інтерфейс використовується для підключення до комп'ютера. Другий вихідний інтерфейс підключений безпосередньо до блоку відображення, в якому вимірювана енергія множиться на кількість частин з ФЕМ (8x) і використовується для відображення величин – миттєвої потужності, енергії, що подається на добу, зменшення викидів CO<sub>2</sub>. Враховуючи досвід експлуатації досліджуваних ФЕС в Україні та Чехії побудовано дерево пошкоджень для ФЕМ (рис. 4.7) .

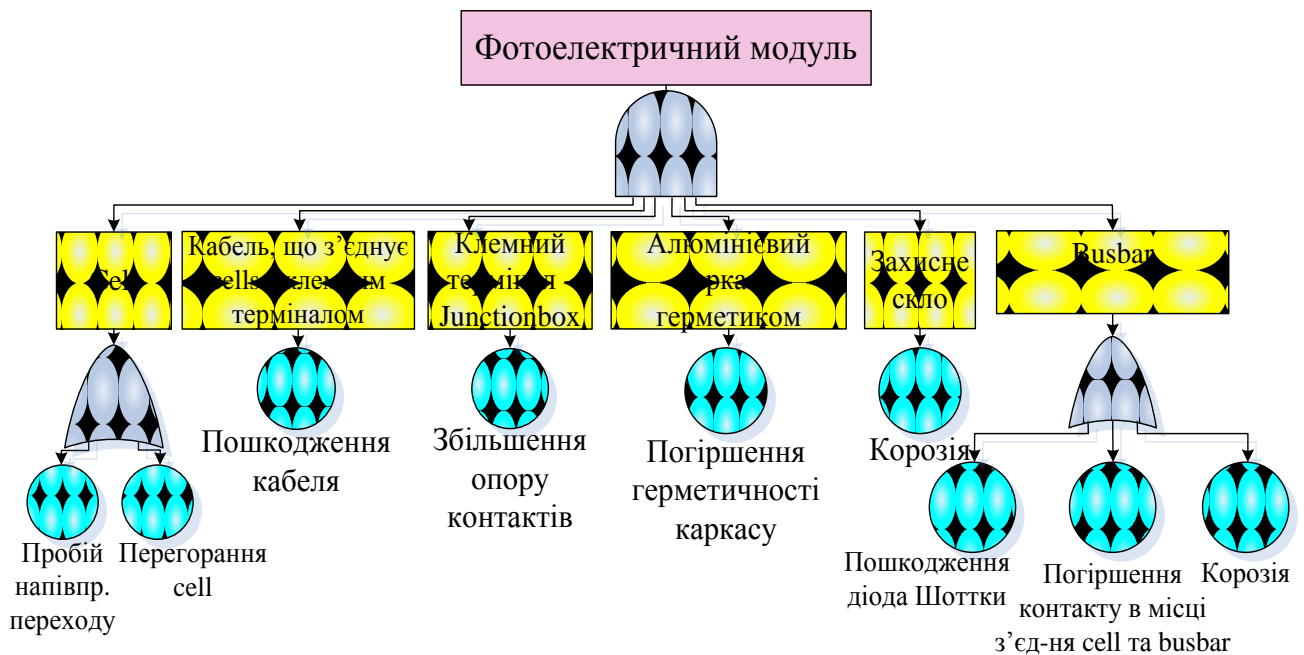


Рис. 4.7. Дерево пошкоджень для фотоелектричного модуля.

#### 4.2.3. Приклад аналізу пошкоджуваності ФЕМ

Протягом 15 річної експлуатації ФЕС періодично тестували за допомогою термокамери Flir Tk 355 та аналізатора вольт-амперних характеристик HT Solar IV-400. Вимірювання, проведені між 2004 і 2018 роками, не виявили жодних суттєвих аномалій, а первинна візуальна перевірка PV-масиву виявила початок деградаційних процесів.

У табл. 4.1 коротко наведено щорічний прогрес деградації станції та річне виробництво електроенергії. За досліджуваний період спостерігались наступні пошкодження: несправності інвертора вказують лише на пошкодження запобіжників та несерйозні проблеми. 2 панелі несправні з 2013 року і обидві мають одну дефектну комірку. Несправності в категорії «Інші» означають, як правило, проблеми з вимірювальною системою, за винятком однієї проблеми із захистом від блискавки в 2004 році.

Таблиця 4.1 Пошкодження ФЕС протягом року.

Рік	ФЕМ	Інвертори	Кабелі	Конструкція	Інші	Генерування елек-троенергії, %
2004	0	0	0	0	5	100
2005	0	0	0	0	0	101
2006	0	0	0	0	0	101
2007	0	0	0	0	1	102
2008	0	1	0	0	0	103
2009	0	0	0	0	0	101
2010	0	0	0	0	0	103
2011	0	0	0	0	0	102
2012	0	0	0	0	0	101
2013	2	0	0	0	1	104
2014	2	0	0	1	0	100
2015	2	0	0	0	0	99
2016	2	0	0	0	2	99
2017	2	0	0	0	1	100
2018	2	0	0	0	1	99

У табл. 4.2 представлені пошкодження, виявлені влітку 2019/2020 років ФЕМ. Цифри означають кількість пошкоджених панелей, а не кількість конкретних дефектів. Основною причиною пошкодження ФЕМ є деградація cells, тому загальна кількість дефектних панелей становить 116.

Масова деградація окремих панелей була виявлена щорічними вимірюваннями 2019/2020. Усі випадки зведені в табл.4.2.



Таблиця 4.2 Пошкодження ФЕМ

Вид пошкодження	Кількість		Причина
	-	%	
повітряне забруднення	128	39,7	пиловий шар і сліди деградація
деградація cells	117	27,2	зміна кольору
hotspot (гарячі точки)	37	8,5	локальне перегрівання
мікротріщини	36	8,4	пошкодження
дефект металу	34	8,1	пошкодження провідників
дефект шини (bus)	19	4,4	корозія пайки
«сліди равликів»	18	4,1	деградація матеріалу
низька прозорість	15	3,7	Пошкодження скла, (ethylene-vinyl acetate – EVA degradation) розпад етилен-вінілацетату
пожовтіння	9	2,1	EVA деградація
локальні забруднення	8	1,9	екскременти птахів
пошкодження з'єднувальної коробки	5	1,2	корозія і деградація cells
пошкодження з'єднань	3	0,9	перегрівання, корозія
волога в панелях	1	0,4	розшарування
пошкодження скла та захисної плівки	1	0,4	механічний вплив

З 2004 року щороку аналізуються всі 192 панелі [ Thermocamera Flir Tk 355 використовується для первинної перевірки ФЕМ. ФЕМ з «підозрілим» технічним станом перевіряються більш детально. Виявлено 2 дефектні панелі. Під час послідовних випробувань до 2018 року не було виявлено прогресуючої деградації. Зразок термограми першої дефективної панелі (№ 84) за 2013 рік продемонстровано на рис. 4.6. Дефектна ФЕМ розташована в стрінгу № 4. Термограми за 2014 - 2018 роки ідентичні.

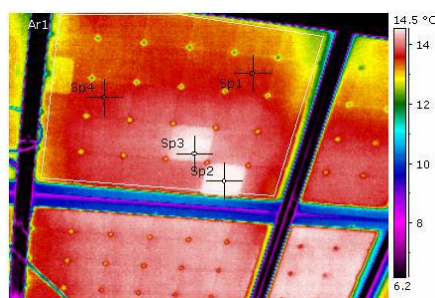


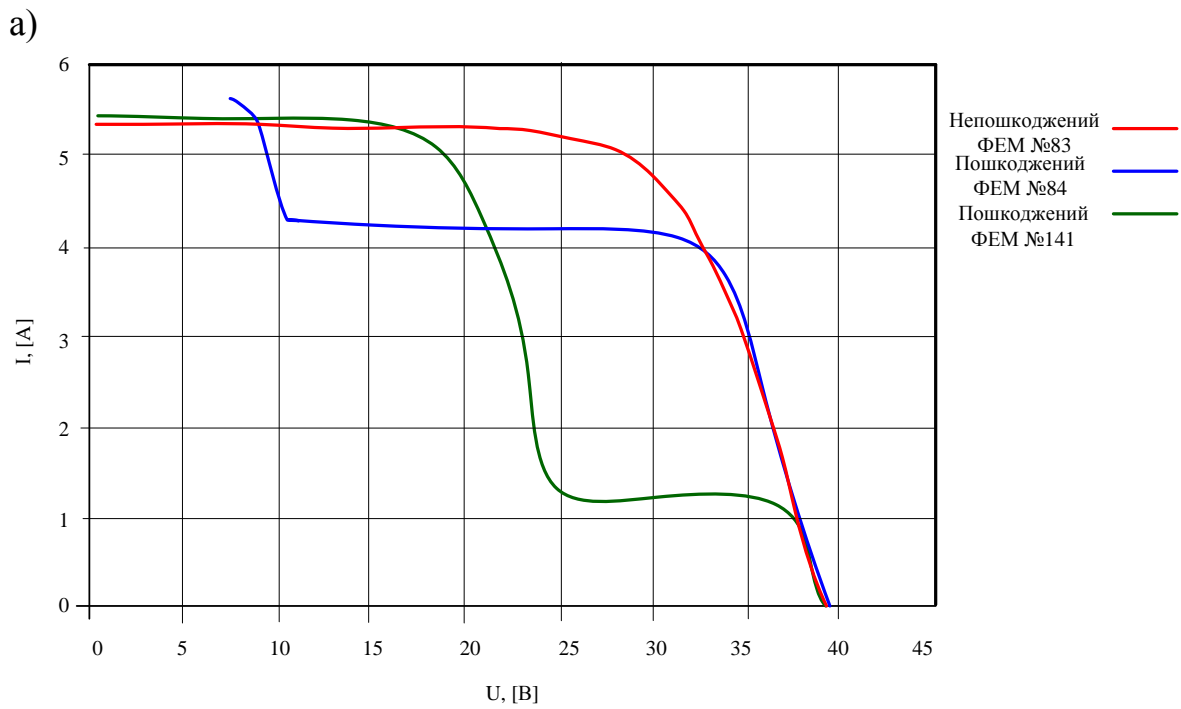
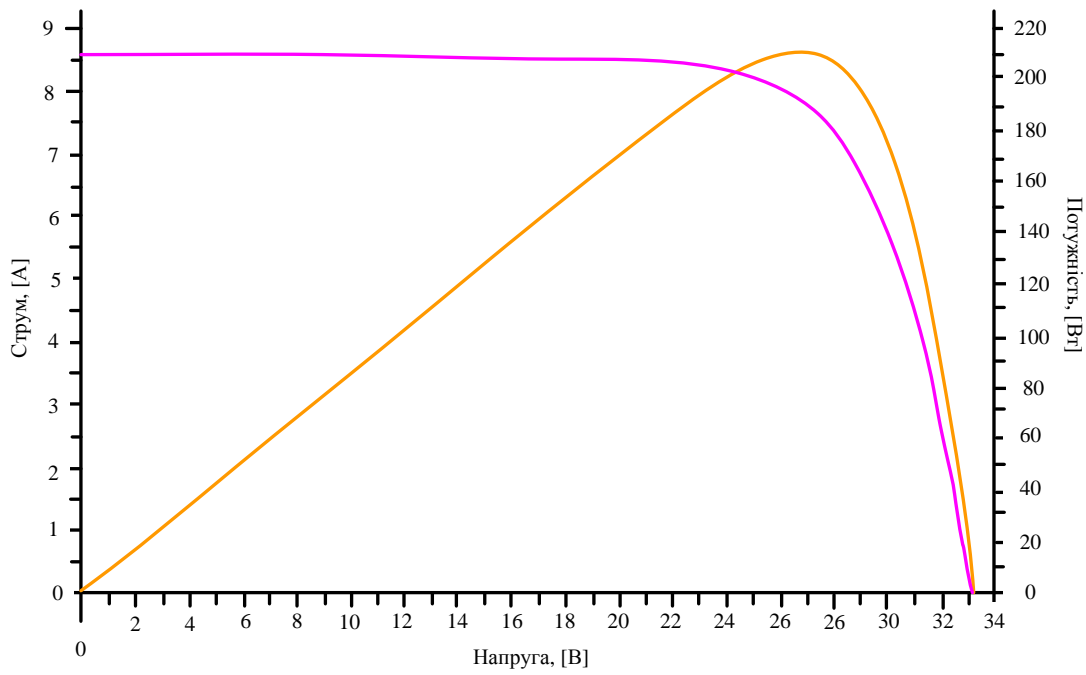
Рис. 4.6. Термограма панелі № 84.

