

Центральноукраїнський національний технічний університет
Факультет автоматики та енергетики
Кафедра “Електротехнічні системи та енергетичний менеджмент”

“Допущено до захисту ”
Зав. кафедрою ЕТС та ЕМ
к.т.н., професор
_____Петро ПЛЕШКОВ
“ ____ ” _____ 2021р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
за другим (магістерським) рівнем вищої
освіти
на тему

**“ Дослідження оптимального розміщення сонячних
електростанцій в розподільчих мережах 0,4 кВ”**

Виконав здобувач вищої освіти
2 курсу магістратури, групи ЕЕ-20М
ОПП «Електротехнічні системи
електроспоживання»
спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
_____Віталій ЛСБЕДЄВ
« ____ » _____ 2021р.

Керівник роботи
к.т.н., доцент
_____Іван САВЕЛЕНКО
« ____ » _____ 2021р.

Рецензент _____

Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет автоматики та енергетики

Кафедра електротехнічних систем та енергетичного менеджменту

Рівень вищої освіти другий (магістерський)

Галузь знань 14 Електрична інженерія

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма Електротехнічні системи електроспоживання

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Завідувач кафедри

_____ Плешков П.Г.

«_____» _____ 2021 р.

ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗА ДРУГИМ (МАГІСТЕРСЬКИМ) РІВНЕМ ВИЩОЇ ОСВІТИ ЗДОБУВАЧА ВИЩОЇ ОСВІТИ

Лебедєва Віталія Олександровича

(прізвище, ім'я, по-батькові)

1. Тема роботи (проекту) Дослідження оптимального розміщення сонячних
електростанцій в розподільчих мережах 0,4 кВ

Study of the optimal location of solar power plants in 0.4 kV distribution networks

2. Керівник роботи (проекту) Савеленко Іван Володимирович, к.т.н., доцент

(прізвище, ім'я, по-батькові, науковий ступінь, вчене звання)

3. Строк подання студентом роботи до захисту 6.12.2021 р.

4. Мета та завдання випускної кваліфікаційної роботи (проекту) _____
Вступ; Характеристика розподільних електричних мереж з джерелами
альтернативної енергії. Задачі впровадження джерел альтернативної
енергії та шляхи їх вирішення. Теоретичне дослідження впливів на систему
електропостачання з відновлювальними джерелами Комп'ютерне
моделювання режимів роботи системи електропостачання з джерелами
альтернативної енергії. Економічний розділ; Охорона праці;
Висновки; Перелік посилань.

5. Консультанти по роботі, із зазначенням розділів роботи

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
<i>Економічна частина</i>	<i>к.е.н., доц. Журило І.В.</i>		
<i>Охорона праці</i>	<i>к.т.н, доц. Савеленко І.В.</i>		

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів випускної кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Вступ.</i>	<i>4.10.21</i>	
2	<i>Характеристика розподільних електричних мереж з джерелами альтернативної енергії.</i>	<i>11.10.21</i>	
3	<i>Задачі впровадження джерел альтернативної енергії та шляхи їх вирішення</i>	<i>14.10.21</i>	
4	<i>Теоретичне дослідження впливів на систему електропостачання з відновлювальними джерелами <u>альтернативної енергії</u></i>	<i>21.10.21</i>	
5	<i>Комп'ютерне моделювання режимів роботи системи електропостачання з джерелами альтернативної енергії</i>	<i>28.10.21</i>	
6	<i>Економічний розділ</i>	<i>5.11.21</i>	
7	<i>Охорона праці</i>	<i>15.11.21</i>	
8	<i>Висновки</i>	<i>21.11.21</i>	
9	<i>Оформлення пояснювальної записки та презентації магістерської роботи</i>	<i>25.11.21</i>	
10	<i>Вступ.</i>	<i>29.11.21</i>	

Дата видачі завдання

«___» _____ 2021 р.

Підпис керівника _____

Завдання прийнято до виконання

«___» _____ 2021 р.

Підпис здобувача _____

АНОТАЦІЯ

Лебедев В.О. Дослідження оптимального розміщення сонячних електростанцій в розподільчих мережах 0,4 кВ. *Study of the optimal location of solar power plants in 0.4 kV distribution networks.*

Спеціальність 141 - «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». - ОПП «Електротехнічні системи електроспоживання». - Центральноукраїнський національний технічний університет. - м. Кропивницький, 2021р.

Об'єкт дослідження - розподільчі електричні мережі 10 кВ з відновлювальними джерелами енергії.

Мета роботи – оптимізація роботи розподільчих електричних мереж з джерелами відновлювальної енергії за рахунок їх оптимального розміщення.

В магістерській дисертації розглянуто проблеми функціонування розподільних електричних мереж з розподіленими джерелами енергії, та вплив джерел розосередженого генерування на надійність розподільних електричних мереж. Проведено аналіз методів оцінювання надійності в умовах зростання розосередженого генерування. Виконано аналіз показників балансової та режимної надійності з врахуванням відновлюваних джерел електроенергії. Проведено розробку методу оцінювання впливу відновлюваних джерел електроенергії на режим розподільних електричних мереж за показником якості електропостачання.

Проведене комп'ютерне імітаційне моделювання режимів роботи комбінованої СЕС також техніко-економічні розрахунки підтвердили доцільність впровадження такого заходу.

СИСТЕМА ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ, СИЛОВИЙ
ТРАНСФОРМАТОР, ВІДНОВЛЮВАЛЬНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ,
СОНЯЧНА ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯ.

ABSTRACT

Lebedev V.O. **Study of the optimal location of solar power plants in 0.4 kV distribution networks.** *Дослідження оптимального розміщення сонячних електростанцій в розподільчих мережах 0,4 кВ.*

Specialty 141 - "Power Engineering, Electrical Engineering and Electromechanics". - EPP "Electrical systems of electricity consumption". - Central Ukrainian National Technical University. - Kropyvnytskyi, 2021

The object - the research is 10 kV distribution electrical networks with renewable energy sources.

The purpose - the work is to optimize the operation of electrical distribution networks with renewable energy sources due to their optimal location.

In the graduation work considers the problems of functioning of distributed electric networks with distributed energy sources, and the influence of sources of dispersed generation on the reliability of distributed electric networks.

The analysis of methods of reliability estimation in the conditions of growth of scattered generation is carried out. The analysis of balance and regime reliability indicators taking into account renewable energy sources is performed. The method of estimating the impact of renewable energy sources on the mode of distribution electricity networks on the indicator of power supply quality has been developed.

The conducted computer simulation modeling of the modes of operation of the combined SES also technical and economic calculations confirmed the feasibility of such a measure.

POWER SUPPLY SYSTEM, POWER TRANSFORMER, RENEWABLE ENERGY SOURCES, SOLAR POWER PLANT.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ	6
Вступ.....	7
1. ХАРАКТЕРИСТИКА РОЗПОДІЛЬЧИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ З ДЖЕРЕЛАМИ АЛЬТЕРНАТИВНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ.....	9
1.1. Загальні відомості про джерела альтернативної енергетики.....	9
1.2. Аналіз структури генеруючих потужностей в Україні	16
1.2.1. Аналіз розвитку сонячної електроенергетики в Україні	17
1.2.1. Аналіз розвитку вітрової електроенергетики в Україні	18
1.3 Вплив відновлювальної енергетики на енергосистему	20
1.4. Задачі оптимізації розвитку локальних електромереж з ДАЕ.....	24
Висновки до розділу 1.....	26
2 ВПРОВАДЖЕННЯ ДЖЕРЕЛ АЛЬТЕРНАТИВНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ.....	27
2.1. Аналіз доцільності існування автономного режиму роботи в системах електропостачання з ДАЕ.....	27
2.2. Аналіз методів оцінювання надійності генерації.....	28
2.3. Математична модель локальних енергомереж.....	31
2.4. Напрямки розвитку мереж з розподіленою генерацією	32
2.5. Вплив ДАЕ на параметри електричних мереж.....	35
2.5.1. Аналіз втрат в електричних мережах з ДАЕ.....	35
2.5.2. Вплив джерел альтернативної енергії на якість електроенергії	36
2.5.3. Вибір оптимальної точки приєднання джерела альтернативної енергетики	38
2.6. Аналіз балансів в автономних електричних мережах	38
Висновки до розділу 2.....	41
3. ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ДЖЕРЕЛ АЛЬТЕРНАТИВНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ НА РЕЖИМИ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ	42
3.1 Особливості експлуатації розподільчих електромереж в умовах ринку електроенергії	42

3.2 Вплив джерел альтернативної енергії на розподільчі електричні мережі.....	45
3.2.1 Аналіз впливу ДАЕ на режими роботи електричних мереж.....	45
3.2.2 Визначення складових втрат потужності, зумовлених функціонуванням ДАЕ в електромережах	48
3.3 Алгоритм розрахунку складової втрат потужності від джерел альтернативної енергії.....	50
3.4 Вибір схеми приєднання ДАЕ до розподільчих електричних мереж	53
Висновки до розділу 3.....	58
4. КОМП'ЮТЕРНЕ ІМІТАЦІЙНЕ МОДЕЛЮВАННЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ КОМБІНОВАНОЇ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ З ВІДНОВЛЮВАЛЬНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ.....	59
4.1 Математична модель фотоелектричної установки	59
4.2 Комп'ютерні імітаційні моделі комбінованої системи електропостачання з СЕС	65
4.3 Комп'ютерне імітаційне моделювання режимів роботи комбінованої системи електропостачання з ДАЕ.....	70
4.4 Аналіз результатів комп'ютерного імітаційного моделювання режимів роботи комбінованої системи електропостачання з ДАЕ	74
Висновки до розділу 4.....	78
5. ОХОРОНА ПРАЦІ	79
5.1 Аналіз небезпечних та шкідливих факторів на підприємстві та заходи по їх усуненню	79
5.2. Розрахунок блискавкозахисту для будівлі.....	80
5.3. Розрахунок захисного заземлення	82
6. РОЗРАХУНОК ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ БУДІВНИЦТВА НА ПІДПРИЄМСТВІ СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ.....	85
ВИСНОВКИ.....	89
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	90

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ

ЛЕП - лінія електропередавання

АЕС - атомна електростанція

АСКОЕ - автоматизована система комерційного обліку електроенергії

ВДЕ - відновлювальні джерела енергії

ВЕС - вітрова електрична станція

ЕЕС - електроенергетична система

ЕМ - електричні мережі

ЛЕС - локальна електрична система

МГЕС - мала гідроелектростанція

ДАЕ - джерела альтернативної енергетики

ТЕС - теплова електростанція

СЕС - сонячна електростанція

РЕМ - розподільчі електричні мережі

СЕП - система електропередавання

ВСТУП

Сучасне використання енергії характеризується наявністю значної частки альтернативних джерел енергії, що мають умовно необмежені запаси і можуть гарантувати сталий розвиток енергетики в перспективі, тому їх використання – дозволить зменшити на вплив навколишнє середовище і відстрочить появу кризового стану.

З 2004 року на розвиток альтернативної енергетики виділяються значні капіталовкладення. Про це свідчать щорічні показники приросту генерації від сонячної енергії, які в середньому становлять у 61%, вітрової - 28%. етанолу - 21%. Країни Західної Європи до 2020 року планують довести використання альтернативних джерел енергії до 30% від загального обсягу ринку енергоносіїв.

В Нашій країні за рахунок державної політики, спостерігається розбудова СЕС, з під'єднанням до розподільчих електричних мереж електроенергетичної системи. Такий підхід призводить до поступового переходу від централізованої до комбінованої моделі електропостачання споживачів, коли частина електроенергії генерується і споживається локально. Розбудова малих сонячних фотостанцій має позитивні і негативні наслідки для електроенергетичних систем в Україні, що є характерними і для інших країн.

Відновлювальні джерела енергії мають технічні відмінності, тому їх ефективне використання можливе з врахуванням сучасних принципів перетворення ВДЕ у різні види енергії. У навколишньому середовищі існують потоки енергії тому в процесі розвитку альтернативної енергетики необхідно опиратися на місцеві енергоресурси. Використання ВДЕ має бути інваріантним і мати комплексний підхід, що дозволяє стимулювати їх економічний розвиток.

Об'єкт дослідження: розподільчі електричні мережі 10 кВ з генерацією від сонячних фотостанцій.

Предмет дослідження: сумісна робота СЕС з розподільчими електричними мережами, аналіз та оптимізація складових втрат електроенергії за рахунок додаткових перетікань, що зумовлені роботою джерел альтернативної енергетики.

1. ХАРАКТЕРИСТИКА РОЗПОДІЛЬЧИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ З ДЖЕРЕЛАМИ АЛЬТЕРНАТИВНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ

1.1. Загальні відомості про джерела альтернативної енергетики

Широке впровадження джерел альтернативної енергетики (ДАЕ) в системі електропостачання сільськогосподарських споживачів та впровадження локальної генерації в розподільчі електричні мережі набуває перманентного розвитку. Значна кількість ДАЕ та їх діапазон генерації дозволяють широко використовувати їх в розподільчих мережах низької напруги (мГЕС, ВЕС та СЕС, біопаливні установки тощо).

При використанні альтернативних потужностей в електричних мережах до 10 кВ використовується, як правило, система централізованого електропостачання. При генерації в мережах 0,4 кВ розподіленої генерації вимагає застосування інших принципів проектування, роботи та керування роботою розподільчих електричних мереж. Характерним для ситуації в енергосистемі України, є ситуація за якої частина мереж потребує реконструкції, тому необхідно науково обґрунтувати принципи роботи систем електропостачання з локальною генерацією.

Джерела альтернативної енергетики поділяються три групи в залежності від зв'язку з навколишнім середовищем та типу первинної енергії:

- джерела альтернативної енергетики зі значною залежністю від навколишнього середовища, наприклад СЕС;
- джерела альтернативної енергетики з середньою залежністю від навколишнього середовища, наприклад: біогазові установки;
- джерела альтернативної енергетики з малою залежністю від навколишнього середовища, наприклад: когенераційні установки.

Впровадження альтернативної енергетики дозволить вирішити проблеми із завантаженням розподільчих мереж, знизить використання невідновлювальних корисних копалин та кількість викидів СО великими

електрогенеруючими станціями. Наявність режимів нестабільної генерації, через плинність погодних умов обумовлює витрати на реконструкцію систем обліку та релейного захисту. Зрозуміло, що наявність ДАЕ впливає на режими розподільчих мереж і залежить від потужності ДАЕ, їх типу, місця при'єднання.

Аналіз графіків електроспоживання і генерування такими джерелами альтернативної енергетики, наприклад: СЕС, показує їх низький потенціал, щодо стабільної генерації, і тому створює складнощі при формуванні балансу енергії в електричних мережах, що відтворено на рис. 1.1-1.2.