Кожна була від'єднана від стрінгу і виміряні її характеристики індивідуально за допомогою аналізатора характеристик VA Solar IV-400. Вольт-амперна характеристика непошкодженої панелі показана на рис. 4.7 а) (панель № 1, 2013). Обрано приклад з 2013 року, оскільки ці вимірювання виявили перші несправності ФЕМ ФЕС, що досліджувалася. Порівняння вольт-амперних характеристик (ВАХ) непошкодженої та пошкоджених ФЕМ показано на рис. 4.3 б). Результати вимірювань зведені в табл. 4.3.

Таблиця 4.3 Результати вимірювання параметрів непошкодженої ФЕМ № 83 та пошкоджених панелей № 84 та № 141.

№ ФЕМ	$P_m$ , [Вт]	$U_{oc}$ , [В]	$U_m$ , [В]	$I_m$ , [А]	$I_{sc}$ , [А]	$I$ , [Вт·м <sup>-2</sup> ]	$T$ , [°С]	FF, [%]
83	142,98	38,96	29,44	4,86	5,34	731,00	17,4	69
84	132,97	39,10	32,44	4,10	5,61	786,00	19,00	61
141	94,86	39,01	19,15	4,95	5,42	745,00	19,40	45

Пояснення до табл. 4.6:  $P_m$ , [Вт] – максимальна потужність;  $U_{oc}$ , [В] – напруга холостого ходу;  $U_m$ , [В] – напруга при якій ФЕМ генерує максимальну потужність;  $I_m$ , [А] – струм при якому ФЕМ генерує максимальну потужність;  $I_{sc}$ , [А] – струм короткого замикання;  $I$  – сонячне опромінення, [Вт·м<sup>-2</sup>];  $T$ , [°С] – температура навколишнього середовища; Фактор заповнення (FF, %) – показник якості ФЕМ. Він розраховується шляхом порівняння максимальної потужності з теоретичною потужністю, яка виводилася б як при нарузі розімкнутого контуру, так і при струмі короткого замикання. «Коефіцієнт заповнення», більш відомий під абревіатурою «FF», є параметром, який у поєднанні з  $V_{oc}$  та  $I_{sc}$  визначає максимальну потужність сонячної батареї. FF визначається як відношення максимальної потужності сонячної батареї до добутку  $V_{oc}$  та  $I_{sc}$ .



б)

Рисунок 4.7. ВАХ: а) ФЕМ №1; б) ВАХ ФЕМ №83, №84, №141.

Червона крива побудована для непошкодженої панелі (ФЕМ № 83), зелена і синя криві побудовані для пошкоджених панелей (ФЕМ №84 і ФЕМ №141) (рис. 4.7).

#### 4.5.3. Основні дефекти фотоелектричних модулів, які експлуатуються на ФЕС в ЕЕС

Основні виявлені дефекти фотоелектричних модулів, які експлуатуються в електричних мережах енергосистем наведені в додатку Б. До них відносяться: розшарування та деградації cells (темні cells), дефект «Hotspot», пошкодження задньої EVA або пошкодження фронтального скла, мікро-тріщини, «сліди равликів», забруднення та ін. В додатку Б приводяться наслідки пошкодження і деградації ФЕМ.

Дефекти ФЕМ призводять до погіршення стану і зменшення виробленої електроенергії. Не кожна виявлена несправність має однаковий вплив на технічний стан ФЕМ. Якщо вплив одного дефекту в даний час є незначним, то він може призвести до дуже серйозної проблеми в найближчому або більш далекому майбутньому. Приклад незначного впливу дефекту на ефективність роботи ФЕМ показано на рис. 4.8, де порівняно дві ВАХ для непошкодженого та пошкодженого ФЕМ (дефект – «слід равлика», який охоплює приблизно 2 % площі ФЕМ).

Всі інші несправності (hotspot, мікро-тріщини, дефект металізації, тощо) мають більш значний вплив на ВАХ і становлять 29 % випадків на ФЕМ, які досліджувалися. На рис. 4.9 показані ВАХ ФЕМ з виявленими дефектами і ВАХ непошкодженого ФЕМ (крива №1). Криві 2 та 3 демонструють ВАХ ФЕМ з дефектом «гарячі точки» (при дефекту одного cell), тоді як криві 4 і 5 ілюструють ВАХ ФЕМ з тим же дефектом, але з пошкодженими 2 cells, що з'єднані в незалежні стрінги. Криві 6 і 7 – ВАХ ФЕМ з дефектом мікро-тріщини в формі зірки, крива 8 – ВАХ ФЕМ з дефектом лінійна мікро-тріщина. Криві 9 і 10 демонструють ВАХ ФЕМ з дефектом – з'єднання cells в окремих стрінгах.

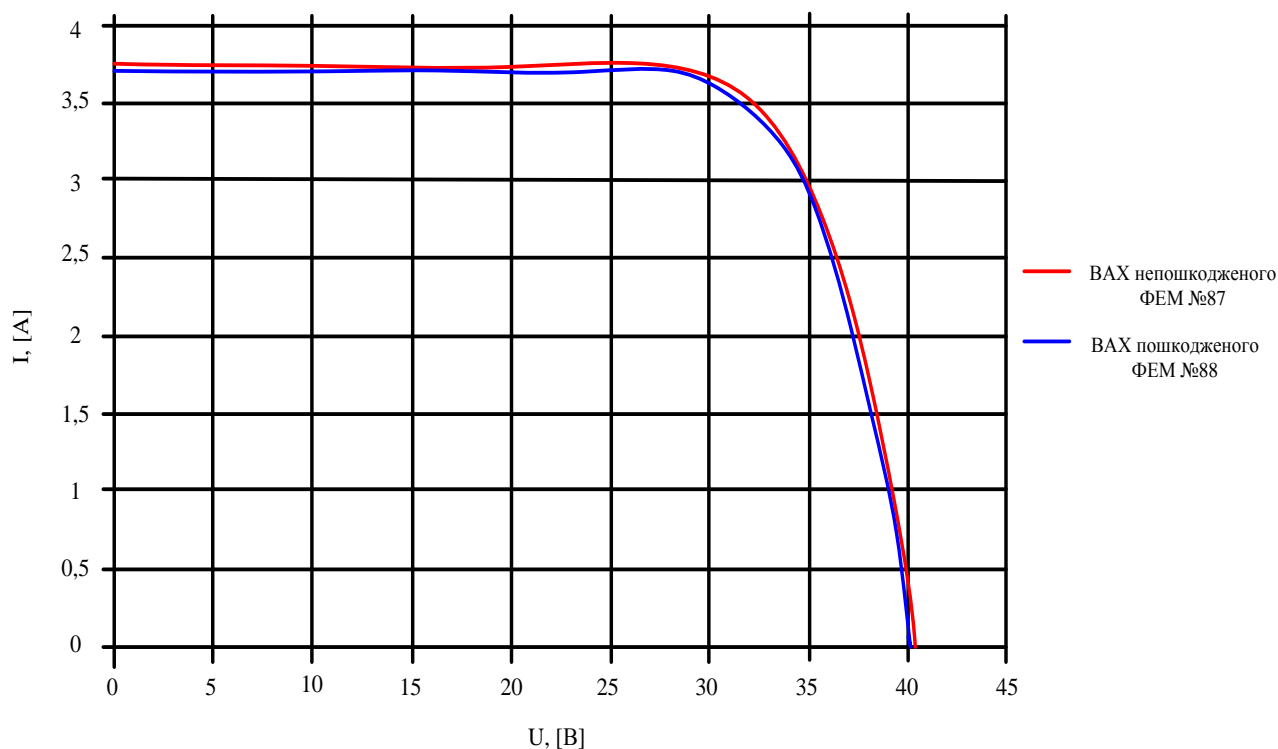


Рисунок 4.8. ВАХ ФЕМ з дефектом «слід равлика» та місцеве забруднення.

В умовах зростання кількості ФЕС виникла необхідність сервісного, оперативного та експлуатаційного їх обслуговування, яке забезпечить безперебійну та ефективну їх роботу. Багато відомих компаній вже надають такі послуги, наприклад ТОВ «ЕНЕРГОІНВЕСТ», ТОВ «РЕНТЕХНО», НЕСС Сервіс, . У зв'язку з відсутністю нормативної документації та досвіду експлуатації ФЕС перед їх власниками і обслуговуючими компаніями виникає задача, які потребують швидкого вирішення. Однією з основних проблем виявилось експлуатація та діагностика фотоелектричних модулів. Згідно стандарту ДСТУ EN 60904-1:2009 рекомендується проводити зняття вольт-амперних характеристик фотоелектричних модулів та корегувати результати вимірювання за температурою й освітленістю згідно ІЕС 60891:2009 [1]. Користуючись даними, отриманими при знятті ВАХ, можна побачити відхилення від нормальної роботи ФЕМ внаслідок деградації, забруднення, затінення або виходу їх з ладу. Враховуючи що в середньому для забезпечення 1 МВт потужності необхідно 3300

– 4400 фотоелектричних модулів, даний метод є дуже трудомістким та нерентабельним.

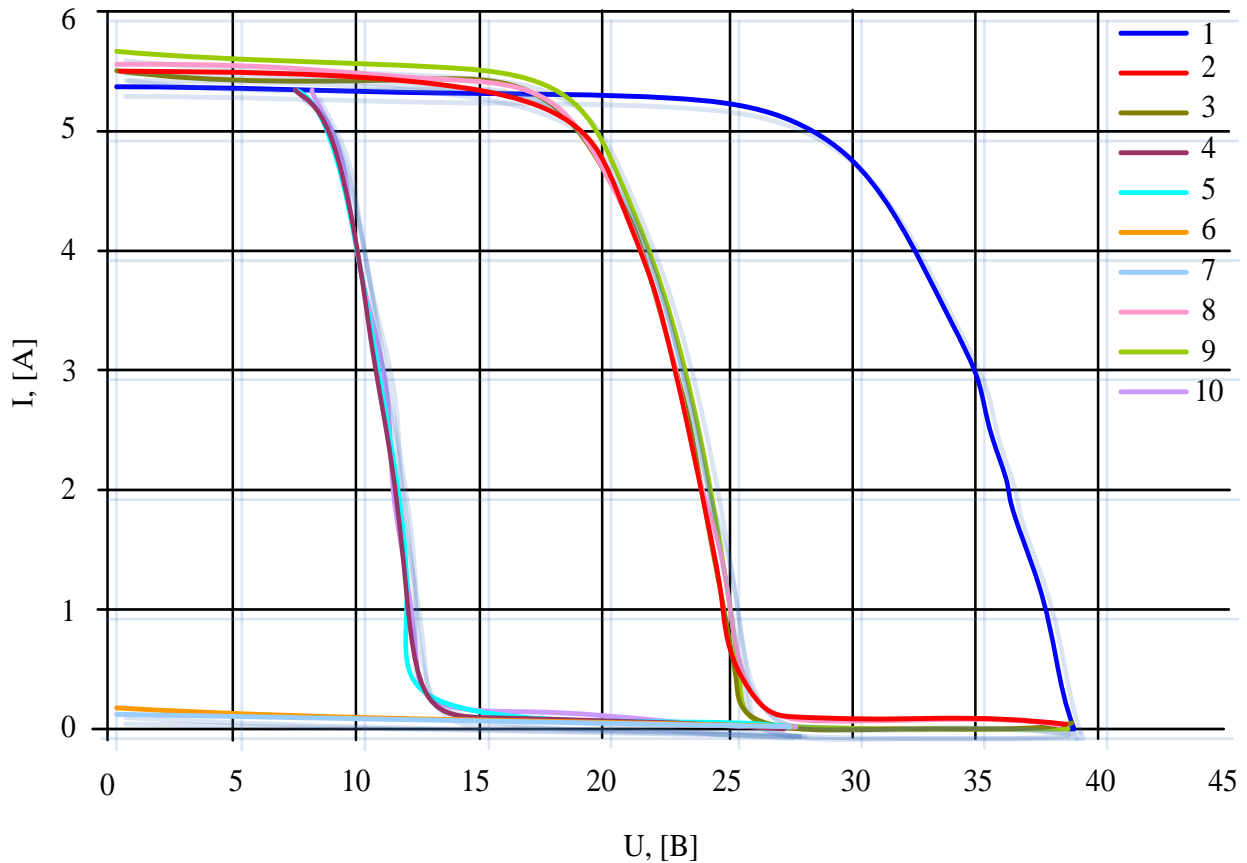


Рисунок 4.9. ВАХ непошкодженого ФЕМ та ВАХ пошкоджених ФЕМ з різними дефектами.