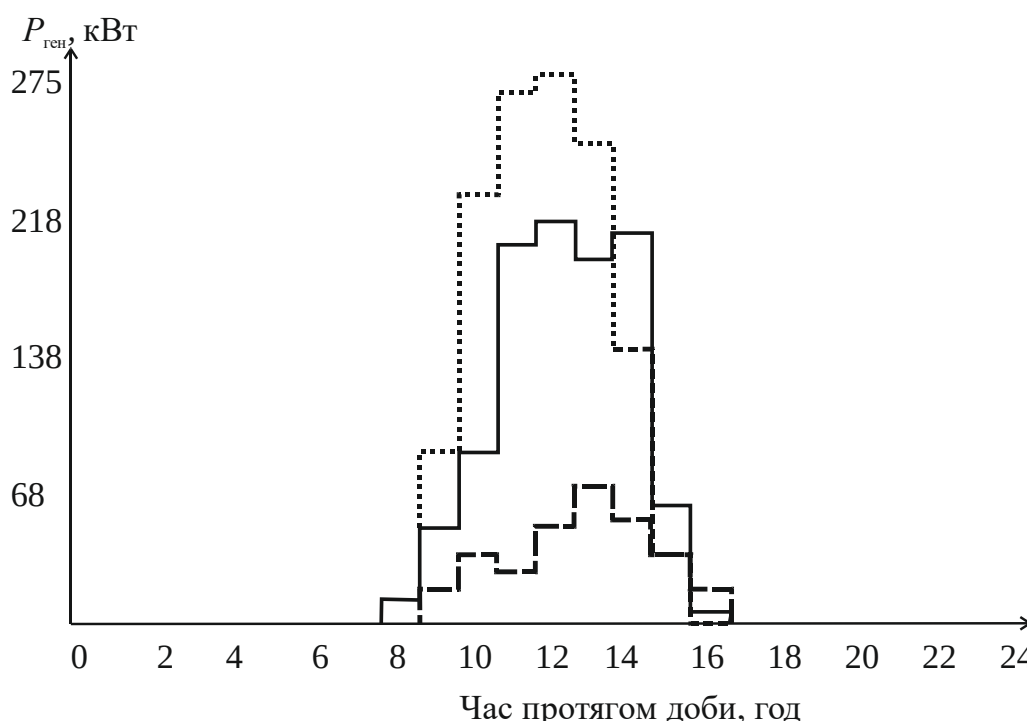


Рисунок 1.1 – Графік добової роботи СЕС

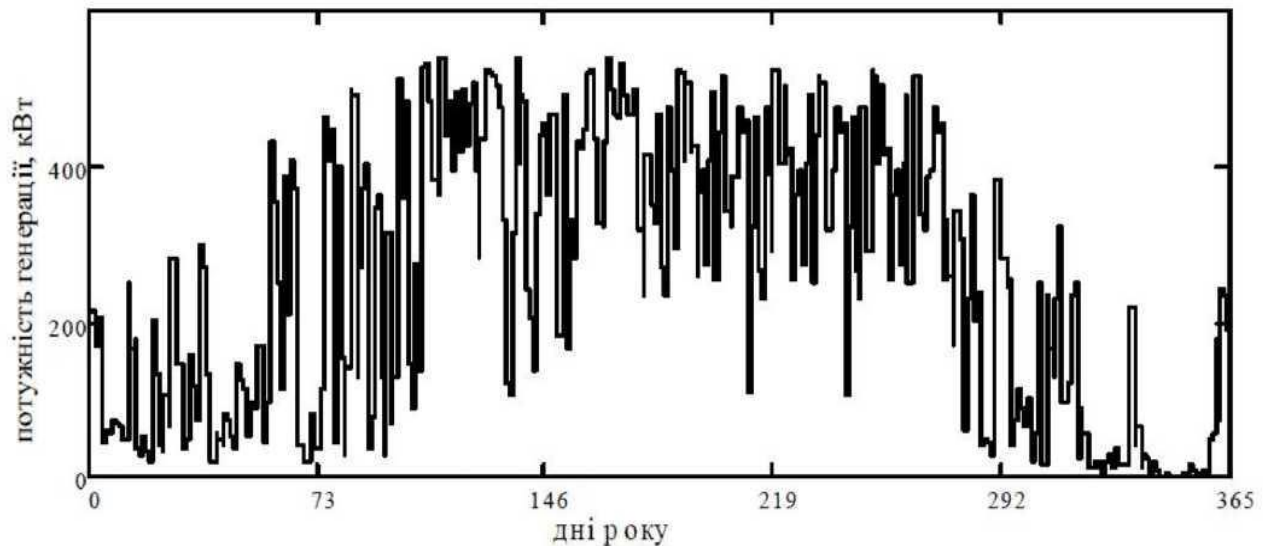


Рисунок 1.2 - Середні значення щодобової генерації СЕС впродовж 2020 року

При формуванні балансу потужності з використанням СЕС та ВЕС необхідно враховувати умовну можливість їх регулювання в межах природнього потенціалу даної місцевості.

Комерційні технологічні втрати електричної енергії в мережах енергорозподільчих компаній України складають 10,5-18,1 % від її загального обсягу, що більше ніж в Північно-американських штатах - 6,5 %, Англії - 8,6 %, Німеччині - 4,5 %. Розподільчі електричні мережі становлять найбільшу частку витрат на електропостачання агропромислових об'єктів. Знизити такий рівень втрат електроенергії можна за рахунок використання ДАЕ у розподільчих мережах. Ефективність використання ДАЕ в електричних мережах залежить від параметрів, місця приєднання ДАЕ та режимів роботи розподільчих мереж. Обґрунтування ефективного застосування ДАЕ розглядається в авторах Вінницької, Київської, Львівської «наукових шкіл». На рис. 1.3 наведено схеми приєднання ДАЕ до РЕМ, які залежать від потоків потужності з різним рівнем втрат електроенергії в мережах.

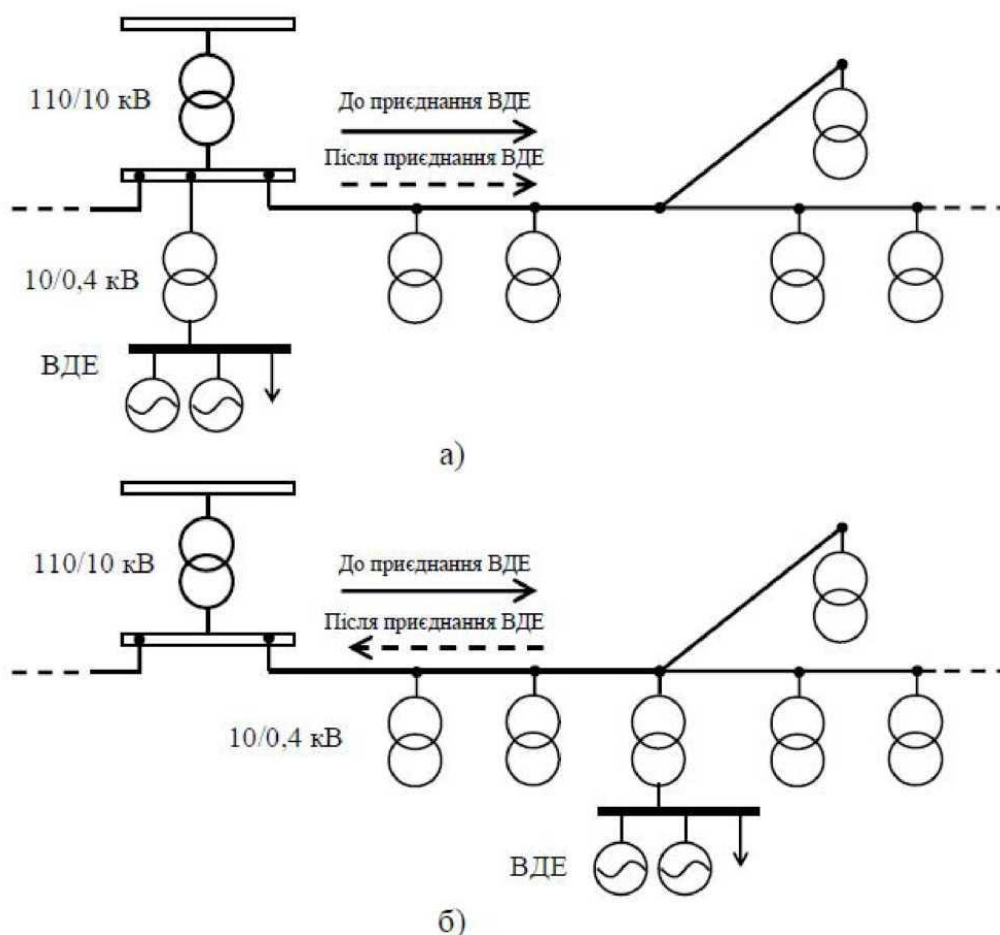


Рисунок 1.3 - Варіанти приєднання ДАЕ до електричних мереж

На рис. 1.3а Якщо ДАЕ приєднані до шин підстанції трансформатор розвантажується за рахунок генерації від ДАЕ, що дозволяє зменшити навантажувальні втрати в трансформаторі. В лініях втрати залишаються без змін. Для варіанту на рис. 1.3б, розвантажується трансформатор і частина ліній, через які зменшуються перетоки енергії. Зменшення потоків потужності, веде до зменшення втрати напруги, що сприяє покращенню показників якості електричної енергії в мережі підстанцій. Аналіз типових схем приєднання ДАЕ до розподільчих електричних мереж показує при їх роботі виникає компенсуюча складова потоків, обумовлених навантаженням споживачів, що дозволяє зменшити споживання електроенергії від енергосистеми. Позитивний ефект від застосування проявляється у зменшенні втрат електроенергії в розподільчих мережах. [3].

Впровадження ДАЕ впливає систему перерозподілу потужностей в локальних електричних мережах (ЛЕМ) та перетворює їх на активно-керовані елементи. Така ситуація призводить до внесення планових змін при експлуатації та модернізацій технологічної структури та режимів ЛЕМ.

Через наявність багатьох чинників технологічного та економічного характеру впровадження ДАЕ може мати як позитивний, так і негативний на режими роботи ЛЕМ. Як правило, джерела альтернативної енергетики не можуть бути під'єднані до мережі без перетворювачів струму. Наявність перетворювальних пристроїв в системі електропостачання від ДАЕ обумовлює їх вплив на показники якості електричної енергії, тому значна насиченість мереж перетворюючою технікою, обумовить зростання рівня вищих гармонік напруги та струму в локальних розподільчих мережах.

Використання джерел живлення альтернативної енергетики в ЛЕМ в безпосередній близькості до розподільчих підстанцій буде збільшувати напругу в мережі і вимагатиме постійного налаштування регулюючого пристрою силових трансформаторів. Встановлення джерел альтернативної енергетики в ЛЕМ потужність яких не відрізняється від потужності енергосистеми буде збільшувати втрати потужності в ЛЕМ і впливати на їх режими роботи.

Необхідно зазначити, можливі два варіанти впливу ДАЕ на роботу ЛЕМ: зростання напруги в робочих режимах роботи ЛЕМ та збільшення коливань напруги в ЛЕМ. Використання джерел альтернативної енергетики суттєво впливає стабільність та надійність функціонування ЛЕМ через зниження показників якості електричної енергії.

У ЛЕМ в яких з використанням джерел альтернативної енергетики виникають ситуації з погіршенням їх параметрів необхідно встановлювати постійний контроль за рівнем частоти; компенсацією реактивної потужності та напругою на затискачах споживачів.

З використанням ДАЕ в ЛЕМ можна спостерігати наступні позитивні ситуації: зменшення дефіциту потужностей енергосистеми в денні години; підвищення показників якості електроенергії через можливість часткового резервування; підтримка напруги на ділянках загальної мережі, що мають значну протяжність. Параметри деяких типів джерел альтернативної енергетики наведено в табл. 1.1.

Таблиця 1.1 - Характеристики джерел альтернативної енергетики

Параметр	СЕС	ВЕС
Наявність	Залежно від географ. положення	Залежно від географ. положення
Вихідний сигнал	Постійний струм	Постійний/змінний струм
Керування	Некерований	Некерований
Перетворювач	Перетворювач типу постійний/постійний/змінний	Перетворювач типу змінний/постійний/змінний
Вид палива	Сонячна енергія	Енергія повітряних мас
ККД	6-20%	1-35%
Можливість роботи по графіку	Немає	Немає

Використання джерел альтернативної енергетики в якості резервів звичайної енергетики підвищує надійність системи електропостачання. Але надійність електропостачання споживачів може знижуватися при паралельній роботі джерел альтернативної енергетики з енергосистемою. Зниження надійності може відбуватися за рахунок концентрації однотипних фотогальванічних елементів при збільшенні потужності СЕС [5].

Взагалі, проблема автономної роботи джерел альтернативної

енергетики обмежена рівнем якості електричної енергії та може створювати небезпеку для споживачів і обладнання через перенапругу в мережі. Підвищення рівня надійності електропостачання при встановленні джерел альтернативної енергетики, як правило характерне лише для окремої частки споживачів і залежить від конфігурації мережі. Підвищення надійності електропостачання енергосистем буде більш ефективним при використанні електромереж зі збалансованими генерацією та навантаженнями. Проблеми до якості електроенергії у різних типів джерел альтернативної енергетики наведені в табл. 1.2.

Таблиця 1.2 – Вплив на показники якості електроенергії в мережі з , використанням ДАЕ

Порушення якості електроенергії	ВЕС	СЕС
Провал напруги	+	
Перенапруга	+	
Розмах напруг		+
Коливання напруги	+	
Гармонійний склад напруги	+	+
Доза флікеру	+	+
Гармонійний спектр струму	+	+
Непостійний режим генерації	+	+

Очевидно, що чим більший перелік джерел альтернативної енергетики буде застосований, тим більш ефективним буде впровадження альтернативної енергетики. Побудова локальних розподільчих мереж зі збалансованим енергопостачанням від різнотипових ДАЕ забезпечить надійну та стабільну роботи систем електропостачання. Збалансованість енергопостачання повинна забезпечуватися двома і більше типами джерел альтернативної енергетики, що пов'язано зі різко змінним характером генерації ДАЕ. Використанням комплексу, який включає до свого складу

різномісності джерела альтернативної енергетики забезпечить збалансовані режими в ЛЕМ.

1.2. Аналіз структури генеруючих потужностей в Україні

Електроенергетична галузь традиційно має складну ієрархічну централізовану систему керування, її особливістю є наявність об'єктів, що територіально розподілені на значній території та мають нерівномірне розташування по ній. Характерними елементами будь-якої електроенергетичної системи є електрогенеруючі станції; силові підстанції, електромережі та система диспетчерського керування генерацією-споживанням електроенергії.

Централізоване енергозабезпечення споживачів здійснює об'єднана ЕЕС України, що має також взаємозв'язок з іншими енергосистемами сусідніх країн через міждержавні лінії електропостачання.

З 2020 року розроблено нові кодекси, що регламентують взаємовідносини між суб'єктами енергосистеми в сучасних умовах. Аналіз структури генеруючих потужностей ОЕС України, що наведено в табл. 1.3, вказує на постійне зростання потужностей електростанцій для ДАЕ. Лише за період з 2016 по 2020 роки, було введено в експлуатацію більше 500 нових генеруючих об'єктів, з яких 106 мають встановлену потужність < 1 МВт, 22 - в діапазоні від 1 до 5 МВт та 11 - від 5 до 10 МВт. Встановлені електростанції відносяться до об'єктів малої енергетики, що мають найбільш вплив на роботу СЕП напругою 0,38 та 10 кВ.

Питома потужність ДАЕ має тенденцію до зростання з середньорічним темпом до 30 % на рік. За даними НКРЕКП станом на кінець 2020 року галузь ДАЕ в Україні налічує більше 300 компаній та 500 об'єктів енергетики.

1.2.1. Аналіз розвитку сонячної електроенергетики в Україні

Сонячна електроенергетика є найбільш поширеною серед ДАЕ в Україні. В країні спостерігається чітка тенденція до щорічного зростання потужностей СЕС. У 2021 році зростання потужності сонячних електростанцій дещо зменшилось, через впровадження низки законодавчих актів, які змінюють відносини між державою та суб'єктами зеленої енергетики. Розвиток СЕС обумовлений значною привабливістю інвестицій, перманентним падінням вартості обладнання та високою ліквідністю проектів. Середній рівень зростання генерації сонячними електростанціями становить на 3-5% протягом 2014-20 років, середня тривалість роботи СЕС на повну потужність за останні роки знизилась до 928 годин у рік, як показано на рис.1.4, що відповідає коефіцієнту використання встановленої потужності на рівні 10,6%.



Рисунок 1.4 - Виробництво електроенергії СЕС

Продуктивність СЕС є досить низькою, ефективна тривалість роботи коливається від 2 до 100 годин з встановленою потужністю, що відповідає

річному коефіцієнту використання СЕС на рівні 24%.

В Україні найбільш поширені наступні напрями використання сонячної енергії:

- низько потенційна теплова енергія для потреб гарячого водопостачання без використання перетворюючих пристроїв. Такі системи можуть використовувати накопичувальні системи або працювати без них. Системи з накопичувальними баками мають більший коефіцієнт корисної дії. Системи без накопичувальних баків використовуються для задоволення поточних потреб, без можливості зберігання;

- перетворення в електричну енергію має низький коефіцієнт корисної дії 10-15%, тому в основному використовується для продажу за зеленим тарифом

Дія зеленого тарифу закінчується у 2030 році. За програмою відновлювальної енергетики після 2030 року зелений тариф буде дорівнювати тарифу на ринку довгострокових контрактів оптового ринку України.

1.2.1. Аналіз розвитку вітрової електроенергетики в Україні

Впровадження ДАЕ на основі використання ВЕС в СЕПП, має не тільки екологічний ефект пов'язаний зі зменшенням викидів CO₂ до атмосфери, а також технологічний, що пов'язаний з ліквідацією технологічних відходів АЕС, ТЕС.

Не зважаючи на значні переваги, при впровадженні ВЕС необхідно враховувати виникнення технологічних шумів, через що використання ВЕС обмежене у населених пунктах. Використання ВЕС у комплексі з СЕС дозволяє значно підвищити ефективність роботи такої системи.

На рис. 1.5.наведені обсяги генерації електроенергії від ВЕС.

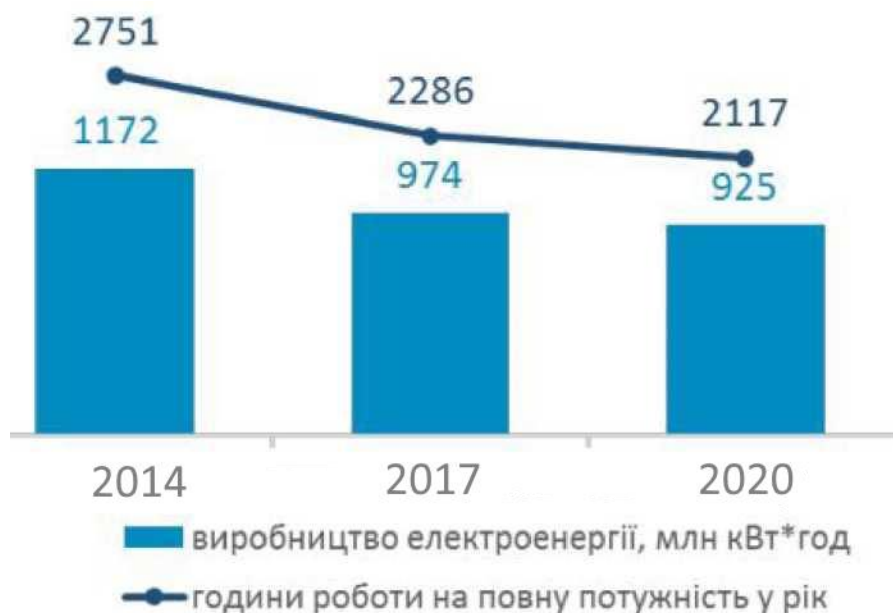


Рисунок 1.5 - Виробництво електроенергії ВЕС

Для стимулювання споживача до використання ДАЕ в Україні було введено спеціальний тариф, за яким закуповується електрична енергія, вироблена на об'єктах, що використовують ДАЕ. Значення "зеленого" тарифу установлюється на рівні роздрібного тарифу для споживачів другого класу напруги, помноженого на відповідний коефіцієнт в залежності від потужності та виду джерела енергії.

Коефіцієнт "зеленого" тарифу електроенергії, виробленої об'єктами ДАЕ після 2024 років, зменшується тридцять відсотків від його базової величини. Суттєво модернізованими об'єктами електроенергетики, що виробляють електроенергію з використанням ДАЕ, вважаються об'єкти, вартість модернізації енергетичного обладнання яких становить понад п'ятдесят відсотків первісної вартості такого обладнання.

Для розвитку вітрової енергетики розроблена державна підтримка на будівництво ВЕС. Згідно Комплексної програми будівництва вітрових електростанцій в Україні вона становить 0,75% від тарифу на електроенергію.

1.3 Вплив відновлювальної енергетики на енергосистему

Зростання частки генерації від джерел альтернативної енергії в енергетичному балансі генеруючих потужностей енергосистеми ставить низку завдань перед енергоринком країни. Постає питання, як буде впливати на баланс енергосистеми ДАЕ з нерівномірною генерацією і як безпечно інтегрувати їх до балансу енергосистеми. Безпланове впровадження джерел альтернативної енергії із зростанням їх потужності приведе до росту перетоків в енергетичній системі, збільшить втрати електроенергії та зменшить надійності електропостачання нашої системи? В країнах Європи вже накопичено немалий досвід експлуатації систем зі значною часткою ДАЕ, що дозволяє використовувати сучасні наукові методи керування енергосистемою з розподіленою генерацією. Розроблений математичний апарат дозволяє виконати моделювання ситуацій в енергосистемі зі значною часткою джерел альтернативної енергії.

Проблеми нерівномірності генерації ДАЕ широко висвітлюються у доповіді «Наступне покоління вітрової і сонячної електроенергетики». В роботі розкриваються технологічні рішення даної проблеми без втрати їх конкурентоспроможності на енергоринку .

Ціла низка проектів присвячених розвитку ДАЕ підтверджує, що впровадження незначних потужностей ДАЕ в розподільчих мережах не викликає проблем. Необхідно розуміти, що незначні обсяги становлять 5-10% від встановленої потужності споживачів. Теоретичні дослідження українських науковців довели, що максимальний рівень ДАЕ може коливатися в межах 20-30 % від загального споживання лінії. Уникнути даної ситуації можливо при виконанні наступних вимог:

- Впроваджувати ДАЕ згідно розроблених технічних умов та планів, що дозволяють уникнути їх неконтрольованого розташування;
- Включати ДАЕ до резервування електричних потужностей в

локальних електричних мережах;

- Включати ДАЕ до системи прогнозування балансу, планувати їх роботу з урахуванням перетоків електроенергії в розподільчих мережах.

Дослідження рівня гнучкості енергосистем показало, що існує технічна можливість роботи локальних розподільчих мереж з ДАЕ, якщо їх частка не перевищує 40%.. Використання «розумних» систем дозволяє підвищити рівень ДАЕ до 50%, якщо допускається зупинка незначних обсягів генерації ДАЕ. Впровадження значних обсягів ДАЕ вимагає переформатування значних обсягів енергосистеми.

Витрати, пов'язані з реконструкцією енергосистеми, залежать від низки конструктивних рішень. Витрати енергосистеми значно зростають, якщо ДАЕ додається нестабільно без конкретного плану розвитку електричних мереж. Для поступового розвитку мереж з ДАЕ характерне зростання екологічних витрат та зростання системних витрат в мережах на системи керування та диспетчеризації об'єктів.

Вартість відновлюваної енергії, різко скоротилася через поєднанням розвиток технологій, створення нових точок попиту, що мають кращі умови фінансування.

Середня вартість енергії вітру впродовж останніх п'яти років зменшилась на 45%, а енергія сонця - на 80%. Нове покоління сонячних електростанцій мають питомий показник перетворення 1200 Вт/м^2 що робить їх ще більш економічно привабливими для комерційного застосування..

Зростання економічної ефективності ДАЕ в порівнянні з існуючими джерелами генерації електроенергії вказує на неминучу зміну структури енергетичних систем по всьому світу. Генерація електроенергії від вітрових ДАЕ обмежується незначною доступністю вітру та значними коливаннями вітрових потоків в нашому регіоні. На рис. 1.6 наведено генерації від ДАЕ для країн Америки, Азії та Європи.

Країни характеризуються різним станом впровадження ДАЕ, а також

представляють різні підходи до інтеграції ДАЕ в електричні мережі. Для деяких характерні високі показники сонячного випромінювання (Індонезія), для деяких наявність обох енергоносіїв (Південна Африка та Центральна Америка), інші користуються переважно енергією вітру (Данія).

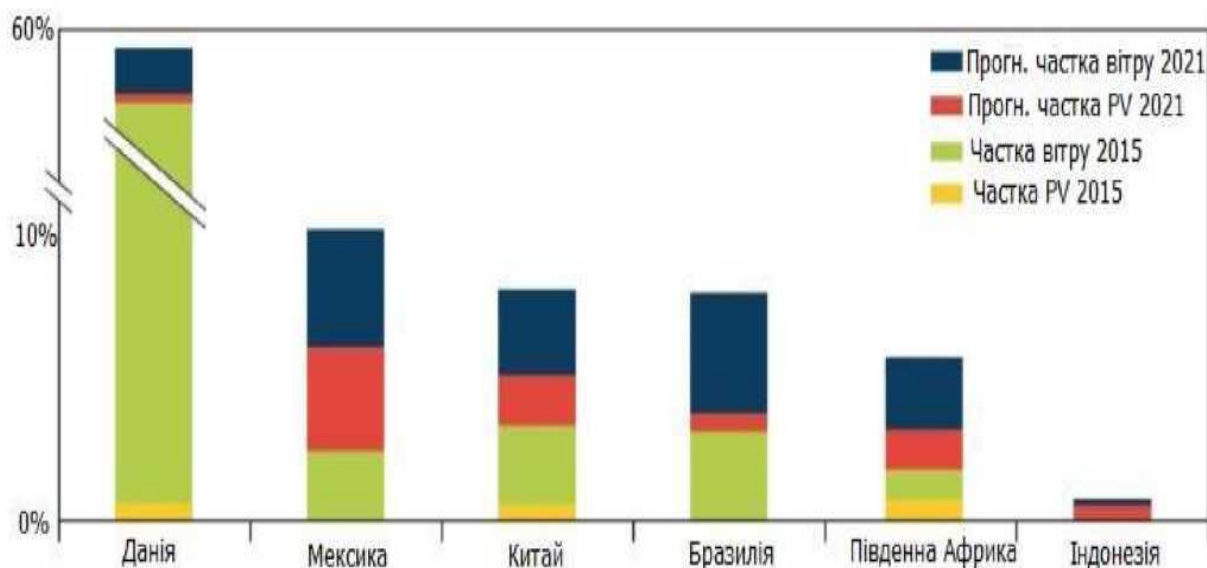


Рисунок 1.6 - Генерації ДАЕ в різних країнах світу.

Данія має нестабільний попит на електроенергію, що не відповідає вимогам ДАЕ, що вимагає впровадження додаткових маневрових станцій. Бразилія має значний комплекс маневрових гідроенергетичних станцій, що доповнені фото- та вітростанціями таке поєднання можливе за рахунок збалансованої роботи всього комплексу у протифазі.

Спостерігається швидке зростання ДАЕ в Бразилії, Мексиці та Китаї, темпи зростання альтернативної енергетики свідчать про прагнення в цих країнах досягти 15 % від річного споживання до кінця 2022 року. В Південній Африці планується частку ДАЕ збільшити до 6%. Потужність ДАЕ у Данії буде доведено до 65%.

Загальна потреба в інвестиціях в енергетичний сектор залежить від попиту на електроенергію та політичної стабільності країни.

Країни Південна Африки та Південно-Східної Азії мають багато проблем з високими вимогами до будівництва нових генеруючих потужностей. В інших країнах, таких як Дані або Китай, створені широкі можливості для задоволення попиту в ДАЕ найближчими роками. Такі робочі умови дозволяють ДАЕ збільшувати свою частку в енергетичному баланс цих країн.

Технічна досконалість установок ДАЕ та гнучкість енергосистем ,обумовлюють збільшення або зниження частки альтернативної генерації в енергосистемі. Гнучкість — це здатність енергетичної системи підтримувати надійну роботу при наявних великих коливаннях попиту та генеруючих потужностей. Системи накопичення енергії, балансуєчі електростанції, розвинена розподільча мережа та наявність резервування підвищують гнучкість енергетичної системи.

В країнах з незначною часткою ДАЕ, необхідно підтримувати впровадження ДАЕ з одночасною незначною модернізацією енергетичних мереж. Існуючі енергетичні системи в цих країнах є досить гнучкими, щоб знехтувати вплив ДАЕ на енергетичну систему. Замість витрат на балансування енергосистеми, можна витрати кошти на впровадження ДАЕ, що може привести до автобалансуючого ефекту.

Функціонування та планування в енергетичних системах значно покращуються, якщо річна генерація електроенергії установками ДАЕ цілеспрямовано зростає на кілька відсотків щорічно.

Швидкість технологічних новинок серед ДАЕ зростає з кожним роком, що обумовлює розвиток енергетичної політики та вимагає вирішення питань системної інтеграції ДАЕ.

В Данії створено комплексний і системний підхід до системної інтеграції, так як ДАЕ є ключовим джерелом виробництва електроенергії в даній країні і досить сильно впливає на процеси трансформації в енергетичній системі.

Науковцями проводяться розробка сценаріїв розвитку енергетики та

пошук рішень ефективної роботи електричних мереж з ДАЕ. Виділяють декілька сценаріїв розвитку енергетики. В першому випадку впровадження нових потужностей ДАЕ відбуватиметься одночасно із ростом потужностей магістральних і розподільчих мереж енергосистеми. В іншому випадку, частина системних послуг перейде до ДАЕ що знизить роль централізованої енергосистеми, і зробить її територіально розподіленою.

1.4. Задачі оптимізації розвитку локальних електромереж з ДАЕ

Задачі оптимізації розподільчих електричних мереж з ДАЕ вже давно розв'язуються в інженерній практиці різних країн світу. Їх складність і трудомісткість залежать від того, на якому етапі проектування або експлуатації (рис. 1.7) вони будуть вирішуватися. Задача оптимізації автономної роботи ДАЕ та розробка інформаційної мережі взаємопов'язані між собою і не можуть бути розв'язані в сучасних умовах за існуючими методиками. Необхідно враховувати, що низька керованість та нестабільність автономної роботи ДАЕ, не можлива без відповідної інформаційної мережі. Наявність двостороннього зв'язку між ДАЕ та споживачами енергосистеми, дозволить оперативно впливати режими електроспоживання враховуючи автономну роботу ДАЕ

Термін «розумна мережа» (Smart Grid) використовується для активно-адаптивних мереж, які об'єднують інструменти моніторингу, засоби комунікації та різні інформаційні технології. Наявність такого функціоналу дозволяє суб'єктам енергоринку надавати населенню послуги на більш високому рівні. Такі системи включають [8]:

- система SCADA для моніторингу і керування електричною мережею;
- канали передачі даних на технологіях PLC-5, GSM;
- цифрові пристрої дистанційного керування.

Таким чином, - це реалізація Можливості у цифровому форматі двосторонніх комунікативних обмінів між суб'єктами енергоринку є головним завданням мереж Smart Grid. Розвиток електричних мереж енергетичного комплексу передбачає розбудову інтелектуальної мережі за рахунок поетапного вдосконалення:

- Впровадження сучасного силового обладнання з функціями передачі і розподілу електроенергії;
- Впровадження сучасних програмно-технічних комплексів;
- Модернізація або впровадження автоматизованих систем управління в енергетиці.

Використання Smart Grid обумовлює зміну до системного підходу в електроенергетики на кожному із етапів перетворення енергії. Для виконання даних умов використовуються декілька базових принципів до автоматизованих систем керування, а саме:

- авторизований доступ до інформації на різних рівнях системи;
- надійність системи з високою можливістю самостійного або програмного відновлення;
- використання стимулюючих тарифів з метою вирівнювання графіку енергосистеми;
- контроль за технологічним витратами на кожному етапі трансформації енергії;
- контроль негативних впливів на навколишнє середовище;
- Підвищення рівня безпеки життєдіяльності працівників і населення згідно сучасних вимог НПАОП.

Враховуючи вище сказане, актуальність поставленої проблеми потребує нагального вирішення багатьох країнах світу де широко впроваджуються ДАЕ, в якості джерел розосередженої генерації.

Висновки до розділу 1

Джерела альтернативної енергії є активним резервом підвищення ефективності використання розподільчих електричних мереж. Проте їх інтеграція до традиційних енергетичних систем несе в собі необхідність вирішення задач, які пов'язані з використанням з розподіленої генерації.

Природні умови використання джерел альтернативної енергетики мають значний вплив на ефективність роботи розподільчих електричних мереж. Необхідно вирішити проблеми якості електроенергії, що виникають через використання потужних перетворювачів напруги або частоти.

Ефективна експлуатація ДАЕ в електричних мережах потребує досліджень їх властивостей, що виникають при сумісній роботі з енергосистемою. Розробка нових економічних та технічних методів керування СЕПП дозволить провести інтеграцію ДАЕ з найменшими витратами та технологічними перешкодами.

2 ВПРОВАДЖЕННЯ ДЖЕРЕЛ АЛЬТЕРНАТИВНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

2.1. Аналіз доцільності існування автономного режиму роботи в системах електропостачання з ДАЕ

2.1.1 Обґрунтування доцільності існування автономних режимів роботи в системах електропостачання з ДАЕ.