В Україні для з огляду на великі обсяги ФЕС обстеження здійснюється засобами інфрачервоної техніки, а саме камери FLIR MSX, Infrared and Visible на базі квадрокоптера DJI MAVIC Enterprise Dual.

На сьогодні діагностування ФЕС здійснюється за методикою, яка складається з наступних етапів :

1. Політ квадрокоптером з вбудованою тепловізійною камерою над фотоелектричними модулями та візуальний пошук температурних відхилень. При обстеженні фотоелектричних модулів індикаторною тепловізійною камерою на

базі квадрокоптера є можливість ідентифікації температурних відхилень та фіксація місця їх розташування (див. рис. 4.10).



Рисунок 4.10. Визначення пошкоджених ФЕМ за допомогою квадрокоптеру.

2. Обстеження модулів з тильної сторони за допомогою тепловізора для фіксації температурних відхилень та детального аналізу температур, що дозволяє уникнути відблисків (рис. 4.11).



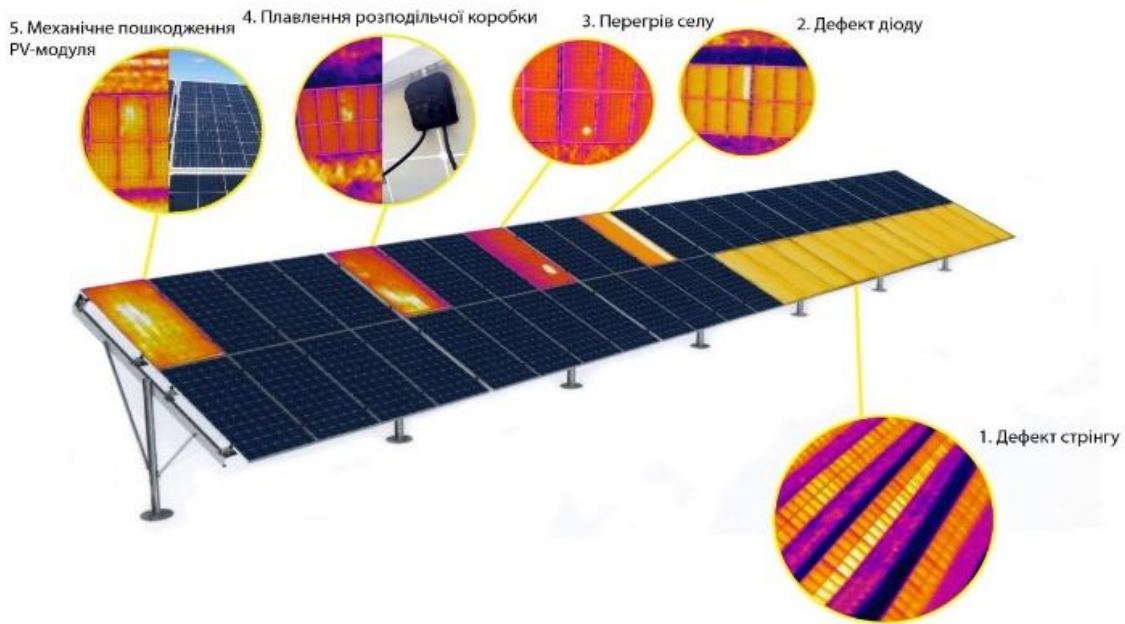


Рисунок 4.11. Тепловізійне обстеження ФЕМ з тильної сторони.

3. Підтвердження дефекту зняттям ВАХ.
4. В ході обстеження фотоелектричних модулів різних виробників постійно ведеться статистика дефектності модулів. Фотоелектричні модулі різних виробників мають різні технології виробництва та особливості будови. Згідно зібраних даних вдалося виявити декілька типів дефектів та класифікувати їх.

Класифікація дефектів ФЕМ :

1. Дефект стрінгу – повністю або частково непрацюючий електричний контур, який складається з послідовно з'єднаних фотоелектричних модулів . Основними причинами виходу стрінгів з ладу може бути пошкодження запобіжників, наявність замикань на землю або пошкодження конекторів, що з'єднують фотоелектричні модулі.
2. Дефект діоду – шунтуючий діод спрацював; втрачається близько 33% від потужності модуля. Основні причини спрацювання шунтуючого діоду: часткове

або повне затінення фотоелектричного модуля; пошкоджені контакти, якими підключаються діоди.

3. Перегрів селу (Hotspot) – відбувається замикання на шині окремої ділянки модуля. При цьому увесь струм та напруга зосереджуються в одній комірці, після чого може відбутись навіть загоряння фотоелектричного модуля. Однією з причин може бути розгерметизація модуля.

4. Плавлення розподільчої коробки – може виникати через неправильне підключення стрінгів або модулів, а також внаслідок дефекту діоду; як правило, спостерігається підвищена температура розподільчих коробок і, як наслідок, їх плавлення.

5. Механічне пошкодження PV-модуля – пошкодження захисного скла, що призводить до розгерметизації модуля. Рекомендується провести заміну таких модулів, щоб уникнути коротких замикань всередині модуля та на стрінгах взагалом.

Аналіз пошкоджуваності ФЕМ свідчить про те, що у різних (за виробником) ФЕМ існують однотипні дефекти. Це такі дефекти, як: пошкодження cell (пробій напівпровідникового переходу, перегорання cell); пошкодження busbar (погіршення контакту в місці з'єднання cell з busbar та корозія провідного матеріалу); пошкодження клемного терміналу – junctionbox; пошкодження алюмінієвого каркасу (корозія алюмінію, вигинання каркасу, пересихання та розтріскування герметика та ущільнень); пошкодження захисного скла (розтріскування, абразивний вплив пилу у повітрі на прозорість скла).

Старіння скла починається практично відразу ж після його виготовлення. Вплив атмосфери активізує цей процес. Випадання «кислих» дощів, вплив на поверхню скла поверхневих газів, що містяться у повітрі, все це приводить до інтенсивного старіння скла, що неминуче призводить до зміну його властивостей, а саме прозорості та міцності.

У дійсності ж волога, що конденсується й тривало втримується на поверхні скла, інтенсифікує процес вилуговування. Він полягає у постійному «вимиванні» іонів металу спочатку з поверхневого шару, що приводить до перерозподілу іонів

у глибинних шарах що, у свою чергу, сприяє більш сильному розчиненню іонів металу. Внаслідок цих процесів відбувається руйнування кремній-кисневих зв'язків, що веде до збільшення пористості поверхні скла й ще більш активної її взаємодії з атмосферою. В остаточному підсумку процес стає незворотним.

В табл. 4.4 зведені основні пошкодження елементів ФЕМ.

Таблиця 4.4 Пошкодження елементів ФЕМ.

Елемент ФЕМ	Вид пошкодження	Результат	Параметр*		Пошкоджуваність, од.; в.о.; %**
cell	пробій напівпровідникового переходу	понад нормоване зменшення опору фотодіода в зворотному напрямку – зменшення опору села	Опір фотодіода, Ом	k <sub>1</sub> , в.о.	101 од.; 0,034 в.о.; 3,36%
	перегорання селу	обрив з'єднувальних провідників (плоскої шини busbar), які з'єднують cell в ФЕМ	Опір проводів, Ом		
busbar	погіршення контакту в місці з'єднання cell та busbar	зростання температури в місці контакту та зменшення струму	Температура, °C Струм, А	k <sub>2</sub> , в.о.	43 од.; 0,014 в.о.; 1,43%
	корозія	зменшення струму, нагрівання busbar	Струм, А		
	пошкодження діода Шоттки (пробій)	нагрів	Температура, °C Струм, А		
клемний термінал junctionbox	збільшення опору контактів	нагрів	Температура, °C Струм, А	k <sub>3</sub> , в.о.	2504 од.; 0,833 в.о.; 83,3%
алюмінієвий каркас герметиком	погіршення герметичності каркасу	нагрів, волога в середині ФЕМ	Температура, °C Струм, А	k <sub>4</sub> , в.о.	54 од.; 0,018 в.о.; 1,8%
захисне скло	погіршення герметичності каркасу	нагрів, волога в середині ФЕМ	Температура, °C Струм, А	k <sub>5</sub> , в.о.	80 од.; 0,027 в.о.; 2,66%
кабель, що з'єднує cells з клемним терміналом	пошкодження кабелю	ізоляція та опір коннектора	Опір ізоляції, МОм Температура, °C	k <sub>6</sub> , в.о.	225 од.; 0,075 в.о.; 7,48%

## Висновки до розділу 4

1. Результати проведених розрахунків підтверджують позитивний вплив джерел розосередженого генерування на режимну та балансову надійність локальних електричних систем. Проте міра цього позитивного впливу може бути різною в залежності від типу відновлювальних джерел та характеру навантаження. Можна стверджувати, що позитивний ефект від використання ФЕС електричних мережах отримується лише за умови їх узгодженого генерування з графіком локального електроспоживання.

2. Використання в аналізі впливу ФЕС на режим розподільної електричної мережі показника якості функціонування дозволяє виконувати порівняння різних схем живлення споживачів локальних електричних за різних потужностей генерування ФЕС. Це створює умови для більш об'єктивного аналізу функціонування ФЕС в електричних мережах. Реалізовані алгоритми з оцінювання якості функціонування ЛЕС дозволяють дати оцінку на перспективу розбудови ФЕС в конкретній електричній мережі.

3. Показано, що запропонований метод узгодження графіків генерування ФЕС та локального електроспоживання, дозволяє отримати низку переваг:

- зменшення втрат потужності і електроенергії в ЛЕС;
- вирівнювання добового графіка навантаження локальних електричних систем;
- зменшення витрат енергопостачальної компанії, щодо мотивування споживачів до зміщення графіка свого електроспоживання.

1. Нестабільність генерування фотовольтаїчних електростанцій на протязі доби і відповідно негативний вплив на балансову надійність ЛЕС може компенсуватися резервним джерелом електроенергії. Ефективність запропонованого в роботі методу визначення необхідної для забезпечення якісного електропостачання потужності резерву від централізованих джерел енергії та за

рахунок акумулювання електроенергії, виробленої ФЕС, підтверджується розрахунками реальних ЛЕС. Найбільший техніко-економічний ефект стосовно покращення якості функціонування локальної електричної системи, зменшення в ній втрат електроенергії та підтримування її якості досягається за рахунок сумісного резервування та узгодження графіків генерування ФЕС і навантаження споживачів ЛЕС.

## 5. РОЗРАХУНОК ТЕХНІКО ЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ

### 5.1 Критерії економічної ефективності

У найзагальнішому вигляді критерієм економічної ефективності є додатне значення економічного ефекту:

$$E = P - B, \quad (5.1)$$

де  $E$  – економічний ефект;

$P$  – результати;

$B$  – витрати.

Під результатом мається на увазі дисконтована (тобто приведена до початку розрахункового періоду) сума надходжень за реалізовану продукцію та інших доходів за весь розрахунковий період. Витрати – це дисконтована сума всіх одноразових і щорічних видатків за розрахунковий період.

На підставі поняття економічного ефекту побудовано ряд критеріїв економічної ефективності капітальних вкладень, які можуть бути поділені на чотири групи:

а) прибуток ( $\Pi$ ) – ефект в абсолютних величинах (перевищення доходів над витратами в грошовому відображенні);

б) рентабельність  $R$  – ефект у відносних одиницях (відношення прибутку або доходів до витрат), який відображає частку витрат, що повертається щорічно у вигляді прибутку або доходу;

в) період повернення капіталу ( $T_{\Pi}$ ) – час, протягом якого інвестиції відшкодовуються за рахунок прибутку і можуть бути використані для нових вкладень (поширеного відтворення);

г) приведені затрати ( $Z$ ) – видатковий складник ефекту, який в ряді випадків зручно використовувати для порівняння ефективності декількох варіантів інвестиційного проекту при умові ідентичності прибуткового складника – доходів.

Кожна група вміщує декілька критеріїв, які відрізняються складом доходів, витрат та розрахунковим періодом.

Рішення про ефективність інвестицій приймається на підставі аналізу розрахунків одного або декількох критеріїв залежно характеру задачі, яка вирішується.

Для розрахунку показників економічної ефективності за кожен рік розрахункового періоду  $t$  визначають такі вартісні показники затрат [9]:

а) капітальні вкладення приймають на основі кошторисно-фінансових розрахунків у діючих цінах. На початковій стадії проектування розміри капітальних вкладень визначають за базовими укрупненими показниками вартості елементів електроустановки (таблиця 5.1):

$$K_t = 800 \text{ тис.грн};$$

б) затрати на експлуатацію електроустановки, що проектується (річні витрати на технічне обслуговування та ремонт) розраховують залежно від вартості основних фондів (в даному випадку від величини капіталовкладень):

$$B_{et} = (a_e/100) \cdot K_t, \quad (5.1)$$

де  $a_e$  – норма щорічних витрат на технічне обслуговування, %.

$$B_{et} = 3/100 \cdot 800 = 24 \text{ тис.грн};$$

в) амортизаційні відрахування на реновацію за кожний рік розрахункового періоду визначають залежно від вартості основних виробничих фондів та річних норм амортизаційних відрахувань:

$$A_{p,t} = (a_p/100) \cdot K_t, \quad (5.2)$$

де  $a_p$  – норма річних амортизаційних відрахувань, %.

$$A_{p,t} = 6,4/100 \cdot 800 = 51,2 \text{ тис.грн};$$

г) вартість втрат електроенергії в трансформаторах:

$$B_{врт} = \Delta W_t \cdot \text{Ц}, \quad (5.3)$$

де  $\Delta W_t$  – річні втрати електроенергії в трансформаторах, кВт;

$\text{Ц} = 5,3268 \text{ коп/кВт}\cdot\text{год}$  – вартість 1 кВт·год електроенергії, яка втрачається в трансформаторах;

$$\Delta W_t = \Delta P_x \cdot t + \Delta P_k \cdot (S_{\max}/S_{\text{т.ном}})^2 \cdot \tau, \quad (5.4)$$

де  $\Delta P_x$ ,  $\Delta P_k$  – втрати ХХ та КЗ трансформатора, кВт;



$S_{\max}$  – максимальне навантаження трансформатора, кВА;

$S_{\text{т.ном}}$  – номінальна потужність трансформатора, кВА;

$\tau$  - час максимальних втрат, год;

$t$  – число годин роботи трансформатора в рік, год.

$$\tau = (0,124 + T_{\max}/10^4)^2 \cdot 8760, \quad (5.6)$$

де  $T_{\max}$  – число годин використання максимальної потужності, год.

Розглянемо СЕС 30 кВт. Для такої системи необхідно 110 панелей по 275 Вт, загальною площею близько 180 м<sup>2</sup>. Для такої системи необхідно:

Таблиця 5.1 – Капіталовкладення в електроустановку

Устаткування	Ціна
110 модульних панелей 275 Вт/24В	550 000 грн
Інвертор на 30 кВт	100 000 грн
Металевий каркас	70 000 грн
Кабель-250 м	15 000 грн
Автоматика	12 000 грн
Двохнаправлений лічильник	8 000 грн
Монтажні та пусконаладжувальні роботи	45 000 грн
Разом	800 000 грн

За рік станція буде виробляти 33 000 кВт \* год. Відповідно дохід складе:

$$33\,000 \text{ кВт} * \text{год} \times 5,3268 \text{ грн} / \text{кВт} * \text{год} = 175\,800.$$

Повна окупність проекту складе:

$$800\,000 \text{ грн} / 175\,800 \text{ грн} = 4,6 \text{ років.}$$

За 10 років експлуатації Ви заробите:

$$175\,800 \text{ грн} \times 10 \text{ років} = 1\,758\,000 \text{ грн.}$$

Чим більше потужність проекту, тим швидше він окупиться, і відповідно більш вигідним буде. У будь-якому випадку через 5-6 років Ви вже точно «вийдете в

нуль». Але, на окупність впливає не тільки потужність обладнання, а й його розташування. Кожна українська область отримує певну кількість сонячної радіації за рік. На цей показник впливає географічна широта і кліматичні особливості.

## 5.2 Вигода від сонячних батарей крім зеленого тарифу

За решту 11 років дії програми проект однозначно окупить себе, як мінімум два рази, але і це лише одна сторона медалі. В Україні постійно зростають тарифи на електрику, а це значить, що з кожним роком все більш вигідно буде користуватися власним. Чим вища ціна, тим більше Ви будете економити.

Вартість електрики в Європейському Союзі від 3 до 9 грн / кВт \* год. Цілком ймовірно, що через кілька років у нас буде така ж ціна. У будь-якому випадку буде вигідніше докупити акумулюючу батарею і користуватися власною електрикою.

За прогнозами аналітиків, зростання цін на електрику в 2019 році складе 17,5%, а в 2020 році ще 19%. Цілком ймовірно, що електрику буде дорожчати і далі.

Що буде після закінчення дії зеленого тарифу поки не відомо. Але, держава не перестане у Вас купувати електрику, хіба що не завищеної ціни.

Термін служби сонячних панелей більше 30 років, але це чисто формально. Кремнієві пластини довговічні, але з часом втрачають продуктивність. У Tier-1 був прийнятий стандарт, який гарантує, що за перші 25 років експлуатації втрати не складуть більше 20% від номіналу.

## Висновки до розділу 5

Таким чином, після 2029 року суми в платіжках швидше за все в кілька разів перевищать сьогоднішні. Але, маючи альтернативний джерела енергії, Ви не будете їх платити. Так що, виходячи з принципу «заощадив - заробив», Ви точно не залишитеся в мінусі.

## 6. ОХОРОНА ПРАЦІ

### 6.1 Організація праці при монтажі фотовольтаїчних панелей.

Обслуговування ФЕС поділяється на: – планове або профілактичне обслуговування, основними завданнями якого є попередження порушень в роботі і підтримання роботи станції в режимі максимальної потужності; – позапланове або аварійне обслуговування, основним завданням якого є усунення пошкоджень у найкоротший час. Частота (повторюваність) планового обслуговування визначається: – технологіями, що використовуються під час будівництва; – умовами оточуючого середовища (місцевості); – сезонним коливанням; – гарантійними умовами. Планове ТО виконують, як правило, відповідно до рекомендацій виробника та вимог гарантійного обслуговування. Планове ТО повинно проводитись в період мінімальної продуктивності станції. Періодичність і тривалість усіх видів технічного обслуговування й ремонту на ФЕС установлюють в експлуатаційній документації на конкретну станцію. Експлуатація і технічне обслуговування сонячних електростанцій невеликої потужності здійснюють, як правило, шляхом укладення угоди з підрядною організацією. В процесі експлуатації фотоелектричних модулів необхідно виконувати: – візуальний огляд устаткування; – контроль кріплення устаткування і вузлів; – перевірку справності систем автоматики, захистів і діагностики (у тому числі тестування), стану ЗВТ; – проведення спеціальних вимірів, перевірок і регулювань; – відновлення лакофарбового покриття у разі його пошкодження; – перевірку й випробування електричного устаткування. Під час експлуатації слід забезпечувати підтримку вихідних ландшафтних умов (усувати затінювання) та зсуви орієнтації модулів, викликаних ерозією ґрунту, вібрацією або ослабленням кріплень, перевірку точності орієнтування панелей ФЕС. Потрібно регулярно виконувати оцінку запиленості (забрудненості) поверхні сонячних модулів і, у разі необхідності, виконувати їх очищення. За звичай сонячні панелі самостійно очищуються під час дощу або

скатування снігу. За кутів нахилу 70-900 , як правило, панелі не потребують додаткового очищення. У випадку суттєвого забруднення панелі необхідно промити підготовленою водою без застосування миючих засобів за допомогою шланга з водою та м'якої губки або спеціальної техніки. З метою усунення мікропошкоджень сонячних панелей забороняється витирати їх запилену поверхню сухими предметами. Не рідше 1 разу на рік необхідно оглядати систему і перевіряти: – жорсткість кріплень та відсутність корозії; – якість та цілісність електричних з'єднань; – цілісність сонячних панелей. Забороняється проводити обслуговування сонячних панелей в ясну сонячну погоду оскільки сонячні панелі можуть бути нагрітими до високої температури. Трудомісткі види технічного обслуговування та регламентні ремонтні роботи на ФЕС, пов'язані з фотоелектричними модулями (ФЕМ) або фотоелектричними батареями (ФЕБ), треба планувати на період малої освітленості ФЕМ (ФЕБ) та/або виконувати за умови затінення модулів.

## 6.2 Аналіз умов праці при виконанні робіт

Впродовж останніх років використання альтернативних джерел енергії для задоволення господарських потреб стало поширеним в багатьох європейських країнах. Варто відзначити, що на сьогоднішній день в Україні немає спеціального законодавства щодо використання сонячних батарей. Більш того, виробники новітніх екопристроїв самі дали відповідь на поставлене запитання – свої вироби вони пропонують прирівнювати до звичайних побутових електроприладів, що автоматично відкидає необхідність отримання будь-яких дозволів. Відповідно до статті 11 Закону України «Про альтернативні джерела енергії» експлуатація альтернативних джерел енергії на об'єктах альтернативної енергетики провадиться за умов: 1. безпечного проведення робіт, здійснення державного нагляду за режимами споживання енергії; 2. енергетичної безпеки, що гарантує технічне та економічне задоволення періодичних, поточних і перспективних потреб споживачів енергії; 3. виконання технологічних вимог щодо виробництва, акумулювання, передачі, постачання та споживання енергії; 4. додержання єдиних державних норм,

правил і стандартів усіма суб'єктами відносин; 5. дотримання правил експлуатації об'єктів альтернативної енергетики, що регламентуються нормативно-правовими актами, обов'язковими для виконання всіма суб'єктами підприємницької діяльності. Відповідно до статті 12 Закону України «Про альтернативні джерела енергії» протиаварійний захист та забезпечення екологічної безпеки при використанні альтернативних джерел енергії здійснюються шляхом: 1. запобігання аварійним ситуаціям і ліквідації їх наслідків на об'єктах альтернативної енергетики за рахунок дотримання вимог та правил, встановлених відповідно до державних стандартів; 2. створення умов для розвитку, підвищення технічного рівня, безпечної експлуатації та охорони об'єктів альтернативної енергетики згідно із законодавством; 3. підтримки необхідного балансу потужності та якості енергії, виробленої з альтернативних джерел, для забезпечення надійного і безаварійного функціонування з об'єднаною енергетичною системою України; 4. здійснення нагляду за впровадженням нових систем протиаварійної автоматики та захисту об'єктів альтернативної енергетики, а також засобів зв'язку і диспетчерського (оперативнотехнологічного) управління з енергетичними мережами України; 5. здійснення нагляду за експлуатацією систем протиаварійної автоматики та захисту об'єктів альтернативної енергетики від несанкціонованого втручання. 2 Державний нагляд у сфері альтернативних джерел енергії здійснює спеціально уповноважений центральний орган виконавчої влади у відповідній сфері та інші органи у порядку, встановленому Кабінетом Міністрів України. Щодо сонячних батарей, то для того щоб система з сонячних батарей працювала і подавала енергію у мережу, потрібно встановити ряд додаткових електроприладів, зокрема: інвертор, що перетворює постійний струм у змінний; акумуляторну батарею, яка повинна накопичувати енергію; контролер заряду акумулятора . Оскільки працездатність системи безумовно залежить від ступеня зарядженості свинцевокислотних батарей, необхідно ознайомитись з «Інструкцією з охорони праці при експлуатації стаціонарних свинцево - кислотних акумуляторних батарей». Так як до системи з сонячних батарей входять електроприлади (інвертор, контролер), то слід дотримуватись системи засобів і заходів безпечної експлуатації електроустановок.