Автономні режим роботи СЕПП пов'язані з від'єднанням сегменту мережі від енергосистеми через роботу систем релейного захисту та автоматичного розвантаження генераторів або інші причини, за таких обставин живлення споживачів здійснюється лише за рахунок ДАЕ.

Більшість нормативної документації країн Європи при нештатних ситуаціях вимагає відключення ДАЕ. Від'єднання споживачів від енергосистеми за Стандартами IEEE-1547 та IEC 61727 вимагає відключення ДАЕ протягом 2 секунд [10]. Автономні режими роботи ДАЕ в мережах з номінальною потужністю більше 25 МВт обмежені з ряду причин:

- небезпека через підживлення ізолюваної від енергосистеми частини електричної мережі;
- малий струм короткого замикання від ДАЕ недостатній для спрацювання релейного захисту;
- некоректна робота пристроїв автоматичного повторного включення при перемежовуючих коротких замиканнях, помилкової дії персоналу або пристроїв релейного захисту. При неуспішній дії автоматичного повторного включення можливе пошкодження генераторів внаслідок появи значних механічних моментів та струмів.
- недостатня потужність для резервування мережі.

Ріст потужності джерел альтернативної енергетики з підвищенням рівня автоматизації дозволить використовувати ДАЕ як рівноцінні точки

генерації. Децентралізація генеруючих потужностей в енергосистемі, збільшать конкуренцію на оптовому ринку енергії і дозволять пред'являти підвищені вимоги до тарифної політики, якості та надійності електропостачання. Застосування автономних режимів дозволить підвищити надійність електропостачання, що перегляду кодексів, нормативних актів та документів.

2.2. Аналіз методів оцінювання надійності генерації

Надійність електропостачання споживачів залежить від здатності ДАЕ працювати автономно при наявності дефіциту електроенергії.

Для аналізу надійності енергосистеми використовують системні показники надійності. Такі показники використовуються для аналізу і оцінки безперервності роботи установок, а також виявлення елементів системи з високою ймовірністю відмов. Досвід експлуатації електричних мереж рекомендує виконувати аналіз надійності повітряних ліній II класу напруги за допомогою показників:

- первинний;
- базовий;
- інтегральний.

Первинні дають характеристику надійності роботи елементів мережі та якості роботи обслуговуючого персоналу. Визначаються за статистичними, технічними даними або результатами експертної оцінки тощо. До вихідних показників надійності відносяться:

- ймовірність роботи без відмов;
- частота потоку відмов елементів СЕПП;
- час відновлення живлення ліній або елементів;
- ймовірність відмов електрообладнання.
- час роботи обладнання при його відмові (год);

Базові показники характеризують надійність вузлів навантаження визначаються, як математичні сподівання відмов або аварійних ситуацій в вузлах мережі.

Для того, щоб визначити вплив аварійної ситуації на надійність мереж використовуються інтегральні показники. Їх величина, як правило, залежить від середнього навантаження у вузла енергосистеми, наявності точок обліку електроенергії та можливості дистанційного керування ними.

Інтегральні нормовані показники SAIFI, SAIDI і ENS є елементами обов'язкової звітності для електропостачальних компаній. Вони характеризую безаварійну роботу енергосистем при живлені споживачів і залежать від величини населеного пункту.

SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) - показник характеризує відношення частоти перерв електропостачання до числа споживачів:

$$SAIFI = \frac{\sum \lambda_i N_i}{\sum N_i},$$

де i - номер вузла навантаження, до якого підключенні N_i споживачів; λ_i – усереднене значення інтенсивності відмов точки навантаження i .

ENS (Energy not Supplied) - недовідпуск електроенергії (кВтгод/рік):

SAIDI (System Average Interruption Duration Index) - показник характеризується відношенням суми відключень споживачів до їх загальної кількості.

$$SAIDI = \frac{\sum U_i N_i}{\sum N_i},$$

де U_i - середня тривалість відключень вузла, (год/рік).

$$ENS = \Delta W_{нед} = \sum P_{сер} U_i,$$

де $P_{сер i}$ - середнє навантаження вузла i , кВт; U_i - середня тривалість

відключень вузла i , (год/рік).

Вважається більш точним методика оцінювання ефективності використання ДАЕ за показником недовідпуску електроенергії ENS. Методи розрахунку надійності характеризують момент появи відмов повинні компліюватися з методами, що характеризують процес появи відмов.

Для контролю ситуацій з виникненням ремонту і відновленням роботи обладнання використовують методи, що враховують ремонт і відновлення устаткування. Розв'язання даної задачі можливе багатьма методами.

У першому методі для визначення показників надійності мереж використовується аналітичний метод. Розрахункова схема повинна відображати зв'язки між елементами та надійність їх безвідмовної роботи. Така схема може не співпадати з реальною електричною схемою. Розрахунок проводиться шляхом еквівалентування кіл для визначення числа аварійних відключень, простоїв для кожного еквівалентного елемента. Тривалість виконання робіт за графіком ППЗРЕ визначається нормативними показниками ремонтних робіт.

Показник надійності електроустановок для середньої тривалості відмов елемента визначається:

$$U = \omega \cdot \tau,$$

де ω - частота відмов елемента, рік⁻¹; τ - середній час відновлення, год.

Кількість та тривалість планових відключень елементів характеризує надійність електропостачання споживачів. Планові відключення підвищують надійність систем в цілому і знижують під час їх проведення. Аварійні відключення випадкові події для яких надійність залежить від аварійного та після аварійного режимів роботи, Аварійні відключення визначаються з використанням теорії ймовірностей та математичної

статистики, якщо період аналізу надійності мереж становить більше року.

Для визначення ефекту енергоощадності потужність ДАЕ не повинна бути більшою за навантаження фідеру до якого вона під'єднана. Тому аналіз надійності мереж з ДАЕ необхідно розглядати, як режими роботи мереж з навантаженнями потужність яких більша ніж у ДАЕ.

2.3. Математична модель локальних енергомереж

За умови виникнення автономного режиму можуть виникати небаланси між навантаженням та генеруючою установкою. Процеси коливання потужності будуть характеризуватися зростанням або зменшенням частоти в мережі. При коливаннях частоти вона буде контролюватися зменшення або збільшенням вихідної потужності батареї за допомогою перетворюючого елемента.

У випадку перевищення навантаження над генерацією для підтримки частоти в мережі необхідно обмежувати навантаження шляхом поступового відключення споживачів.

Задача частотного розвантаження мереж з ДАЕ доволі широко розглянута в сучасній літературі [14, 15]. Недоліками методів частотного розвантаження є необхідність в режимі реального часу контролювати вузлову потужність навантаження. Але для розподільчих мереж 10 кВ така автоматизована система має високу вартість та економічно не вигідна. Добова нерівномірність дозволяє використовувати ДАЕ в автономній мережі в режимах максимальних та мінімальних навантажень, за допомогою додаткових перемикань непошкоджених ділянок мережі. Тобто структура автономної мережі може динамічно зменшуватися або збільшуватися в залежності від поточних потреб навантаження. Для роботи такої мережі у автономному режимі необхідне визначення прогнозованих максимальних навантажень споживачів на відповідних інтервалах часу.

При роботі мережі за даним методом автоматика знеструмлює мінімальну кількість споживачів, після чого мікропроцесорна система виконує розподіл базуючись на прогнозованих значеннях навантаження у вузлах мережі. Такий підхід при формуванні навантаження значної кількості секціонуючих комутаційних апаратів у вузлах навантаження.

1) Для виконання запропонованого алгоритму необхідно сформувати групи вузлів навантаження $j=1..J$ згідно умов:

$$\begin{cases} P_{PI\max} \geq \sum P_{ni}; \\ Q_{PI\max} \geq \sum Q_{ni}; \end{cases}$$

2) визначити прогнозоване значення генерації енергії W_j в кожній автономній секції $j=1..J$;

3) формується варіант автономної мережі j , що забезпечує максимальне забезпечення споживачів електроенергією;

4) формування сигналів керування для комутації непошкоджених сегментів автономної мережі.

Автономна мережа буде лишатися без змін, доки реальне навантаження споживачів не перевищить допустимого, після чого алгоритм вибору навантаження та перекомутація секцій мережі повторюється до повного відновлення електропостачання від енергосистеми.

Розрахунок невідпущеної електроенергії може бути використаний для визначення економічної доцільності використання такої системи керування.

2.4. Напрямки розвитку мереж з розподіленою генерацією

Розвиток технологій та пристроїв для побудови альтернативної енергетики розширює інфраструктуру застосування ДАЕ. В проектній стадії існує невизначеність інформації щодо ДАЕ в інших вузлах мережі,

що з одної сторони сприяє формуванню автономних систем, а з іншої сторони може привести до необхідності повної реконструкції електричних мереж з ДАЕ.

У більшості випадків дана проблема ускладняється тому, що частина варіантів буде неефективними або не вигідними для енергосистеми. Згідно теорії комбінаторики необхідно визначати кількість вузлів встановлення ДАЕ в мережі. При кількості вузлів N розрахункове значення потужності ДАЕ у першому вузлі ЛЕП легко оцінити, приймаючи його одиничним ДАЕ. При встановленні ДАЕ в m вузлах, кількість можливих випадків відповідає C_N^m , що називається числом випадків з N елементів по m елементів:

$$C_N^m = \frac{N!}{m!(n-m)!}$$

якщо m - невідомо, то загальне число можливих випадків є сумою біноміальних коефіцієнтів:

$$\sum_{m=1}^N C_N^m = \sum_{m=1}^N \frac{N!}{m!(n-m)!}$$

Використовуючи властивість суми біноміальних коефіцієнтів приведемо даний вираз до виду:

$$\sum_{m=0}^N C_N^m = \sum_{m=0}^N \frac{N!}{m!(n-m)!} = 2^N$$

Звідки:

$$\sum_{m=1}^N C_N^m = \sum_{m=0}^N C_N^m - C_N^0 = 2^N - 1$$

$$N_p = \sum_{m=0}^{N-1} C_{N-1}^m = 2^{N-1}$$

В такому випадку для кожного вузла можлива потужність ДАЕ становить:

При наявності ДАЕ в декількох вузлах мережі, будуть отримані група екстремумів в залежності від кількості вузлів в мережі, результати такого розрахунку наведені в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 - Результати оцінювання місць встановлення ДАЕ

Кількість можливих вузлів встановлення ДАЕ (N)	Загальна кількість випадків при встановленні ДАЕ в одному - N вузлах	Кількість екстремумів P_{pr} в кожному вузлі
1	1	1
2	3	2
4	15	8
6	63	32
8	255	128
10	1023	512

Враховуючи математичну ймовірність для електротехнічних розрахунків 95-100% переходимо до визначення потужності ДАЕ за допомогою інтервальних оцінок. Для цього розбиваємо весь діапазон від PRG_{max} до PRG_{min} на рівні інтервали ΔP . Кількість інтервалів обирається в залежності об'єму вибірки. На кожному інтервалі визначається частота інтервальних оцінок потужності ДАЕ W_i у вибраному інтервалі. Визначаємо об'єм вибірки $\sum W_i$, та перевіряємо його за формулою Стерджеса на узгодженість з кількістю інтервалів n [18]:

$$n_{теор} = 1 + 3,322 \lg \sum w_i$$

При виникненні нерівності $n > n_{теор}$ необхідно зменшити діапазон інтервальних оцінок ΔP , що веде до зростання об'єму вибірки. Після чого виконується оцінюється вибірка, яка відповідає значенню потужності джерела альтернативної енергетики.

2.5. Вплив ДАЕ на параметри електричних мереж

2.5.1. Аналіз втрат в електричних мережах з ДАЕ

Встановлення джерел альтернативної енергетики поблизу трансформаторів у розподільчих мережах 0,4 кВ може викликати перетоки енергії між вузлами. Наявність зворотних потоків обумовлює зростання технологічних втрат в мережі.

Для аналізу технологічних втрат потужності та енергії електричних мережах з ДАЕ, необхідно враховувати точку приєднання потужності джерела генерації та потужності навантаження в такому випадків:

1. Підключення ДАЕ з потужністю генерації меншою за навантаження, може забезпечити зменшення втрат енергії у мережі.
2. Потужність ДАЕ більша ніж навантаження в одному вузлі, але менше сумарної потужності навантаження.
3. Потужність ДАЕ більша ніж сумарна потужність навантаження вузлів мережі

Задача оптимізації нормального режиму розв'язується за критерієм мінімуму втрат активної потужності:

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

де U_i - напруга у вузлі; n - кількість вузлів; R_{ij} - i та j елементи матриці активних опорів у вузлах схеми; δ_i - кут зсуву фази; P_j , Q_j - активна та реактивна потужність навантаження в j -тому вузлі відповідно.

Нерівномірність добового графіку електроспоживання та потужність генерації ДАЕ залежать від умов навколишнього середовища та технологічних особливостей навантаження.

Для дослідження обсягів втрат електроенергії в мережі з ДАЕ розглянемо найпростіший варіант: радіальну мережу. В якості ДАЕ прийнято модель сонячної установки потужністю до 30 кВт. Для обраної моделі визначимо втрати активної потужності впродовж місяця. На рис. 2.1, показано результати розрахунку втрат активної потужності в мережі зміні потужності СЕС.

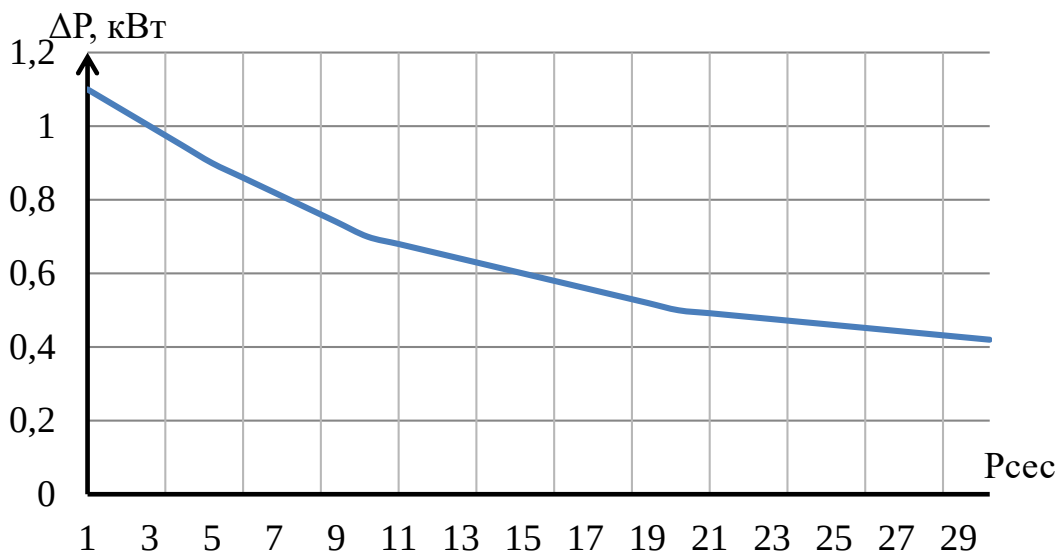


Рисунок 2.1 - Залежність втрат активної потужності в мережі від потужності СЕС

Аналізування графіку, дає можливість стверджувати, що мінімум втрат активної потужності у вузол під'єднання ДАЕ залежить від потужності, що генерує СЕС. Аналіз зміни добової потужності ДАЕ з врахуванням нерівномірності навантаження дає можливість визначити оптимальне значення потужності ДАЕ за критерієм мінімуму втрат електроенергії.

2.5.2. Вплив джерел альтернативної енергії на якість електроенергії

Встановлення ДАЕ у розподільчих електричних мережах (ЕМ) досить суттєво впливає на якість електричної енергії. Джерела альтернативної енергії визивають коливання та відхилення напруги в мережі при комутації установки до електричних мереж.

Характерною особливістю ДАЕ є наявність тиристорних перетворювачів, які є джерелами вищих гармонік в мережі. Наявність вищих гармонік призводить до перенапруг та дуже часто пошкоджує ізоляцію обладнання. Якщо вищі гармоніки напруги становлять більше 5 % від основної гармоніки необхідно встановлення додаткових фільтрів для їх компенсації.

В місцях підключення ДАЕ буде спостерігатися підвищення напруги, при одночасному зниженні навантаження та максимальній генерації від ДАЕ можливе підвищення напруги більше 10 % від її номінального значення.