Ізоляція струмовідних частин забезпечується шляхом покриття їх шаром діелектрика для захисту людини від випадкового доторкання до частин електроустановок, через які проходить струм. Електрозахисними засобами називаються вироби, що переносяться та перевозяться і слугують для захисту людей, які працюють з електроустановками, від ураження електричним струмом, від дії електричної дуги та електромагнітного поля. Розрізняють основні й додаткові ізолювальні електрозахисні засоби. До основних належать такі електрозахисні засоби, ізоляція яких протягом тривалого часу витримує робочу напругу електроустановки до 1000 В – діелектричні рукавички, ізолювальні штанги, інструменти з ізолюваними ручками, електровимірювальні кліщі, ізолювальні кліщі, покажчики напруги; а при роботі в електроустановках напругою понад 1000 В – ізолювальні штанги, струмовимірювальні та ізолювальні кліщі, покажчики напруги для фазування. Додаткові ізолювальні захисні засоби мають недостатні ізолювальні властивості, тому призначені лише для підсилення захисної дії основних засобів, разом з якими вони і застосовуються. До них належать: при роботах в електроустановках з напругою до 1000 В – діелектричні калоші, килимки, ізолювальні підставки; при роботах в електроустановках з напругою понад 1000 В – діелектричні рукавички, боти, килимки, ізолювальні підставки. Огороджувальні електрозахисні засоби (щити, ширми, екрани, плакати електробезпеки) призначені для захисту працівників, котрі проводять роботи в електроустановках, від випадкового доторкання чи наближення на небезпечну відстань до струмовідних частин, що знаходяться під напругою. Отже, за правила охорони праці при використанні сонячних батарей можемо використати такі нормативно-правові документи: Закон України «Про використання альтернативних джерел енергії», «Інструкція з охорони праці при експлуатації стаціонарних свинцево - кислотних акумуляторних батарей» та основи охорони праці при експлуатації електроустановок.

### 6.3 Вимоги з охорони праці під час робіт на висоті

Правила охорони праці під час виконання робіт на висоті (далі - Правила) поширюються на суб'єктів господарювання, які організують або виконують роботи на висоті, у тому числі верхолазні роботи, і встановлюють вимоги безпеки і охорони праці під час здійснення будівництва, монтажу (демонтажу) конструкцій і обладнання, ремонту, реконструкції, експлуатації об'єктів. Правила встановлюють єдиний порядок організації і виконання робіт на висоті з метою забезпечення безпеки працівників.

Перелік нормативно-технічної документації, на яку є посилання у тексті, наведений у додатку 1 до цих Правил.

До виконання робіт на висоті допускаються особи, не молодше 18 років та які пройшли: професійний добір відповідно до Переліку робіт, де є потреба професійному добору, затвердженого спільним наказом Міністерства охорони здоров'я України та Державного комітету України з нагляду за охороною праці від 23.09.94 N 263/121 ( [z0018-95](#) ), зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 25.01.95 за N 18/554; медичний огляд відповідно до вимог Положення про медичний огляд працівників певних категорій, затвердженого наказом Міністерства охорони здоров'я України від 31.03.94 N 45 ( [z0136-94](#) ), зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 21.06.94 за N 136/345; спеціальне навчання та перевірку знань з охорони праці відповідно до вимог Типового положення про порядок проведення навчання і перевірки знань з питань охорони праці, затвердженого наказом Державного комітету України з нагляду за охороною праці від 26.01.2005 N 15 ( [z0231-05](#) ), зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 15.02.2005 з N 231/10511 (далі - НПАОП 0.00-4.36-05); навчання та перевірку знань з протипожежної безпеки осіб, які виконують вогневі роботи, відповідно до вимог Правил пожежної безпеки в Україні, затверджених наказом Міністерства України з питань надзвичайних ситуацій від 19.10.2004 N 126 ( [z1410-04](#) ), зареєстрованих у Міністерстві юстиції України 04.11.2004 за N 1410/10009 (далі - НАПБ А.01.001-04).

Під час організації робіт на висоті слід урахувувати, що основними небезпечними виробничими факторами під час виконання цих робіт є падіння працівника або падіння предметів; супутніми можуть бути фактори: пожежна небезпека, дія електричного струму, підвищені рівні запиленості, загазованості повітря, шуму, несприятливі кліматичні умови тощо.

Для створення безпечних умов під час виконання робіт на висоті необхідно:

- забезпечити наявність, міцність і стійкість огорожень, риштувань, настилів, драбин тощо;
- забезпечити працівників необхідними засобами захисту та використовувати їх за призначенням;
- виконувати у повному обсязі організаційні та технічні заходи, передбачені цими Правилами;
- застосовувати технічно справні машини, механізми і пристрої, укомплектовані необхідною технічною документацією;
- забезпечити необхідну освітленість на робочих місцях та безпечні проходи до них;
- уживати заходи щодо усунення або зменшення впливу шкідливих та/або небезпечних факторів;
- урахувувати метеорологічні умови, а також стан здоров'я працівників, які виконують роботи на висоті.

#### 6.4 Розробка організаційно-технічних рішень з охорони праці при електричному монтажі сонячних панелей

Організаційні заходи ПБЕЕ п. 6.10 формує правила, яких потрібно дотримуватись у разі виконання робіт в електроустановках електростанцій, в тому числі монтажі панелей на ФЕС:

Наряд дозволяється видавати на одне або кілька робочих місць одного приєднання.



Допускається видавати один наряд на кілька робочих місць різних приєднань:

а) для одночасної роботи на всіх приєднаннях в електроустановках, де напругу знято з усіх струмовідних частин, в тому числі з виводів ПЛ і КЛ (вторинні кола можуть залишатись під напругою), і зачинено на замок вхід до сусідніх електроустановок;

б) для роботи на всіх (або частині) електродвигунах агрегатів (котлів, турбін, генераторів) і окремих технологічних установках (систем золовидалення, мережних підігрівачів, дробильних систем та ін.) - у разі виведення в ремонт цих агрегатів (установок) і для роботи в РУ на всіх (або частині) приєднаннях, що живлять електродвигуни цих агрегатів (установок).

в) для роботи на шинах і на всіх (або частині) приєднаннях секції в РУ 6, 10, 20, 35, 110 кВ з одинарною системою шин і будь-якою кількістю секцій - у разі виведення в ремонт усієї секції повністю; у цьому разі дозволяється розосередження членів бригади по різних робочих місцях в межах секції, що виведена в ремонт;

г) для одночасного або почергового виконання робіт на різних робочих місцях одного або декількох приєднань однієї електроустановки у разі:

1) прокладання і перекладання силових та контрольних кабелів, випробування електрообладнання, перевірки приладів захисту, вимірювань, блокування, автоматики, телемеханіки, зв'язку тощо;

2) проведення ремонту комутаційних апаратів одного приєднання, в тому числі, коли їх приводи знаходяться в іншому приміщенні;

3) проведення ремонту окремого кабелю в тунелі, колекторі, колодязі, траншеї, котловані;

У разі розосередження бригади по різних робочих місцях дозволяється перебування одного або кількох членів бригади з групою Ш окремо від керівника робіт. Членів бригади, яким треба буде знаходитись окремо від керівника робіт, останній повинен привести на робочі місця та проінструктувати про заходи безпеки, яких необхідно дотримуватись під час виконання роботи.

Допускається видавати один наряд для почергового проведення однотипної роботи на кількох підстанціях або кількох приєднаннях однієї підстанції. До таких

робіт належать: протирання ізоляторів; підтягування затискачів; відбір проб і доливання масла; перемикання обмоток трансформаторів; перевірка пристроїв релейного захисту, автоматики, вимірювальних приладів; випробування підвищеною напругою від стороннього джерела; перевірка ізоляторів вимірювальною штангою; пошуки місця пошкодження КЛ; профілактичний ремонт однотипних КТП 6-10/04 кВ. Термін дії такого наряду - одна зміна (робочий день). Допуск на кожен підстанцію і на кожне приєднання оформлюється в таблиці 4 наряду. Кожну з підстанцій дозволяється вмикати тільки після повного закінчення роботи на ній за цим нарядом.

Допускається видавати одне розпорядження для роботи по чергово на кількох електроустановках (приєднаннях).

Технічні заходи ПБЕЕ п. 7, що створюють безпечні умови виконання робіт

Послідовність виконання технічних заходів:

Під час підготовки робочого місця для роботи, яка вимагає знімання напруги, слід виконати у зазначеній послідовності такі технічні заходи:

- провести необхідні вимкнення і вжити заходів щодо запобігання помилковому або самочинному вмиканню комутаційної апаратури;
- вивісити заборонні плакати на приводах ручного і на ключах дистанційного керування комутаційної апаратури. За необхідності струмовідні частини слід огороджувати;
- приєднати до "землі" переносні заземлення;
- перевірити відсутність напруги на струмовідних частинах, на які слід встановити заземлення. Якщо переносні заземлення планується ставити поблизу струмовідних частин, що не входять в зону робочого місця, то їх огороження слід встановити до перевірки відсутності напруги та заземлення;
- встановити заземлення (увімкнути заземлювальні ножі, приєднати до вимкнених струмовідних частин переносні заземлення) безпосередньо після перевірки відсутності напруги та вивісити плакати "Заземлено" на приводах вимикальних комутаційних апаратів;

- огородити, у разі необхідності, робочі місця або струмовідні частини, що залишились під напругою, і вивісити на огороженнях плакати безпеки. Залежно від місцевих умов струмовідні частини огорожують до або після їх заземлення.

На початкових етапах роботи, слід виконати ряд наступних завдань: визначити особливості кліматичних умов, на місці монтажу станції, перевірка робочого стану обладнання, підготовка місця монтажу, перевірка надійності опорних конструкцій, сонячних модулів, перевіряються ізоляційні матеріали, підйомні крани, що використовуються для монтажу важких конструкцій, відповідальною особою проводиться інструктаж персоналу з техніки безпеки, та перевірка індивідуальних засобів захисту працівників.

На етапі проектування об'єкту, команда архітекторів, повинна вирішити завдання визначення оптимального розміщення системи кріплень та опорних конструкцій, ці данні є базовими для реалізації проекту, від яких надалі відштовхуються при вирішенні різних технічних завдань. Вихідними даними для проектної команди є: розміщення модуля (книжкове чи альбомне), кількість рядів модулів (1-8), кут відносно горизонтальної площини, кількість модулів закріплених на одній опорній конструкції, що визначає вагу.

Після визначення загальних геометричних параметрів, завданням проектувальника є сумістити їх з даними геодезичних досліджень на місцевості, даних про склад та структуру ґрунту, а також наявність та глибину протікання підземних вод. Опираючись на вищенаведені данні визначаються гранично-допустимі навантаження, що діятимуть на майбутній об'єкт. На етапі збору інформації про місцевість на якій будуватиметься станція, необхідно також враховувати такі параметри як сейсмічна активність регіону, а також активність вітрів на місцевості, це робиться для врахування можливих ризиків пов'язаних із землетрусами чи ураганними вітрами. В районах із підвищеною сейсмічною активністю, враховують подвійний коефіцієнт для гранично-допустимого навантаження на фундамент та опорні конструкції.

Взагалі при будівництві сонячної електростанції, слід особливу увагу звернути на фундамент. Він може бути виконаний в різних конфігураціях: монолітний,

стрічковий, пальовий чи комбінований. Для вибору оптимального рішення проводиться аналіз інформації щодо структури ґрунту, у випадку для щільного, глинистого ґрунту, з високим значенням гранично-допустимим навантаженням, можна застосовувати пальовий фундамент, а для ґрунту з високим вмістом піску у складі, з невеликим гранично-допустимим навантаженням, оптимальним буде використання стрічкового фундаменту, або комбінованого бетонного. Найбільш надійним типом фундаменту вважається монолітний бетонний фундамент, але витрати на його спорудження також найвищі з усіх наведених варіантів, тому зазвичай даний тип фундаменту, споруджують у місцях з найбільш складним ґрунтом: гірські райони з кам'янистим складом ґрунту, а також на заболочених місцевостях, чи у місцях з вищим рівнем ризику зсувів ґрунту.