При узгодженому графіку роботи ДАЕ та навантаження споживачів буде спостерігатися зменшення відхилення напруги у вузлах мережі. Відхилення напруги буде зменшуватися при встановленні ДАЕ у вузлі, що найбільш віддалений від вузла живлення мережі. Графік генерації потужності СЕС нерівномірний, оскільки залежить від пори року, наявності хмарності, кута встановлення сонячних батарей та їх типу.

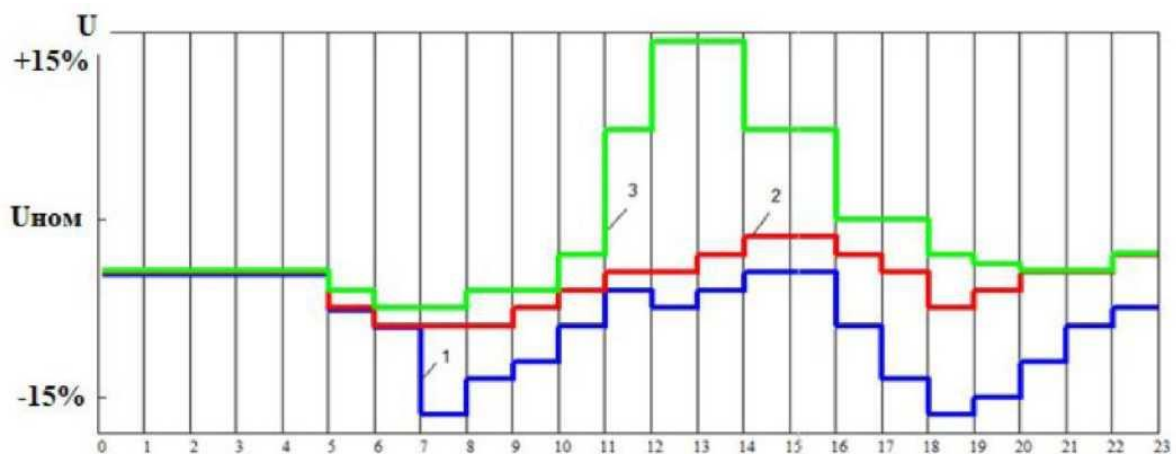


Рисунок 2.2 - Напруга у вузлі навантаження

1- відхилення напруги у вузлі навантаження без ДАЕ; 2 - відхилення напруги у вузлі з узгодженою потужністю ДАЕ і навантаження; 3 - відхилення напруги у вузлі з потужністю ДАЕ більшою за потужність навантаження

Аналіз графіків на рис. 2.2 вказує на необхідність узгодження потужності ДАЕ з графіком роботи навантаження та потужністю балансуєного вузла живлення. Неузгоджена робота ДАЕ може призвести до збільшення відхилень напруги в мережі.

2.5.3. Вибір оптимальної точки приєднання джерела альтернативної енергетики

Використання електричних мереж з ДАЕ обумовлює роботу радіальних мереж, в режимі ліній з двостороннім живленням, що є характерним режимом роботи замкнених мереж.

Дана ситуація вимагає вирішення нетипових задач, що є нехарактерним для радіальних мереж 0,4 кВ.

Головна проблема в мережах з ДАЕ формування нормального режиму роботи СЕПП. Наявність не узгодженого ДАЕ в розподільчих призводить до погіршення показників якості електроенергії та знижує надійності електропостачання споживачів.

Розподільчі електричні мережі 0,4 кВ, як правило виконуються за радіальною схемою живлення споживачів, використання ДАЕ обумовлює виникнення схем з двостороннім живленням. Наявність однієї або більше ДАЕ призводить до появи нових точок поточкорозділу, що не завжди є виправданим за критерієм оптимальності.

Використання підходу Smart Grid при побудові таких мереж дозволяє автоматизувати керування режимами та врахувати в роботі зміщення точок поточкорозділу. Використання умовно-керованих ДАЕ дозволяє підтримувати в розімкнених мережах оптимальних потоки енергії, за критерієм мінімуму приведених затрат.

2.6. Аналіз балансів в автономних електричних мережах

Наявність резервування, в умовах впровадження ДАЕ з нерівномірним графіком генеруючих потужностей є досить актуальною проблемою в розподільчих мережах. Оптимальна потужність резерву в локальних електричних мережах визначається за критерієм мінімуму приведених затрат.

На прикладі систем з інтегрованою СЕС визначимо ключові показники балансової надійності. Режим роботи СЕС залежить від природних умов тому їх необхідно враховувати про впровадженні.

СЕС не можуть самостійно забезпечувати потребу навантаження протягом всього року, через значні коливання сонячного випромінювання протягом року. На рис. 2.3 наведені графіки потужностей генерації $P_{\text{ген}}$ та навантаження $P_{\text{нав}}$ протягом року. Значення генерації СЕС на рис. 2.3(а) приведені до її встановленої потужності, а навантаження до його максимуму на рис. 2.3(б).

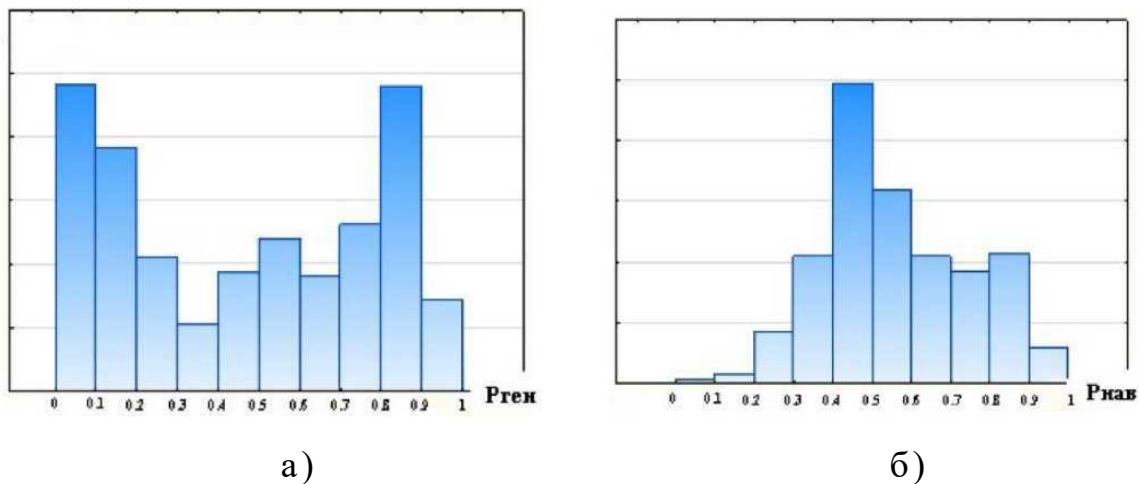


Рисунок 2.3 - Гістограми густини потужності в мережі
а - генерація від СЕС; б - потужність навантаження

При використанні СЕС у якості базового джерела електропостачання, недоцільно 100% ймовірність забезпечення балансової надійності локальної електричної мережі. Тому виникає задача визначення потужності резерву.

Характерною особливістю сонячних електростанцій є значне зниження продуктивності за наявності хмар. Коефіцієнт корисної дії (ККД) СЕС знижується на 30%, що викликає необхідність його резервування .

Миттєве зниження генерації через погіршення погодних умов для СЕС потужністю 30 кВт.

Величина необхідного резерву потужності СЕС становить, кВт:

$$P_{CEC_min} = P_{вст} \cdot k_{ee} = 30 \cdot 0,95 \cdot 0,2 = 5,7 \text{ кВт}$$

$$P_{CEC_max} = P_{вст} \cdot k_{ee} = 30 \cdot 0,95 = 28,5$$

де P_{CEC_min} , кВт - розрахункове значення потужності, що генерується СЕС за похмурої погоди; $P_{вст} = 30$ кВт - встановлена потужність СЕС; $k_{ee} = 0,95$, - коефіцієнт ефективності використання річного максимуму; 0,2 - ККД установки у хмарну погоду.

Виконані розрахунки показали, потужність резерву для сонячної електростанції - 28,5 кВт. При відсутності джерела резервування виникає різке зниження генерації на 60,8 кВт, що викликає зниження напруги на затискачах споживачів або відключення частини споживачів. Використання СЕС розвантажує транзитні магістралі вдень, але не вирішує питання резервування в локальних мережах. Через випадкові зниження генерації від СЕС при їх проектуванні необхідно передбачати наявність резервів до 75 %.

Висновки до розділу 2

Врахування особливостей ДАЕ в локальних електричних мережах вимагає розробки нового програмного забезпечення, для своєчасної корекції режимів мереж обслуговуючим персоналом. Ефективне використання ДАЕ повинне здійснюватися з врахуванням режимів роботи розподільчих електричних мереж.

При узгодженні графіків генерації від ДАЕ та навантаження необхідно проводити оцінку впливу ДАЕ на нерівномірність добового навантаження споживачів та втрати електроенергії при їх роботі.

Для підвищення економічної ефективності сумісного використання ДАЕ в розподільчих електричних мережах необхідно вирішити задачі зменшення втрат електроенергії та підвищення надійності електропостачання споживачів.

3. ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ДЖЕРЕЛ АЛЬТЕРНАТИВНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ НА РЕЖИМИ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

Питання підвищення надійності та якості електропостачання споживачів в електричних системах з використання ДАЕ є малодослідженими. Визначення впливу ДАЕ на режими розподільчих ЕМ та величину втрат електроенергії мають фіксуватися у договорах на постачання електроенергії між енергориномком та споживачами.

Для визначення оптимальної роботи ДАЕ в електричних мережах необхідне математичне моделювання втрат електроенергії, обумовлене перетіканнями між ДАЕ та енергосистемою.

В даному розділі роботи розглянуто задачі взаємного впливу режимів ДАЕ на розподільчі мережі енергосистем.

3.1 Особливості експлуатації розподільчих електромереж в умовах ринку електроенергії

Застосування джерел альтернативної енергії в розподільчих електричних мережах має ряд особливостей. При проектуванні систем електропостачання з ДАЕ необхідно враховувати їх вплив параметри мережі.

Вплив ДАЕ на режими розподільчих мереж залежить від встановленої потужності ДАЕ, їх типу і точки приєднання до електричної мережі.

Зміна моделі оптового ринку змінює економічні підходи до функціонування енергетичного комплексу в цілому [7, 8]. У випадку, коли встановлена потужність ДАЕ становить 20 % сумарного навантаження лінії або фідеру виникає необхідність узгодження їх роботи з енергосистемою для роботи на ринку довгострокових контрактів.

Головною задачею енергосистеми є зменшення втрат електроенергії, підвищення параметрів якості мереж та надійності електропостачання

[10,11]. Враховуючи, що електроенергія від ДАЕ та інших джерел передається одночасно, то необхідно виділяти частку втрат, яка стосується перетікань від ДАЕ від сумарних втрат електроенергії. Це важливо в ситуації, коли здійснюється двостороннє електропостачання споживача і втрати електроенергії в мережі покриваються окремо кожною генеруючою компанією.

Враховуючи типові схеми приєднання ДАЕ до розподільчих мереж, вони компенсують потоки потужності від споживачів через що споживання електроенергії від енергосистеми зменшується.

Зменшення втрат електроенергії в розподільчих мережах можна визначити формулою:

$$\Delta W = \frac{S_{\text{сист}}^2}{U_{\text{н}}^2} r_{\text{ек}} k_{\text{ф}}^2 T_{\text{п}} = \frac{(P_{\text{нав}} - P_{\text{г}})^2 + (P_{\text{нав}} \operatorname{tg} \varphi_{\text{н}} - P_{\text{г}} \operatorname{tg} \varphi_{\text{г}})^2}{U_{\text{н}}^2} r_{\text{ек}} k_{\text{ф}}^2 T_{\text{п}}, \quad (3.1.1)$$

де $S_{\text{сист}}$ – повна потужність, що надходить до шин приєднання ДАЕ від енергосистеми;

$P_{\text{г}}, P_{\text{нав}}$ – середні потужності, відповідно, ДАЕ та навантаження;

$U_{\text{н}}$ – номінальна напруга мережі;

$r_{\text{ек}}$ – приведений еквівалентний опір мережі;

$k_{\text{ф}}$ – коефіцієнт форми графіка навантаження споживачів;

$T_{\text{п}}$ – тривалість звітного періоду.

Вирази визначення втрат електроенергії в мережі будуть відрізнятись в залежності від типу ДАЕ. Так, для СЕС, формула для визначення втрат має вид:

$$\Delta W_{\text{СЕС1}} = \frac{P_{\text{г}}^2 + P_{\text{нав}}^2 (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi_{\text{н}}) - 2P_{\text{г}} P_{\text{нав}}}{U_{\text{н}}^2} r_{\text{ек}} k_{\text{ф}}^2 T_{\text{п}}, \quad (3.1.2)$$

Для ДАЕ, що генерують активну і реактивну потужність формула

для визначення втрат:

$$\Delta W_{\text{CEC2}} = \frac{P_{\Gamma}^2(1 + \operatorname{tg}^2 \varphi_{\Gamma}) + P_{\text{наб}}^2(1 + \operatorname{tg}^2 \varphi_{\text{H}})}{U_{\text{H}}^2} r_{\text{ек}} k_{\Phi}^2 T_{\Pi} - \frac{2P_{\Gamma}P_{\text{наб}}(1 + \operatorname{tg} \varphi_{\Gamma} \operatorname{tg} \varphi_{\text{H}})}{U_{\text{H}}^2} r_{\text{ек}} k_{\Phi}^2 T_{\Pi} \quad (3.1.3)$$

Для оцінки впливу типу ДАЕ на втрати електроенергії в розподільчих мережах необхідно використовувати вагові коефіцієнти, що характеризують відношення втрат електроенергії після та до підключення ДАЕ:

$$k_{\Delta W_{\text{CEC1}}} = 1 + \frac{P_{\Gamma}^2}{P_{\text{наб}}^2(1 + \operatorname{tg}^2 \varphi_{\text{H}})} - 2 \frac{P_{\Gamma}}{P_{\text{наб}}(1 + \operatorname{tg}^2 \varphi_{\text{H}})} = \left(\frac{P_{\Gamma}}{P_{\text{наб}}} - 1 \right)^2 \cos^2 \varphi_{\text{H}} + \sin^2 \varphi_{\text{H}} \quad (3.1.4)$$

$$k_{\Delta W_{\text{CEC2}}} = 1 + \frac{P_{\Gamma}^2(1 + \operatorname{tg}^2 \varphi_{\Gamma})}{P_{\text{наб}}^2(1 + \operatorname{tg}^2 \varphi_{\text{H}})} - 2 \frac{P_{\Gamma}(1 + \operatorname{tg} \varphi_{\Gamma} \operatorname{tg} \varphi_{\text{H}})}{P_{\text{наб}}(1 + \operatorname{tg}^2 \varphi_{\text{H}})} \approx \left(\frac{P_{\Gamma}}{P_{\text{наб}}} - 1 \right)^2 \quad (3.1.5)$$

Як видно, що збільшення втрат в розподільчих мережах за рахунок роботи ДАЕ виникає коли середня потужність генерування станцій перевищує суміжну потужність навантаження в два рази.

Результати розрахунків усталених режимів дозволяють оцінити вплив джерел енергії на втрати потужності. Складність оцінки впливу ДАЕ на втрати потужності в мережах полягає в тому, що втрати потужності у мережі змінюються за нелінійним законом. Використання статистичних методів для радіальних розподільчих мереж, призводить до виникнення похибки при розрахунку технологічних втрат.

3.2 Вплив джерел альтернативної енергії на розподільчі електричні мережі

Як зазначалось у попередньому розділі, складність оцінки впливу ДАЕ на втрати потужності в мережах полягає в тому, що втрати потужності у мережі змінюються за нелінійним законом. Через нелінійність задачі визначення втрат від перетікань в розподільчих мережах використання методу накладання неможливе. Математичні статистичні методи, що використовуються інженерній практиці для розрахунку втрат мають розрахункову похибку більше 10 % [15,17]. Використання статистичних методів для радіальних розподільчих мереж, призводить до виникнення похибки при розрахунку технологічних втрат. Використання статистичних методів для замкнених розподільчих мереж неможливий через нелінійний характер функції втрат потужності.

3.2.1 Аналіз впливу ДАЕ на режими роботи електричних мереж

Для визначення впливу вузлів генерації на втрати в мережі, розглянемо лінійні моделі для усталеного режиму мережі. Значення повної потужності в схемі визначається:

$$\dot{S}_{\bar{a}} = \sqrt{3} \dot{U}_{\bar{a}} \mathbf{M}_{\Sigma} \hat{\mathbf{I}}_{\bar{a}}, \quad (3.2.1.6)$$

де $\dot{U}_{\bar{a}}$ – діагональна матриця напруг у вузлах;

$\mathbf{M}_{\Sigma}$ – матриця з'єднань віток у балансуєчому та навантажувальних вузлах;

$\hat{\mathbf{I}}_{\bar{a}}$ – діагональна матриця комплексно-спряжених струмів.

Струм i $\hat{I}_i$ в i -й вітці визначається через вузлові струми за формулою:

$$\hat{I}_i = \hat{C}_i \hat{J}, \quad (3.2.1.7)$$

де $\mathbf{C}_i$ – i -й вектор-рядок матриці розподілу струмів у вузлах $\mathbf{J}$ по вітках схеми.

Якщо вираз (3.2.1.7) домножити зліва на одиничний транспонований вектор $\mathbf{n}^T$, то отримаємо транспонований вектор втрат потужності у вітках схеми:

$$\Delta \dot{\mathbf{S}}_{\hat{a}}^T = \sqrt{3} \mathbf{n}^T \dot{\mathbf{U}}_{\hat{a}} \mathbf{M}_{\Sigma} \hat{\mathbf{I}}_{\hat{a}}, \quad (3.2.1.8)$$

враховуючи, що, $\mathbf{n}^T \dot{\mathbf{U}}_{\hat{a}} = \dot{\mathbf{U}}^T$ формула прийме вид:

$$\Delta \dot{\mathbf{S}}_{\hat{a}}^T = \sqrt{3} \dot{\mathbf{U}}^T \mathbf{M}_{\Sigma} \hat{\mathbf{I}}_{\hat{a}}. \quad (3.2.1.9)$$

де $\dot{\mathbf{U}}^T$ – транспонований вектор напруг у вузлах.

З (3.2.1.9) очевидно, що втрати в i -й гілці схеми визначаються:

$$\Delta \dot{S}_{\hat{a}i} = \sqrt{3} (\dot{\mathbf{U}}^T \mathbf{M}_{\Sigma i}) \hat{I}_i. \quad (3.2.1.10)$$

де $\mathbf{M}_{\Sigma i}$ – i -й вектор-стовпець матриці інциденцій.

Підставимо рівняння (3.2.1.7) у останній вираз, після чого отримаємо:

$$\Delta \dot{S}_{\hat{a}i} = \sqrt{3} (\dot{\mathbf{U}}^T \mathbf{M}_{\Sigma i}) \hat{C}_i \hat{J}. \quad (3.2.1.12)$$

Враховуючи, що

$$\hat{\mathbf{J}} = \frac{1}{\sqrt{3}} \dot{\mathbf{U}}_{\text{a}}^{-1} \dot{\mathbf{S}},$$

вираз (3.2.1.12) можна переписати у вигляді:

$$\Delta \dot{\mathbf{S}}_{\hat{\mathbf{a}}i} = \sqrt{3} (\dot{\mathbf{U}}^T \mathbf{M}_{\Sigma i}) \hat{\mathbf{C}}_i \dot{\mathbf{U}}_{\text{a}}^{-1} \dot{\mathbf{S}}. \quad (3.2.1.13)$$

Введемо в (3.2.1.13) наступні позначення:

$$\dot{\mathbf{T}}_i = (\dot{\mathbf{U}}^T \mathbf{M}_{\Sigma i}) \hat{\mathbf{C}}_i \dot{\mathbf{U}}_{\text{a}}^{-1}. \quad (3.2.1.14)$$

Вектор-рядок $\dot{\mathbf{T}}_i$ складається з коефіцієнтів, що враховують частку в сумарних втратах i -й гілки через протікання через неї потужності наступних вузлів [17]. Після виконаних підстановок 2.3.1.13 прийме вид:

$$\Delta \dot{\mathbf{S}}_{\text{a}} = \dot{\mathbf{T}} \cdot \dot{\mathbf{S}}. \quad (3.2.1.15)$$

де $\Delta \dot{\mathbf{S}}_{\text{a}}$ – вектор втрат потужності у вітках схеми;

$\dot{\mathbf{T}}$ – матриця коефіцієнтів розподілу втрат потужності у вітках схеми заміщення мережі в залежності від потужності у її вузлах схеми.

Згідно допущень прийнятих в [17] коефіцієнти розподілу втрат будуть постійними, що дозволяє врахувати, нелінійність залежності втрат потужності від параметрів режиму. А лінеаризація режиму мережі за умови постійних вузлових навантажень виконується врахуванням коефіцієнтів матриці $\dot{\mathbf{T}}$.

Якщо потужність у вузлах мережі має незначні коливання, це не впливає на відхилення напруги у вузлах і тому залежність втрат від вузлової потужностей буде лінійною. Тому формулу (3.2.1.13) можливо використовувати для визначення впливу ДАЕ на втрати потужності в мережах.

3.2.2 Визначення складових втрат потужності, зумовлених функціонуванням ДАЕ в електромережах

З вище приведеного зрозуміло, що частка втрат потужності в електричних мережах, зумовлена передачею потужності $\dot{J}_{\delta\delta}$ ДАЕ та значеннями інших струмів, що протікають вітками мережі. Залежність складової втрат ДАЕ від параметрів режиму мережі враховується коефіцієнтами взаємовпливу:

$$\mu'_i = 1 + 2 \frac{I'_i}{J'_{\text{тр}}}; \quad \mu''_i = 1 + 2 \frac{I''_i}{J''_{\text{тр}}}; \quad (3.2.1.16)$$

де $J'_{\delta\delta}, J''_{\delta\delta}, I', I''$ – активна та реактивна складові струму ДАЕ та інші струми, зумовлені власними навантаженнями мережі. Нульові значення коефіцієнтів відповідають відсутності у цих гілках струмів власних навантажень.

З урахуванням (3.2.1.16-4,9) для визначення втрат потужності через передачу потужності ДАЕ має вид:

$$\Delta P_{\text{тр}} = 3 \sum_{i \in \mathbf{M1}} \left[J_{\text{тр}}'^2 \mu'_i + J_{\text{тр}}''^2 \mu''_i \right] R_i. \quad (3.2.1.17)$$

де $\mathbf{M1}$ – множина гілок електромережі, через які перетікає потужність ДАЕ.

Сумарні втрати активної потужності в мережі, що викликані ДАЕ при передачі потужності до адресного споживача, визначаються:

$$\Delta P_{\Sigma \text{тр}} = 3 \sum_{i \in \mathbf{M1}} \left[J_{\text{тр}}'^2 \mu'_i + J_{\text{тр}}''^2 \mu''_i \right] R_i + 3 \sum_{j \in \mathbf{M2}} \left[\Delta J_{\text{тр}}'^2 \mu'_{\Delta j} + \Delta J_{\text{тр}}''^2 \mu''_{\Delta j} \right] R_j. \quad (3.2.1.18)$$

де j – номер гілки електричної мережі;

M2 – множина гілок в схемі електричної мережі між балансуючим вузлом та вузлом адресного перетоку потужності ДАЕ.

Коефіцієнти взаємовпливу $\mu'_{\Delta j}$ та $\mu''_{\Delta j}$ мають фізичний зміст, аналогічний коефіцієнтам (3.2.1.16) і визначаються:

$$\mu'_{\Delta j} = 1 + 2 \frac{I'_j}{\Delta J'_{\text{тр}}}; \quad \mu''_{\Delta j} = 1 + 2 \frac{I''_j}{\Delta J''_{\text{тр}}}; \quad (3.2.1.19)$$

де $\Delta J'_{\text{дд}}$, $\Delta J''_{\text{дд}}$ – складові додаткового струму для покриття небалансу потужності на шинах споживача:

$$\Delta \dot{J}_{\text{тр}} = \dot{J}_{\text{тр}} - \dot{J}_{\text{тр}}^{\text{СП}} \quad (3.2.1.20)$$

де $\dot{J}_{\text{тр}}^{\text{СП}} = \hat{S}_{\text{тр}} / (\sqrt{3} \hat{U}_{\text{СП}})$ – приведений струм, обумовлений передачею потужності $\hat{S}_{\text{тр}}$; $\hat{U}_{\text{СП}}$ – комплексно-спряжена напруга на шинах споживача.

У випадку угоди де регламентується передача лише активної потужності, то для визначення $\dot{J}_{\text{тр}}^{\text{СП}}$ використовується активна складова потужності $P_{\text{тр}}$:

$$\dot{J}_{\text{тр}}^{\text{СП}} = \frac{P_{\text{тр}}}{\sqrt{3} \hat{U}_{\text{СП}}}. \quad (3.2.1.21)$$

Струм, що характеризує транзитну потужність, залежить від типу генеруючої станції та наявності пристроїв керування.

3.3 Алгоритм розрахунку складової втрат потужності від джерел альтернативної енергії

В реальному випадку експлуатації до мережі може бути підключено більше одного СЕС, необхідно враховувати загальний вплив всіх пристроїв на втрати електроенергії в мережі. Розробимо алгоритм, розрахунку втрат потужності у електричних мережах з довільною кількістю ДАЕ.

Для визначення струмів у гілках схеми:

$$\dot{I}_i = \sum_{j=1}^m \dot{I}_{ij}, \quad (3.3.1)$$

де $\dot{I}_i$ – струм i -ї гілки;

$\dot{I}_{ij} = C_{ij} \dot{J}_j$ – струм в i -й гілці викликаний джерелом генерації або навантаженням j -го вузла;

C_{ij} – коефіцієнти струморозподілу у вузлах по гілках;

m – кількість незалежних вузлів мережі.

Значення струмів у гілках від навантажень або ДАЕ, визначені із розрахунків усталеного режиму мережі.

При згрупуванні вузлів споживання та генерації обсяг розрахунків значно зменшується. Якщо задача вимагає визначати складову втрат для кожного ДАЕ з їх сукупності, то алгоритм розрахунку ускладнюється.

Розкладемо струми в гілках $\dot{I}_{ij}$ на активні і реактивні складові:

$$\dot{I}_{ij} = \dot{I}'_{ij} + j\dot{I}''_{ij}. \quad (3.3.1)$$

звідки загальні втрати потужності i -ї гілки визначаються:

$$\Delta \dot{S}_i = 3 \left[\left(\sum_{j=1}^m \dot{I}'_{ij} \right)^2 + \left(\sum_{j=1}^m \dot{I}''_{ij} \right)^2 \right] z_i. \quad (3.3.3)$$

де z_i – комплексний опір i -ї гілки схеми заміщення електричної мережі.

Враховуючи (3.3.19), формула 3.3.25 прийме вид:

$$\Delta \dot{S}_i = 3 \left[\sum_{j=1}^m \dot{I}_{ij}^{\prime 2} \mu'_j + \sum_{j=1}^m \dot{I}_{ij}^{\prime \prime 2} \mu''_j \right] z_i. \quad (3.3.4)$$

де μ'_j, μ''_j – коефіцієнти взаємного впливу елементів мережі:

$$\mu'_j = 1 + 2 \frac{\sum_{\eta=1, \eta \neq j}^m I'_{i\eta}}{I'_{ij}}, \quad \mu''_j = 1 + 2 \frac{\sum_{\eta=1, \eta \neq j}^m I''_{i\eta}}{I''_{ij}}. \quad (3.3.5)$$

З (3.3.4) видно, що втрати потужності викликані протіканням струму j -го вузла, залежать від значень всіх часткових струмів, що належать до цього вузла.

З рівняння (3.3.4), можна визначити втрати в мережі для множині гілок $\theta_{a\ell}$ та струмів згенерованих ДАЕ:

$$\Delta \dot{S}_\ell = \sum_{i \in \theta_{a\ell}} 3(I_{i_ДАЕ}^{\prime 2} \mu'_{i_ДАЕ} + I_{i_ДАЕ}^{\prime \prime 2} \mu''_{i_ДАЕ}) z_i. \quad (3.3.6)$$

де $I'_{i_ДАЕ}, I''_{i_ДАЕ}$ – активна та реактивна складова струмів ДАЕ у i -ій гілці або сукупність ДАЕ у кількості $k_{ВДЕ}$;

$\mu'_{i_ДАЕ}, \mu''_{i_ДАЕ}$ – коефіцієнти впливу інших груп вузлів на втрати, викликані генеруванням ДАЕ, що входять до сукупності $k_{ВДЕ}$.

Для сукупність ДАЕ коефіцієнти впливу визначаються:

$$\mu'_{i_DAE} = 1 + 2 \frac{\sum_{\eta=1}^{\theta_{GP}} I'_{i_ \eta}}{I'_{i_DAE}}, \quad \mu''_{i_DAE} = 1 + 2 \frac{\sum_{\eta=1}^{\theta_{GP}} I''_{i_ \eta}}{I''_{i_DAE}}. \quad (3.3.7)$$

θ_{GP} – кількість груп у вузлі мережі з урахуванням кількості ДАЕ, що виділені з їх загальної кількості.

$I'_{i_ \eta}$, $I''_{i_ \eta}$ – активна та реактивна складові струмів групи вузлів η , в i -й гілці мережі.

Струм $\dot{I}_{i_DAE}$ в i -й гілці схеми визначається без врахування вузлів з навантаженнями.

Розрахунок складової втрат в мережі довільної конфігурації з визначенням перетоків потужності складається з етапів:

1. Вихідні дані схеми та опис груп гілок $\theta_{\hat{a}}$ та груп вузлів θ_{GP_i} ; .
2. Розрахунок усталеного режиму мережі.
3. Визначення розрахункових струмів у вузлах мережі,

$$j_j = \frac{\hat{S}_j}{\sqrt{3}\hat{U}_j}, \quad j = \overline{1, m}. \quad (3.3.8)$$

4. Складання схеми заміщення з врахування групування точок генерації та навантаження.

5. Розрахунок режиму мережі без врахування груп ДАЕ.

6. Розрахунок усталеного режиму з заданим навантаженням для виділених груп вузлів p . Визначення часткові струми у гілках мережі від виділених груп вузлів.

7. Визначення втрат потужності, що залежить від сукупності вузлів

$\theta_{ГР_i}$ навантажень та генерації:

$$\Delta \dot{S}_{ГР_i} = \sum_{i \in \theta_{В\ell}} \left[3(I'_{k_i})^2 \mu'_{k_i} + I''_{k_i})^2 \mu''_{k_i} \right) z_k \right]. \quad (3.3.10)$$

де I'_{k_i} , I''_{k_i} – активна та реактивна складові струмів для групи вузлів $\theta_{ГР_i}$ у k -й гілці мережі;

8. Аналіз та відображення результатів розрахунку сукупних втрат потужності в мережі.

Даний алгоритм встановлює залежність між втратами потужності та перетоками потужностей викликаних сукупністю ДАЕ, що дозволяє виконати оцінку взаємного впливу між режимим електричних мереж та ДАЕ.

3.4 Вибір схеми приєднання ДАЕ до розподільчих електричних мереж

Централізована систему електропостачання, може отримати позитивний ефект за рахунок ДАЕ в розподільчих мережах, через зменшення навантаження на енергосистему. В технічному плані він виражений зменшенням втрат електроенергії через які перетікає потужність ДАЕ та стабілізації рівнів напруг віддалених точках мережі.

Підвищення надійності електропостачання спостерігається коли графіки роботи ДАЕ узгоджені обсягами електроспоживання. Тому задача визначення точок приєднання ДАЕ з метою оптимізації режимів роботи мереж є актуальною.

Розрахункові струми у вузлах:

$$j_i = \frac{(P_{P_i} - jQ_{P_i}) - P_{ВДЕ_i}}{\sqrt{3}\hat{U}_i} = j_{P_i} - j_{РДЕ_i}. \quad (3.4.1)$$

де P_{p_i} , Q_{p_i} – активна та реактивна потужності навантаження на схемі заміщення мережі;

$P_{ВДЕ_i}$ – потужність ДАЕ у i -му вузлі.