У виборі матеріалів конструкцій, крім сталі, також можна використовувати алюмінієві профілі, за рахунок простого процесу монтажу, та допустимими показниками надійності, значною перевагою таких матеріалів, є їх пластичність, що дає можливість виконання складних перетинів конструкцій, при цьому дотримуючись високої точності. Слід враховувати і значне зменшення ваги конструкції, порівняно зі сталевією, що значно зменшує навантаження на фундамент та ґрунт. Недоліком можна вважати швидке окислення алюмінію, що не покритий захисним шаром, при цьому втрачаються показники міцності, тому в таких цілях, зараз не використовують алюміній, що не пройшов антикорозійну обробку. В більшості випадків, для запобігання корозії, алюміній покривають срібним шаром товщиною 10-20 Мкм. Також механічна міцність алюмінієвих профілів нижча ніж у сталевих, для підвищення міцності профілів, додатково проводять термообробку та загартовування. Також слід відзначити високу вартість алюмінієвих конструкцій, що вища від сталевих приблизно вдвічі, саме цей недолік вважається основним, що не дозволяє використовувати алюмінієві конструкції в більших масштабах.

Крім несучих елементів з алюмінію і сталі (палі, балки, ригеля, підкоси, ферми, розкоси) в системах кріплення застосовуються різні кріпильні елементи - метизи та прижими. Застосування цих елементів дозволяє не виконувати в процесі

монтажу свердління та зварювання, що спрощує сам процес спорудження несучих конструкцій, та економить час будівництва.

Фотоелектричні панелі кріпляться з використанням спеціальних кріпильних пазів, передбачених виробником панелей, зазвичай вони є комплектуючими елементами. Таким кроком вирішується завдання рівномірного розподілу навантажень, що діють на конструкцію.

Керівник проекту, як відповідальна особа, повинен слідкувати за дотриманням всіх вимог безпеки, під час виконання монтажних робіт. За усіма членами монтажної групи здійснюється нагляд. При цьому відповідальна особа не бере участі у виконанні робіт, його завданням є контроль за персоналом, що працює на висоті. При цьому необхідно дотримуватись правил безпеки робіт на висоті, передбачених нормативними документами з охорони праці.

В країнах Західної Європи після складання фотоелектричних систем компанія повинна здійснити випробування відповідно до стандарту PN-EN 24 62446-1: "Фотоелектричні системи (PV) - Вимоги до тестування, документації та технічного обслуговування. Частина 1: Системи, підключені до сітки - Документація, прийом та обслуговування".

До випробувань категорії "I", пов'язаних із безпекою установок, належать:

- безперервність заземлення,
- опір ізоляції дроту,
- перевірка полярності (перевірка правильності проводів "+" та "-"),
- напруга відкритого контуру ( $V_{BK}$ ),
- струм короткого замикання ( $I_{K3}$ ),
- функціональна перевірка

Після проведення перевірок інвестор отримує звіт. Відсутність такого протоколу у випадку, наприклад, пожежі чи відмови певного елемента установки може стати причиною відмови у виплаті компенсації або втрати гарантії від виробника. Такий протокол дійсний впродовж 5 років, після чого випробування необхідно повторити.

Під час монтування сонячних панелей, для того аби звести до мінімуму ризик пов'язаних із виникненням робочого травматизму, потрібно виконувати наступні організаційно-технічні вимоги техніки безпеки та виробничої санітарії:

- виконання електромонтажних робіт доручається особам, що пройшли медичний огляд і спеціальне навчання для роботи на електроустановках;
- монтаж сонячних панелей краще проводити в безвітряний день;
- при проведенні робіт на висоті повинні встановлюватися огорожування і позначатися в установленому порядку межі небезпечних зон;
- при неможливості облаштування огорожувань монтажні роботи повинні виконуватися із застосуванням запобіжного пояса і страхувального каната;
- електричні з'єднання повинні проводитися за розробленою монтажною схемою системи.
- в ланцюгах, що підключаються до РП, необхідно встановити плавкі запобіжники або автоматичні вимикачі відповідного номіналу;
- не слід поєднувати при контактних електричних з'єднаннях разом різні метали (наприклад, мідь і алюміній);
- всі електричні кабелі електроживлення повинні мати надійну ізоляцію та відповідати технологічним вимогам;
- для захисту людей від ураження електричним струмом повинно бути виконано заземлення.

## 6.5 Розрахунок захисного заземлення

Згідно з Правилами улаштування електроустановок (ПУЕ), для захисту людини від ураження електричним струмом при пошкодженні ізоляції мо-же бути застосований один з таких захисних засобів: мала напруга, вирівнювання потенціалів, подвійна ізоляція, роздільне живлення, захисне ви-микання, захисне заземлення (занулення). Із захисних засобів, перелік яких дається, кожний може бути використаний окремо (бути самостійним захи-сним засобом) або поєднуватись з іншими в деяку комбінацію. Найбільш поширеними технічними засобами захисту

є захисне заземлення та занулення, які мають чітку сферу застосування, тоді як сфера застосування інших захисних засобів або обмежена, або має рекомендаційний характер, або ж дуже вузьку сферу обов'язкового застосування. Захисному заземленню або зануленню підлягають металеві частини електроустановок, які доступні дотику людини і не мають інших засобів захисту, які забезпечують електробезпеку.

### 6.5.1 Загальні відомості

Заземлення – виконання електричного з'єднання певних частин електроустановки або обладнання з заземлювальним пристроєм.

Захисне заземлення – заземлення, яке виконується з метою забезпечення електробезпеки.

Мета розрахунку захисного заземлення – визначення кількості електродів заземлювача і заземлювальних провідників, їхніх розмірів і схеми розміщення в землі, при яких опір заземлювального пристрою розтіканню струму або напруга дотику при замиканні фази на заземлені частини електроустановок не перевищують допустимих значень.

Розрахунок, як правило, виконується за умов однорідності ґрунту.

Заземлювальний пристрій складається із заземлювача і з'єднувальної смуги. Розрізняють заземлювачі штучні, які призначені тільки для цілей заземлення, і природні (металеві конструкції і комунікації іншого призначення, які знаходяться у землі).

Як штучні заземлювачі використовують сталеві труби діаметром 35–50 мм і кутову сталь (40Ч40...60Ч60 мм з товщиною стінок не менше 3,5 мм і довжиною 2,5–3 м); пруткову сталь діаметром не менше 10 мм; сталеві шини перерізом 100 мм<sup>2</sup>. Вертикальні заземлювачі з'єднують у контур смугою зі сталі перерізу не менше 6 мм за допомогою зварювання.

Розрахунок заземлення робиться з урахуванням заданих допустимих значень опору  $R_d$  заземлювального пристрою, допустимої напруги дотику та кроку.

Загальні вимоги щодо значень  $R_d$  захисного заземлення електроустано-вок викладені у міждержавному стандарті ГОСТ 12.1.030-81 «Захисне за-землення. Занулення» та ПУЕ.

### 6.5.2 Послідовність розрахунку

1. Захисту підлягає сонячна панель.

2. Виконання мережі – з ізолюваною нейтраллю. Напруга мережі – 380/220В.

3. Тип заземлювального пристрою – вертикальні сталеві труби з розмі-рами:

$l_B = 3$  м;  $d_B = 0,035$  м; товщина стінки 3,5 мм; відстань між вертика-льними

заземлювачами  $a = 3$  м, тобто  $a/l_B = 1$ . Глибина закладання зазем-лювачів  $H_0 = 0,7$  м,  $V_c = 40$  мм.  $= \delta$

4. Ґрунт – чорнозем; склад – однорідний; вологість – мала. Кліматична зона – II.

1. Захисту підлягає сонячна панель.

2. Виконання мережі – з ізолюваною нейтраллю. Напруга мережі – 380/220В.

3. Тип заземлювального пристрою – вертикальні сталеві труби з розмі-рами:

$l_B = 3$  м;  $d_B = 0,035$  м; товщина стінки 3,5 мм; відстань між вертикальними

заземлювачами  $a = 3$  м, тобто  $a/l_B = 1$ . Глибина закладання заземлювачів

$H_0 = 0,7$  м,  $V_c = 40$  мм.

4. Ґрунт – чорнозем; склад – однорідний; вологість – мала. Кліматична зона – II.

1. Визначаємо  $R_d$  – допустиме (нормативне) значення опору розтікання струму в заземлювальному пристрої.

Згідно з ПУЕ,  $R_d \leq 4$  Ом.

2. Визначаємо розрахунковий питомий опір чорнозема для II кліматичної зони:



$$\rho_{розр} = \rho_{табл} \cdot K_C$$

$$\rho_{табл} = 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

$$K_C = 1,7;$$

$$\rho_{розр} = 100 \cdot 1,7 = 170 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

3. Визначаємо  $H$  – відстань від поверхні землі до середини вертикального заземлювача (рис. 6).

$$H = H_0 + \frac{l_g}{2} = 0,7 + \frac{3}{2} = 2,2 \text{ м}$$

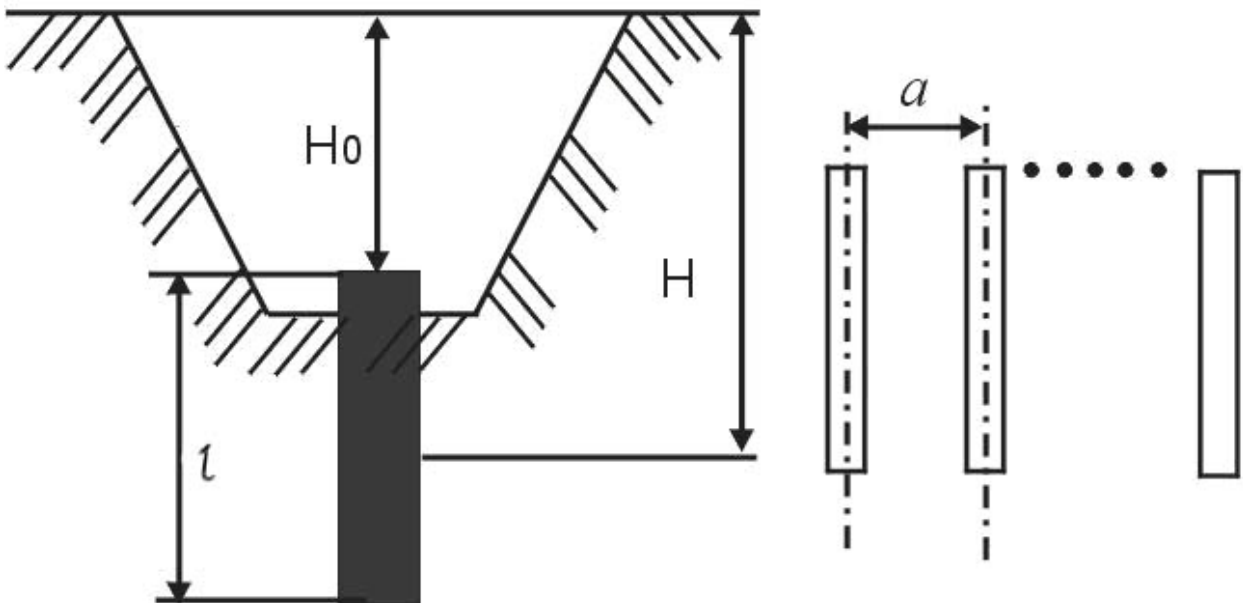


Рисунок 6.1 – Схема розміщення заземлювача в ґрунті

4. Визначаємо опір розтікання струму в одному вертикальному заземлювачі:

$$R_g = 0,366 \frac{\rho_{розр}}{l_g} \left( \ln \frac{2l_g}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4H + l_g}{4H - l_g} \right)$$

$$R_g = 0,366 \frac{170}{3} \left( \ln \frac{2 \cdot 3}{0,035} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot 2,2 + 3}{4 \cdot 2,2 - 3} \right)$$

$$R_g = 114,055 \text{ Ом}$$

5. Визначаємо орієнтовну кількість вертикальних заземлювачів при  $\eta_v = 1$ :

$$n_{op} = \frac{R_\delta}{R_\delta \cdot \eta_\delta} = \frac{114,055}{4 \cdot 1} = 28,51 \text{ приймаємо } n_{op} = 29 \text{ шт.}$$

6. Визначаємо коефіцієнт використання вертикальних заземлювачів  $\eta_v$ , заземлювачі розташовані в ряд,  $a/l_v = 1$ ,  $n = 29$ . Приймаємо  $\eta_v = 0,43$ .

7. Визначаємо необхідну кількість вертикальних заземлювачів з урахуванням коефіцієнта використання:

$$n_v = n_{op} / \eta_v = 29 / 0,43 = 67,4. \text{ Приймаємо } n = 68 \text{ шт.}$$

8. Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму у вертикальних заземлювачах при  $n_v = 10$ , без врахування з'єднувальної стрічки

$$R_{розр.в.} = \frac{R_\delta}{n_\delta \cdot \eta_\delta} = \frac{114,055}{68 \cdot 0,43} = 3,9 \text{ Ом}$$

9. Визначаємо довжину з'єднувальної стрічки:

$$L_c = 1,05 \cdot a \cdot (n-1) = 1,05 \cdot 3 \cdot 67 = 211,05 \text{ м.}$$

10. Визначаємо опір розтікання струму для горизонтальних електродів, розташованих в ґрунті:

$$R_z = 0,366 \cdot \frac{\rho_{розр.}}{L_c} \cdot \ln \frac{2 \cdot L_c^2}{H_0 \cdot B_c}$$
$$R_z = 0,366 \cdot \frac{170}{211,05} \cdot \ln \frac{2 \cdot 211,05^2}{0,7 \cdot 0,04} = 4,414 \text{ Ом}$$

11. Визначаємо коефіцієнт використання горизонтального заземлювача при  $a/l = 1$ ,  $n = 68$ . Приймаємо  $\eta_\Gamma = 0,34$ .

12. Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму в горизонтальному заземлювачі з урахуванням  $\eta_\Gamma$

$$R_{розр.г.} = \frac{R_2}{\eta_2} = \frac{4,414}{0,34} = 13 \text{ Ом}$$

13. Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму заземлювально-го пристрою:

$$R_{розр} = \frac{R_{розр.в} \cdot R_{розр.г.}}{R_{розр.в} + R_{розр.г.}} = \frac{3,9 \cdot 13}{3,9 + 13} = 3 \text{ Ом}$$

Отриманий розрахунковий опір розтікання струму відповідає вимогам ПУЕ, ПТЕ та ПТБ.

14. Вибираємо матеріал та поперечний переріз з'єднувальних проводів і магістральної шини.

Приймаємо сталеву шину товщиною 4 мм і перерізом 100 мм<sup>2</sup>.

## **Висновки до розділу 6**

Відповідно до проведених розрахунків для системи заземлення вітряка доцільно використати 10 вертикальних сталевих труб довжиною 3 м та діаметром 35 мм, розташованих в ряд і заглиблених у землю на 0,7 м. Стале-ві труби з'єднуються між собою зварюванням сталевую шиною товщиною 4 мм і перерізом 100 мм<sup>2</sup>.

## 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. 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.

3. Додаткові капіталовкладення в забезпечення резерву локальних електричних систем повинні бути обґрунтовані відповідним техніко-економічним розрахунком. Розроблено 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. Якщо резервування здійснюється з накопиченням електроенергії від ФЕС і в результаті забезпечується можливість балансування потужності в широкому діапазоні, то створюються умови для генерування ФЕС за заявленим на наступну добу графіком.

4. Шляхом аналізу взаємовпливу графіків роботи електроспоживачів і фотовольтаїчних електричних станцій встановлено, що найбільший техніко-економічний ефект від використання ФЕС в електричних мережах отримується лише за умови узгодження графіка їх генерування з сумарним графіком електроспоживання локальної електричної системи. Запропоновано новий метод узгодження графіків електричних навантажень локальної електричної системи і генерування фотовольтаїчних електростанцій в ній. Метод ґрунтується на визначенні споживачів, узгодження графіків яких дозволить максимально використати енергію генеровану ФЕС з мінімальним завантаженням елементів ЛЕС. В результаті це дозволяє зменшити втрати електроенергії в мережі, покращити якість напруги і, як наслідок, підвищити енергоефективність системи електропостачання;

5. 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 ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. О. В. Кириленко, В. В. Павловський, Л. М. Лук'яненко, "Технічні аспекти впровадження джерел розподіленої генерації в електричних мережах", *Технічна електродинаміка*. 2011. – №1. – С. 46 – 53. ISSN 1607-7970.
2. О. В. Кириленко, А. В. Праховник, "Енергетика сталого розвитку: виклики та шляхи побудови", *Праці Інституту електродинаміки НАН України. Спеціальний випуск*. – 2010. – С. 10–16. – ISSN 1727-9895
3. Renewables 2012 global status report [Електронний ресурс]. – Режим доступу до журналу: [http://www.map.ren21.net/GSR/GSR2012\\_low.pdf](http://www.map.ren21.net/GSR/GSR2012_low.pdf).
4. С. П. Денисюк, Д. С. Горенко, "Аналіз проблем впровадження віртуальних електростанцій", *Енергетика: економіка, технології, екологія : науковий журнал*. – 2016. – № 2 (44). – С. 25-33.
5. 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
6. 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
7. Billinton R., Allan R.N. "Reliability Evaluation of Power Systems. Second Edition ", New York and London, *Plenum Press*, 1996. – 509 p
8. Ю.Я. Чукреев, "К вопросу нормирования вероятностных показателей балансовой надежности территориальных зон электроэнергетической системы, " *Науково-технічний збірник. Комунальне господарство міст. Випуск 101. Серія: Технічні науки та архітектура*. – Харків: ХНАМГ. – 2011. С. 364-371
9. Ю. Я. Чукреев, "Модели обеспечения надежности электроэнергетических систем". Сыктывкар: *Коми НЦ УрО РАН*, 1995. –176 с.
10. В.А. Попов, А.А. Петров, В.В. Ткаченко, Ю.Д. Манойло, "Особенности оптимизации надежности воздушных распределительных сетей в условиях

применения Smart Grid–технологий", *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*. – 2011. – Ч. 2.– С. 22–30. (Спец. вип.).

11. В.В. Кулик, Т.Є. Магас, Ю.В. Малогулко, "Оптимальне керування розосередженими джерелами електроенергії з асинхронними генераторами засобами Smart Grid " [Електронний ресурс], *Наукові праці ВНТУ. Енергетика та електротехніка*. – 2011. – №4. – С. 1-6. Режим доступу: <http://praci.vntu.edu.ua/article/view/1404999>. – ISSN 2307-5376.

12. European Smart Grid, 2011 [Online]. Available: <http://www.smartgrids.eu> .

13. С.А. Айвазян, В.М. Бухштабер, И.С. Енюков, Л.Д. Мешалкин. "Прикладная статистика: Классификация и снижение размерности" – М.: *Финансы и статистика*, 1989. – 607 с. ISBN 5-279-00054-X.

14. В. Ю. Королев. "Вероятностно-статистический анализ хаотических процессов с помощью смешанных гауссовских моделей. Декомпозиция волатильности финансовых индексов и турбулентной плазмы". Москва, *Издательство ИПИ РАН*, 2007.

15. Піскунічев, Є. А., «ДОСЛІДЖЕННЯ ВСТАНОВЛЕННЯ ФОТОВОЛЬТАЇЧНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ,» в Матеріали конференції «LI Науково-технічна конференція підрозділів Вінницького національного технічного університету (2022)», Вінниця, 2022. [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/all-feeem/all-feeem-2022/paper/view/15975/13468> Дата звернення: Черв. 2022



## ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ  
ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ

Тема роботи: Балансування електроенергії в електроенергетичній системі з електричними станціями

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота  
(БДР, МСР)

Ділячка: кафедра електричних станцій та систем, факультет електросенергетики та електромеханіки  
(кафедра, факультет)

## Показники звіту подібності Unicheck

Оригінальність 80,6% Схожість 19,4%

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

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

Особа, відповідальна за перевірку

Гуцько І.О.  
(підпис)

Гуцько І.О.  
(прізвище, ініціали)

Знайдомлені з повним звітом подібності, який був згенерований системою Unicheck щодо роботи.

Автор роботи

Піскушчев С.А.  
(підпис)

Піскушчев С.А.  
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи

Рубищенко О.Є.  
(підпис)

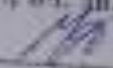
Рубищенко О.Є.  
(прізвище, ініціали)

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.  
(наук. ст., вч. зп., інж. та гріза.)

  
\_\_\_\_\_ (підпис)  
" 19 " 11 2022 р.

**ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ**

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи  
**Балансування електроенергії в електроенергетичній системі з  
фотоелектричними станціями**

Науковий керівник: к.т.н., професор квф. ЕСС

  
\_\_\_\_\_ Рубаненко О.С.  
(підпис) (Прізвище, ім'я)

Магістр групи ЕСМ-21м

  
\_\_\_\_\_ Піскуніч С. А.  
(підпис) (Прізвище, ім'я)

## **1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)**

а) актуальність 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.

б) наказ ректора ВНТУ № 203 від 14 вересня 2022 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

## **2. Мета і призначення МКР**

а) мета – роботи є підвищення балансової надійності розподільних електричних мереж та покращення якості їх функціонування шляхом визначення оптимальних потужностей генерування фотовольтаїчних електростанцій.

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

## **3. Джерела розробки**

Список використаних джерел розробки:

1. О. В. Кириленко, В. В. Павловський, Л. М. Лук'яненко, "Технічні аспекти впровадження джерел розподіленої генерації в електричних мережах", *Технічна електродинаміка*. 2011. – №1. – С. 46 – 53. ISSN 1607-7970.

2. О. В. Кириленко, А. В. Праховник, "Енергетика сталого розвитку: виклики та шляхи побудови", *Праці Інституту електродинаміки НАН України. Спеціальний випуск*. – 2010. – С. 10–16. – ISSN 1727-9895

3. Renewables 2012 global status report [Електронний ресурс]. – Режим доступу до журналу: [http://www.map.ren21.net/GSR/GSR2012\\_low.pdf](http://www.map.ren21.net/GSR/GSR2012_low.pdf).

4. С. П. Денисюк, Д. С. Горенко, "Аналіз проблем впровадження віртуальних електростанцій", *Енергетика: економіка, технології, екологія : науковий журнал*. – 2016. – № 2 (44). – С. 25-33.

5. 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
6. 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
7. Billinton R., Allan R.N. "Reliability Evaluation of Power Systems. Second Edition ", New York and London, *Plenum Press*, 1996. – 509 p
8. Ю.Я. Чукреев, "К вопросу нормирования вероятностных показателей балансовой надежности территориальных зон электроэнергетической системы, " *Науково-технічний збірник. Комунальне господарство міст. Випуск 101. Серія: Технічні науки та архітектура*. – Харків: ХНАМГ. – 2011. С. 364-371
9. Ю. Я. Чукреев, "Модели обеспечения надежности электроэнергетических систем". Сыктывкар: *Коми НЦ УрО РАН*, 1995. –176 с.
10. В.А. Попов, А.А. Петров, В.В. Ткаченко, Ю.Д. Манойло, "Особенности оптимизации надежности воздушных распределительных сетей в условиях применения Smart Grid–технологий", *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*. – 2011. – Ч. 2.– С. 22–30. (Спец. вип.).
11. В.В. Кулик, Т.Є. Магас, Ю.В. Малогулко, "Оптимальне керування розосередженими джерелами електроенергії з асинхронними генераторами засобами Smart Grid " [Електронний ресурс], *Наукові праці ВНТУ. Енергетика та електротехніка*. – 2011. – №4. – С. 1-6. Режим доступу: <http://praci.vntu.edu.ua/article/view/1404999>. – ISSN 2307-5376.
12. European Smart Grid, 2011 [Online]. Available: <http://www.smartgrids.eu> .
13. С.А. Айвазян, В.М. Бухштабер, И.С. Енюков, Л.Д. Мешалкин. "Прикладная статистика: Классификация и снижение размерности" – М.: *Финансы и статистика*, 1989. – 607 с. ISBN 5-279-00054-X.
14. В. Ю. Королев. "Вероятностно-статистический анализ хаотических процессов с помощью смешанных гауссовских моделей. Декомпозиция

волатильности финансовых индексов и турбулентной плазмы". Москва, *Издательство ИПИ РАН*, 2007.