Розглянемо ситуацію з передачею енергії електричною мережею 0,4 кВ до якої під'єднані три споживача та ДАЕ, від трансформаторних підстанцій (ТП) 10/0,4 кВ. Схема мережі зображена на рис. 3.4.1.

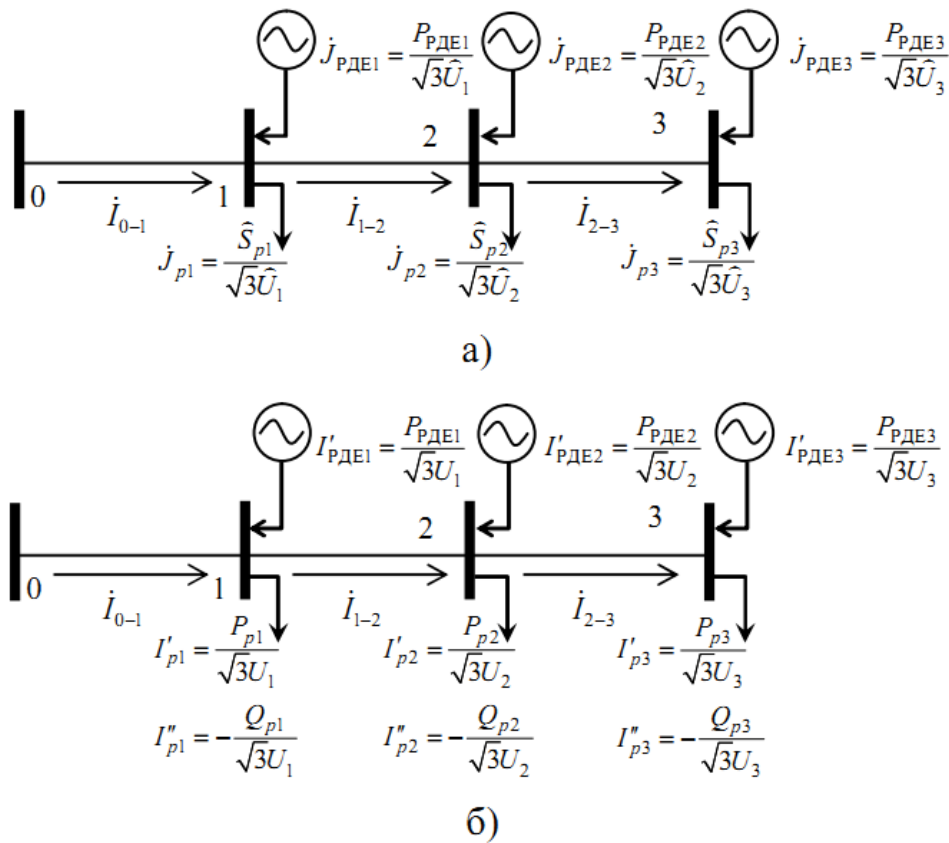


Рис. 3.4.1. Схема перетікання потужності в електромережі з ДАЕ

Навантаження у вузлах мережі задані струмами навантаження споживачів та ДАЕ, елементи поперечної складової схеми описані вузловими струмами.

За методом накладання через ділянку (0-1) будуть протікати часткові струми $\dot{I}_1$, $\dot{I}_2$ та $\dot{I}_3$ що зумовлені споживачами ТП 10/0,4 кВ та

роботою ДАЕ.

Звідки втрати активної потужності в мережі з опором R_{0-1} :

$$\Delta P = 3 \left| \dot{I}_{0-1} \right|^2 R_{0-1} = 3 \left| \dot{I}_1 + \dot{I}_2 + \dot{I}_3 \right|^2 R_{0-1}. \quad (3.4.2)$$

Розклавши струми на дійсну та уявну складові, вираз (3.4.2) прийме вид:

$$\Delta P_{\Sigma} = \left[(I'_1 + I'_2 + I'_3)^2 + (I''_1 + I''_2 + I''_3)^2 \right] R_{0-1}. \quad (3.4.3)$$

де I' , I'' – дійсні та уявні складові часткових струмів.

Якщо виділити з виразу (3.4.1.3) складові, що характеризують роботу ДАЕ I'_{PDE_1} , I'_{PDE_2} , I'_{PDE_3} отримаємо вираз:

$$\begin{aligned} \Delta P_{0-1} = & \left[(I'_{P_1} + I'_{P_2} + I'_{P_3})^2 + (I''_{P_1} + I''_{P_2} + I''_{P_3})^2 - \right. \\ & - \left\{ 2(I'_{PDE_1} + I'_{PDE_2} + I'_{PDE_3})(I'_{P_1} + I'_{P_2} + I'_{P_3}) + \right. \\ & \left. \left. + (I'_{PDE_1} + I'_{PDE_2} + I'_{PDE_3})^2 \right\} \right] R_{0-1} \end{aligned} \quad (3.4.4)$$

З (3.4.4) видно, втрати потужності за рахунок приєднання ДАЕ впливають струми навантаження I'_{P_i} та струми ДАЕ I'_{PDE_i} .

В такому випадку втрати потужності в мережі після встановлення ДАЕ можуть бути визначені:

$$\Delta P_{\Sigma_PDE} = \Delta P + \delta P_{PDE}. \quad (3.4.5)$$

Перша складова у виразі (3.4.5) характеризує втратами потужності мережі до встановлення ДАЕ, а друга – враховує витрати потужності пов'язані з їх

установкою.

Після ряду перетворень (3.4.5) отримаємо вирази, що враховують витрати потужності при встановленні ДАЕ:

$$\begin{aligned}\delta P_{(I'_{P_{ДЕ_1}})} &= 3I_{P_{ДЕ_1}}'^2 \left(\frac{I'_{P_{ДЕ_2}} + I'_{P_{ДЕ_3}}}{I'_{P_{ДЕ_1}}} + \frac{I'_{P_{ДЕ_1}} + 2I'_{\Sigma}}{I'_{P_{ДЕ_1}}} \right) R_{0-1} \\ \delta P_{(I'_{P_{ДЕ_2}})} &= 3I_{P_{ДЕ_2}}'^2 \left(\frac{I'_{P_{ДЕ_1}} + I'_{P_{ДЕ_3}}}{I'_{P_{ДЕ_2}}} + \frac{I'_{P_{ДЕ_2}} + 2I'_{\Sigma}}{I'_{P_{ДЕ_2}}} \right) R_{0-1}. \\ \delta P_{(I'_{P_{ДЕ_3}})} &= 3I_{P_{ДЕ_3}}'^2 \left(\frac{I'_{P_{ДЕ_1}} + I'_{P_{ДЕ_2}}}{I'_{P_{ДЕ_3}}} + \frac{I'_{P_{ДЕ_3}} + 2I'_{\Sigma}}{I'_{P_{ДЕ_3}}} \right) R_{0-1}\end{aligned}\quad (3.4.6)$$

де $I'_{\Sigma} = (I'_{P_{_1}} + I'_{P_{_3}} + I'_{P_{_3}})$ – активна складова струму, що протікає через задану гілку мережі без ДАЕ.

З виразів (3.4.6) після математичних перетворень отримуємо формулу для визначення впливу ДАЕ на втрати активної потужності для радіальної мережі:

$$\delta P_k(I'_{P_{ДЕ_i}}) = 3I_{P_{ДЕ_i}}'^2 \left[\frac{\sum_{j \in N_k}^n I'_{P_{ДЕ_j}}}{I'_{P_{ДЕ_i}}} - \frac{2 \sum_{j \in N_k}^n I'_{P_j}}{I'_{P_{ДЕ_i}}} \right] R_k. \quad (3.4.7)$$

де k – номер гілки електричної мережі;

N_k – множина вузлів мережі, до яких підключена дана гілка.

Втрати потужності в мережі, гілками якої передається потужність ДАЕ до центра живлення визначається:

$$\delta P_{\Sigma}(I'_{P_{ДЕ_i}}) = \sum_{k \in M_i} \delta P_k(I'_{P_{ДЕ_i}}) = \sum_{k \in M_i} \left[3I_{P_{ДЕ_i}}'^2 \left[\frac{\sum_{j \in N_k}^n I'_{P_{ДЕ_j}}}{I'_{P_{ДЕ_i}}} - \frac{2 \sum_{j \in N_k}^n I'_{P_j}}{I'_{P_{ДЕ_i}}} \right] R_k \right] =$$

$$\begin{aligned}
&= 3I_{\text{PDE}_i}'^2 \left\{ \sum_{k \in \mathbf{M}_i} \left[\frac{\sum_{j \in \mathbf{N}_k} I_{\text{PDE}_j}'}{I_{\text{PDE}_i}'} R_k \right] - \sum_{k \in \mathbf{M}_i} \left[\frac{2 \sum_{j \in \mathbf{N}_k} I_{\text{P}_j}'}{I_{\text{PDE}_i}'} R_k \right] \right\} = . \\
&= 3I_{\text{PDE}_i}'^2 \left(R_{\Sigma}^{3\delta}(I_{\text{PDE}_i}') - R_{\Sigma}^{3\text{M}}(I_{\text{PDE}_i}') \right) \quad (3.4.8)
\end{aligned}$$

де $\mathbf{M}_i$ — множина гілок електричної мережі, що з'єднані з центр живлення та точкою приєднання ДАЕ.

Аналіз (3.4.8) показав, що зміна втрат потужності в лінії 0-1 залежить від значень струмів навантаження та струмів ДАЕ в інших вузлах, що протікають цією лінією. Тому, на зміну втрат потужності в мережі з ДАЕ, визначається значенням еквівалентного опору розподільчої мережі $R_{\Sigma}^{\text{PDE}}(I_{\text{PDE}_i}')$ до ДАЕ i -го вузла:

$$\begin{aligned}
R_{\Sigma}^{\text{PDE}}(I_{\text{PDE}_i}') &= R_{\Sigma}^{3\delta}(I_{\text{PDE}_i}') - R_{\Sigma}^{3\text{M}}(I_{\text{PDE}_i}'), \\
R_{\Sigma}^{3\delta}(I_{\text{PDE}_i}') &= \sum_{k \in \mathbf{M}_i} \left[\frac{\sum_{j \in \mathbf{N}_k} I_{\text{PDE}_j}'}{I_{\text{PDE}_i}'} R_k \right], \quad R_{\Sigma}^{3\text{M}}(I_{\text{PDE}_i}') = \sum_{k \in \mathbf{M}_i} \left[\frac{2 \sum_{j \in \mathbf{N}_k} I_{\text{P}_j}'}{I_{\text{PDE}_i}'} R_k \right] \quad (3.4.9)
\end{aligned}$$

Таким чином, враховуючи значення еквівалентного опору можливо визначити вузли приєднання ДАЕ за критерієм мінімуму втрат потужності. В реальних умовах експлуатації не врахування змін в розподільчих мережах призводять до помилки і вимагають додаткових імітаційних розрахунків мережі.

Висновки до розділу 3

Розроблений метод, що базується на аналізі чутливості втрат потужності в ЕМ, дозволяє однозначно характеризувати доцільність використання ДАЕ.

Оптимальна точка приєднання ДАЕ до електричних мереж визначається за критерієм мінімуму втрат потужності. При цьому враховується технічна ефективність експлуатації розподільчих мереж, а також мінімізуються збитки, пов'язані з перетоками електроенергії від ДАЕ.

4. КОМП'ЮТЕРНЕ ІМІТАЦІЙНЕ МОДЕЛЮВАННЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ КОМБІНОВАНОЇ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ З ВІДНОВЛЮВАЛЬНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ

Існує значна кількість експериментальних і розрахункових методів для аналізу режимів роботи систем електропостачання, в тому числі і комбіновані.

Одним із найпоширеніших методів такого аналізу є застосування комп'ютерних імітаційних моделей. Даний метод дозволяє з достатньою для інженерних та наукових точністю проводити аналіз режимних параметрів систем електропостачання.

Для проведення аналізу режимів роботи електричних мереж з ДАЕ необхідно вирішити такі завдання:

- розробити математичну модель СЕС, а саме її основного елементу – фотоелектричної батареї;
- розробити комп'ютерну імітаційну модель фрагменту електричних мереж з ДАЕ.

Вирішенню даних задач і присвячений четвертий розділ роботи.

4.1 Математична модель фотоелектричної установки

Розрахунок потужності сонячної електричної станції (СЕС) визначається формулою[2]:

$$P_{\text{СЕС}}(t) = P_{\text{СЕСном}} k_{\text{з.е.}} \frac{\bar{I}_{\beta}(t)}{I_{\text{СУ}}} [1 + \alpha_P (\vartheta_{\text{СЕС}}(t) - \vartheta_{\text{СУ}})]; \quad (4.1)$$

де: $P_{\text{СЕС}}(t)$ – вихідна потужність СЕС, кВт;

$P_{\text{СЕСном}}$ – номінальна потужність СЕС при СУ, кВт;

$k_{\text{з.е.}}$ – коефіцієнт зниження ефективності СЕС;

$\bar{I}_{\beta}(t)$ – середнє значення густини потоку сонячного випромінювання

за годинний інтервал, Вт/м²;

$I_{\text{СУ}}$ – густина потоку сонячного випромінювання, яке потрапляє на поверхню СЕС при СУ, кВт/м²;

α_p – температурний коефіцієнт потужності СЕС, °С⁻¹;

$\vartheta_{\text{ФЕБ}}(t)$ – поточна температура СЕС, °С;

$\vartheta_{\text{СУ}}$ – температура СЕС при СУ, °С.

Схема заміщення сонячної батареї зображена на рис. 4.1.

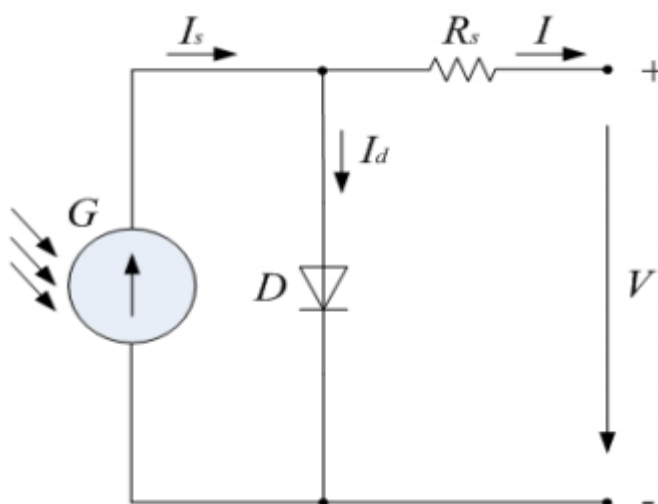


Рис. 4.1. Схема заміщення сонячної батареї

Стандартні умовами характеризуються наступними параметрами: густина потоку сонячного випромінювання $I_{\text{СУ}} = 1 \text{ кВт/м}^2$, температура поверхні батареї $\vartheta_{\text{ФЕБ}} = 25 \text{ °С}$.

Для СЕС, в яких зміною температури батареї нехтуємо формула (4.1) прийме вид:

$$P_{\text{ФЕБ}}(t) = P_{\text{ФЕБном}} k_{\text{з.с.}} \frac{\bar{I}_{\beta}(t)}{I_{\text{СУ}}}; \quad (4.2)$$

В нічний час доби температура поверхні батареї дорівнює температурі оточуючого середовища, а під дією сонячного випромінювання

може перевищувати температуру оточуючого середовища на 30°C і більше.

Температуру СЕС знаходиться з рівняння балансу потужностей [4], яке відображає баланс між сонячним випромінювання на площину сонячної батареї, електричною потужністю і тепловіддачею в оточуюче середовище:

$$\tau \alpha I_{\beta}(t) = \eta_{\text{ФЕБ}} I_{\beta}(t) + \alpha_{\text{ФЕБ}} [\vartheta_{\text{ФЕБ}}(t) - \vartheta_0(t)]; \quad (4.3)$$

де τ – коефіцієнт пропускання СЕС;

α – коефіцієнт поглинання СЕС;

$I_{\beta}(t)$ – густина потоку сонячного випромінювання, що потрапляє на поверхню ФЕБ, кВт/м²;

$\eta_{\text{ФЕБ}}$ – ККД СЕС;

$\alpha_{\text{ФЕБ}}$ – коефіцієнт тепловіддачі від СЕС в оточуюче середовище, кВт/(м²·°C);

$\vartheta_0(t)$ – температура оточуючого середовища, °C.