15. Піскунічев, Є. А., «ДОСЛІДЖЕННЯ ВСТАНОВЛЕННЯ ФОТОВОЛЬТАЇЧНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ,» в Матеріали конференції «LI Науково-технічна конференція підрозділів Вінницького національного технічного університету (2022)», Вінниця, 2022. [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/all-feeem/all-feeem-2022/paper/view/15975/13468> Дата звернення: Черв. 2022

#### **4. Технічні вимоги до виконання МКР**

– технічне завдання:

- дослідити взаємовплив режимів ФЕС та споживачів електроенергії на основі аналізу графіків їх функціонування;
- проаналізувати методи оцінювання балансової надійності розподільних електричних мереж в умовах розбудови розосередженого генерування;
- розробити метод визначення оптимальної потужності резерву для забезпечення балансової надійності локальної електричної системи;
- розробити метод визначення оптимальної встановленої потужності на підставі аналізу якості функціонування локальної електричної системи;
- виконати алгоритмічну реалізацію розроблених методів та перевірити їх ефективності.

#### **5. Економічні показники**

Визначити основні критерії економічної ефективності

## 6. Етапи МКР та очікувані результати

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	02.09.22	06.09.22	формування технічного завдання
2	Дослідження актуальності теми, а саме особливостей експлуатації ліній електропередач	07.09.22	12.09.22	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Періодичність та програми робіт при технічному обслуговуванні пристроїв РЗА	13.09.22	05.10.22	розділ 2
4	Дослідження захистів та розрахунок уставок РЗА лінії електропередач	06.10.22	20.10.22	розділ 3
5	Техніко-економічна частина	11.11.22	16.11.22	розділ 4
6	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	01.11.22	10.11.22	розділ 5
7	Оформлення пояснювальної записки	17.11.22	25.11.22	пояснювальна записка
8	Виконання графічної частини та оформлення презентації	29.11.22	30.11.21	плакати, презентація

## **7. Матеріали, що подаються до захисту МКР**

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

## **8. Порядок контролю виконання та захисту МКР**

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

## **9. Вимоги до оформлення МКР**

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

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

Відсутні.

## Додаток В Ілюстративна частина



Вінницький національний технічний університет  
Кафедра електричних станцій та систем



### Балансування електроенергії в електроенергетичній системі з фотоелектричними станціями

Студент групи ЕСМ-21м:

Піскунічев Євгеній Анатолійович

Керівник:

к.т.н., проф., професор каф. ЕСС Рубаненко О.Є.

### Мета і задачі дослідження

2

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

Відповідно до мети поставлені такі **задачі**:

- дослідити взаємовплив режимів ФЕС та споживачів електроенергії на основі аналізу графіків їх функціонування;
- проаналізувати методи оцінювання балансової надійності розподільних електричних мереж в умовах розбудови розосередженого генерування;
- розробити метод визначення оптимальної потужності резерву для забезпечення балансової надійності локальної електричної системи;
- розробити метод визначення оптимальної встановленої потужності на підставі аналізу якості функціонування локальної електричної системи;



## Актуальність

3

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



## Об'єкт, предмет та методи дослідження

4



**Об'єкт дослідження** – методи підвищення балансової надійності розподільних електричних мереж та покращення якості їх функціонування.

**Предмет дослідження** – засоби підвищення балансової надійності розподільних електричних мереж.

**Методи дослідження** Для розрахунку показників надійності використовувались методи теорії надійності, а під час визначення оптимальної потужності резерву локальної електричної системи – методи теорії електричних систем і мереж.

## Наукова новизна та практична цінність

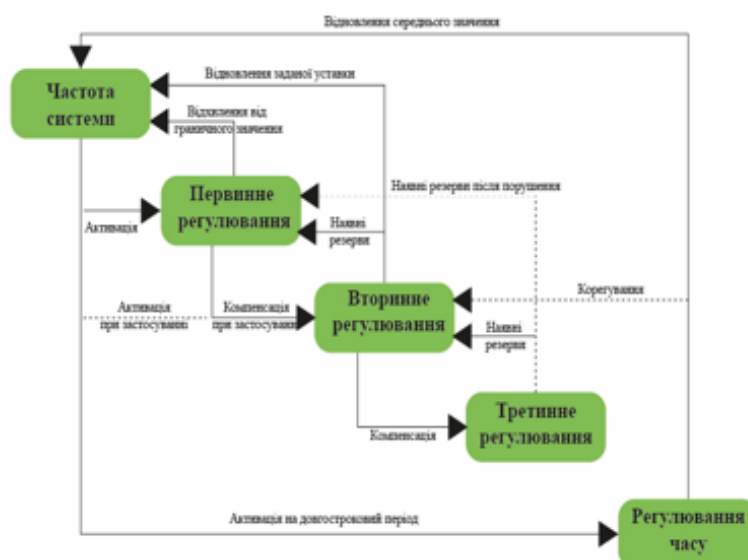
5

**Наукова новизна одержаних результатів** в комплексному підході до балансування електроенергії в електроенергетичній системі з фотоелектричними станціями, який полягає у отриманні нового 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.

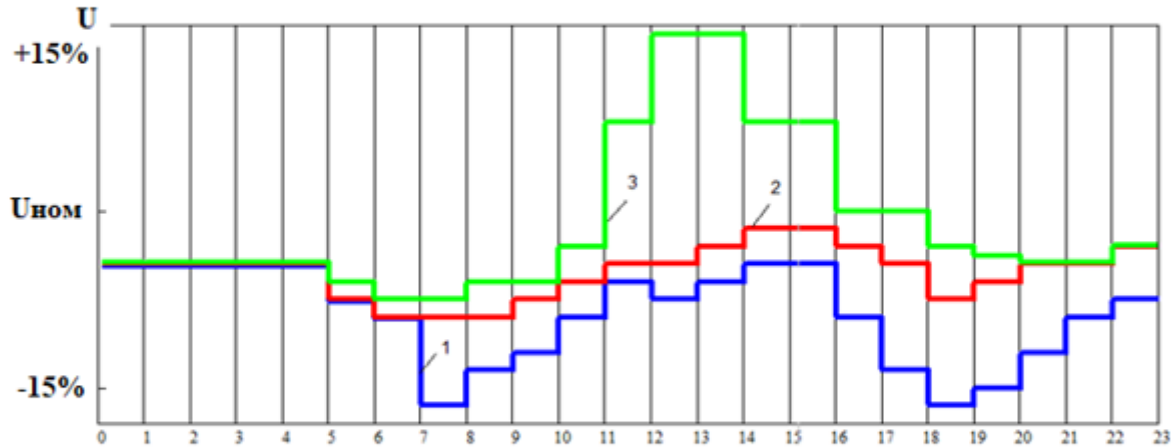
**Практична цінність** полягає в результатах аналізу пошкоджень фотоелектричних модулів.

6

### Функціональна схема системи регулювання частоти та потужності в енергосистемі

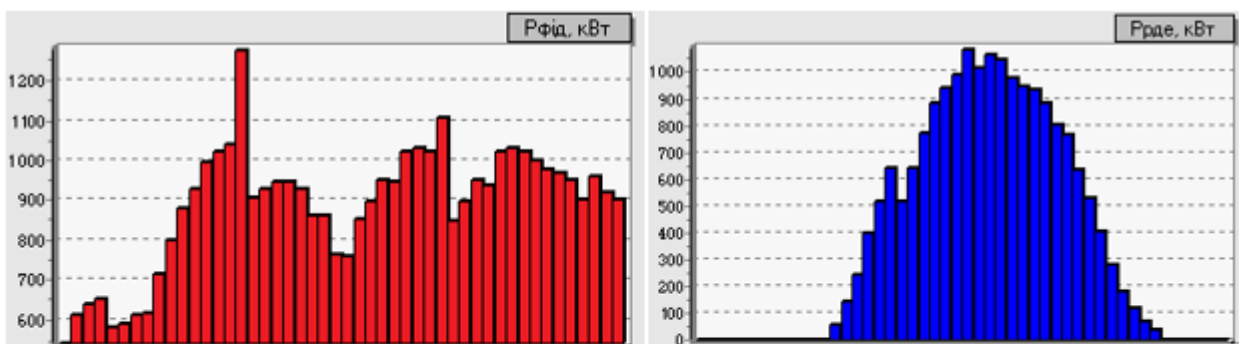


### Зміна рівнів напруги у вузлі навантаження



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

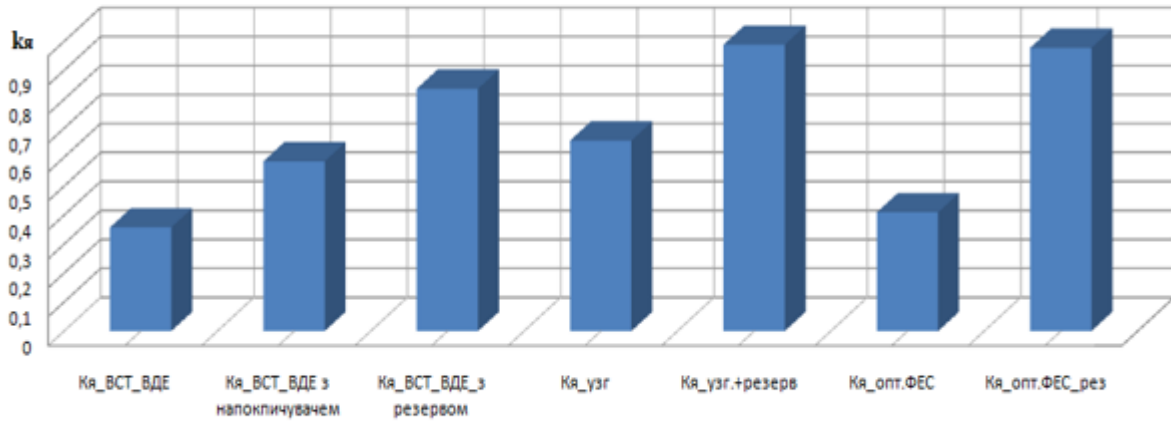
### Графіки електричних навантажень Ф-15 (а, б) – генерування Гальжбіївської ФЕС



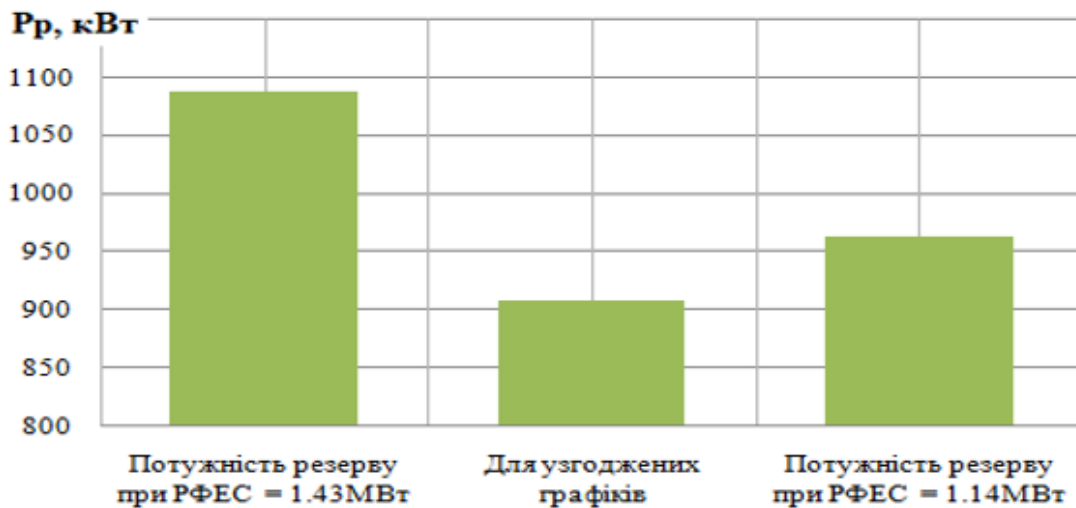
а)

б)

### Оцінювання якості функціонування при різних засобах її підвищення



### Зміна потужності резерву для різних засобів підвищення балансової надійності ЛЕС



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.

1. Оскільки розподільні електричні мережі зі зростанням в них частки відновлювальних джерел електроенергії (ВДЕ) 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.
2. 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.

3. Розроблено 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.

4. Шляхом аналізу взаємовпливу графіків роботи електроспоживачів і фотовольтаїчних електричних станцій встановлено, що найбільший техніко-економічний ефект від використання ФЕС в електричних мережах отримується лише за умови узгодження графіка їх генерування з сумарним графіком електроспоживання локальної електричної системи.

5. 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.