Виконавши розв’язок (4.3) відносно $\vartheta_{\text{ФЕБ}}$, отримаємо вираз:

$$\vartheta_{\text{ФЕБ}}(t) = \vartheta_0(t) + I_{\beta}(t) \frac{\tau \alpha}{\alpha_{\text{ФЕБ}}} \left(1 - \frac{\eta_{\text{ФЕБ}}}{\tau \alpha} \right); \quad (4.4)$$

Так як величину $\frac{\tau \alpha}{\alpha_{\text{ФЕБ}}}$ практично виміряти дуже складно, тому використовують технічні дані виробників. В режимі роботи без навантаження (4.4) має вид:

$$\frac{\tau \alpha}{\alpha_{\text{ФЕБ}}} = \frac{\vartheta_{\text{ФЕБ ном}} - \vartheta_{0 \text{ ном}}}{I_{\text{ном}}}; \quad (4.5)$$

де $\vartheta_{\text{ФЕБ ном}}$ – номінальна робоча температура батареї при випробуваннях, °C;

$\vartheta_{0 \text{ ном}}$ – температура оточуючого середовища, при якій проводяться випробування і визначається $\vartheta_{\text{ФЕБ ном}}$, °C, (як правило $\vartheta_{0 \text{ ном}} = 20 \text{ °C}$);

$I_{\text{ном}}$ – густина потоку сонячного випромінювання, яке потрапляє на поверхню батареї при проведенні випробувань, кВт/м², (як правило $I_{\text{ном}} = 800 \text{ Вт/м}^2$).

Для спрощення будемо вважати, що величина $\frac{\tau \alpha}{\alpha_{\text{ФЕБ}}}$ постійна, тоді рівняння (4.4) можна представити у вигляді:

$$\vartheta_{\text{ФЕБ}}(t) = \vartheta_0(t) + I_{\beta}(t) \frac{\vartheta_{\text{ФЕБ ном}} - \vartheta_{0 \text{ ном}}}{I_{\text{ном}}} \left(1 - \frac{\eta_{\text{ФЕБ}}}{\tau \alpha} \right); \quad (4.6)$$

Приймемо, що величина $\tau \alpha = 0,9$ [4]. Оскільки величина відношення $\frac{\eta_{\text{ФЕБ}}}{\tau \alpha}$ значно менша одиниці, то попереднє допущення не вносить значної похибки.

Вважатимемо також, що система керування СЕС автоматично підтримує режим регулювання кута нахилу батареї для відбору максимальної потужності. Це означає, що сонячна батарея завжди працюватиме з максимальним ККД:

$$\eta_{\text{ФЕБ}} = \eta_{\text{ФЕБ max}}; \quad (4.7)$$

де $\eta_{\text{ФЕБ max}}$ – ККД СЕС в точці відбору максимальної потужності.

Враховуючи (4.7) рівняння (4.6) набуває вигляду:

$$\vartheta_{\text{ФЕБ}}(t) = \vartheta_0(t) + (\vartheta_{\text{ФЕБ ном}} - \vartheta_{0 \text{ ном}}) \frac{I_{\beta}(t)}{I_{\text{ном}}} \left(1 - \frac{\eta_{\text{ФЕБ max}}(t)}{\tau \alpha} \right); \quad (4.8)$$

Величина $\eta_{\text{ФЕБ max}}$ залежить від температури. Приймаємо, що ККД змінюється за лінійним законом згідно рівняння:

$$\eta_{\text{ФЕБ max}}(t) = \eta_{\text{ФЕБ max СУ}} [1 + \alpha_P (\vartheta_{\text{ФЕБ}}(t) - \vartheta_{\text{СУ}})]; \quad (4.9)$$

де $\eta_{\text{ФЕБ max СУ}}$ – ККД СЕС в точці максимальної потужності при СУ.

Підставивши вираз (4.9) у (4.8) отримаємо рівняння для визначення поточної температури СЕС:

$$\vartheta_{\text{ФЕБ}}(t) = \vartheta_0(t) + (\vartheta_{\text{ФЕБ ном}} - \vartheta_{0 \text{ ном}}) \frac{I_{\beta}(t)}{I_{\text{ном}}} \left(1 - \frac{\eta_{\text{ФЕБ max СУ}} [1 + \alpha_P (\vartheta_{\text{ФЕБ}}(t) - \vartheta_{\text{СУ}})]}{\tau \alpha} \right); \quad (4.10)$$

Виконавши математичні перетворення у формулі (4.10) визначимо температуру СЕС для моменту часу t :

$$\vartheta_{\text{ФЕБ}}(t) = \frac{\vartheta_0(t) + (\vartheta_{\text{ФЕБ ном}} - \vartheta_{0 \text{ ном}}) \frac{I_{\beta}(t)}{I_{\text{ном}}} \left(1 - \frac{\eta_{\text{ФЕБ max СУ}} (1 - \alpha_P \vartheta_{\text{СУ}})}{\tau \alpha} \right)}{1 + (\vartheta_{\text{ФЕБ ном}} - \vartheta_{0 \text{ ном}}) \frac{I_{\beta}(t)}{I_{\text{ном}}} \frac{\eta_{\text{ФЕБ max СУ}} \alpha_P}{\tau \alpha}}; \quad (4.11)$$

Якщо значення $\eta_{\text{ФЕБ max СУ}}$ не зазначено в документації, то воно визначається із наступного рівняння:

$$\eta_{\text{ФЕБ, max СУ}} = \frac{P_{\text{ФЕБ ном}}}{F_{\text{ФЕБ}} I_{\text{СУ}}}; \quad (4.12)$$

де $F_{\text{ФЕБ}}$ – площа СЕС, м^2 .

Вихідний струм сонячної батареї прямо пропорційний енергії сонячного випромінювання. Залежність струму сонячної батареї від енергії сонячного випромінювання має такий вигляд:

$$I_{\text{ФЕУ}} = I_{\text{SCS}} \frac{G_{\alpha}}{G_{\alpha S}}; \quad (4.13)$$

де I_{SCS} – струм короткого замикання в нормальному режимі, А (паспортні дані ФЕУ, табл. 2.8).

G_{α} – енергія сонячного випромінювання, що надходить на поверхню ФЕУ з урахуванням орієнтації у просторі останньою (табл. 2.7).

$G_{\alpha S}$ – енергія сонячного випромінювання при нормальних умовах роботи ($G_{\alpha S} = 1000 \text{ Вт/м}^2$).

Температурний коефіцієнт, що враховує різницю температур. В нашому випадку даним поправочним коефіцієнтом можна знехтувати. ВАХ сонячних батарей для різного рівня енергії сонячного випромінювання наведені на рис. 4.2.

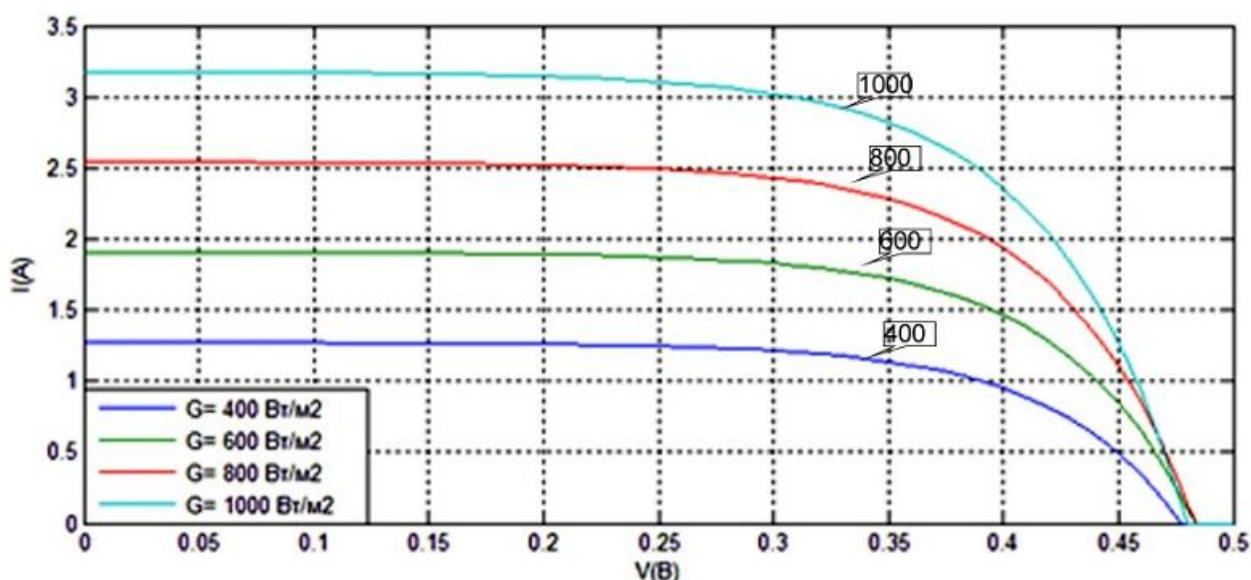


Рис. 4.2. Характеристики сонячних батарей

Таким чином, вираз (4.13) можна застосовувати в якості математичної моделі при побудові комп'ютерних імітаційних моделей комбінованої системи електропостачання з СЕС.

4.2 Комп'ютерні імітаційні моделі комбінованої системи електропостачання з СЕС

Комп'ютерна імітаційна модель комбінованої системи електропостачання з СЕС складається з моделей окремих її елементів. Принципова схема комбінованої системи електропостачання, для якої було розроблено комп'ютерну імітаційну модель, наведена на рис. 4.3.

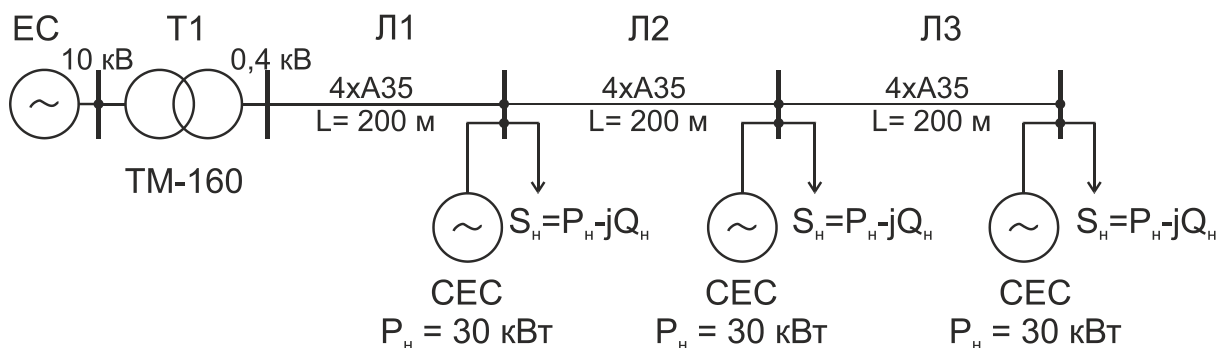


Рис. 4.3. Принципова схема комбінованої системи електропостачання

Існує досить велика кількість програмних продуктів, що дозволяють провести розробку комп'ютерних імітаційних моделей систем електропостачання. В даній роботі в якості середовища розробки комп'ютерних моделей було використано математичний пакет прикладних програм Matlab/Simulink, а саме комп'ютерні моделі елементів системи електропостачання, що належать до бібліотеки SimPowerSystems.

На рис. 4.4 показана узагальнена функціональна схема Matlab/Simulink комп'ютерної моделі комбінованої системи електропостачання.

На рис. 4.4:

Source – блок моделі електричної системи з параметрами: $U_{\text{ном}} = 10$ кВ, $S_{\text{кз}} = 800$ кВА; вікно налаштувань цього блоку показано на рис. 4.5 а.

Line1 – блок моделі повітряної лінії номінальною напругою $U_{\text{ном}} = 0,4$ кВ, довжиною $L = 0,2$ км, виконаної алюмінієвим проводом А-35; вікно налаштувань даного блоку показано на рис. 4.5 б.

Transformer – блок моделі силового знижувального трансформатора ТМ-160/10; вікно налаштувань даного блоку показано на рис. 4.6 а.

Load Breaker – блок моделі трифазного вимикача, що комутує струм навантаження; вікно налаштувань даного блоку показане на рис. 4.6 б.

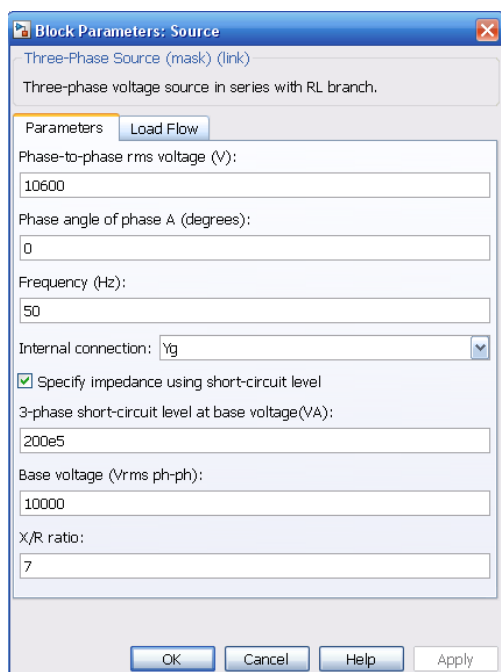
Solar Breaker – блок моделі трифазного вимикача, що комутує струм СЕС; вікно налаштувань даного блоку аналогічне показаному на рис. 4.6 б.

Load – блок, що моделює графік навантаження, який було розраховано у 2-му розділі роботи;

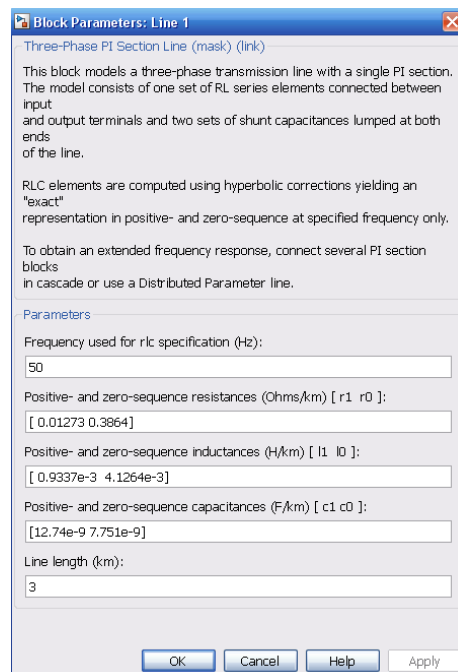
Solar Plant – блок моделі СЕС, в основу якого покладено виразу (4.13) та графіки енергетичного випромінювання, що були розраховані в розділі 2.

VI1, VI_2, VI_3 – модель трифазних вимірювачів струму та напруги.

Scope 1, Scope 2, Scope 3 – блоки, що містять в собі засоби вимірювання потужності та візуалізації результатів моделювання.

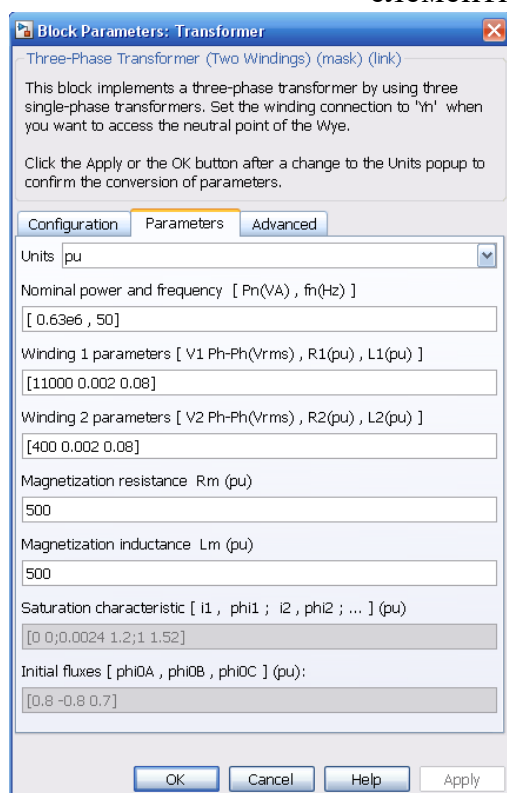


a)

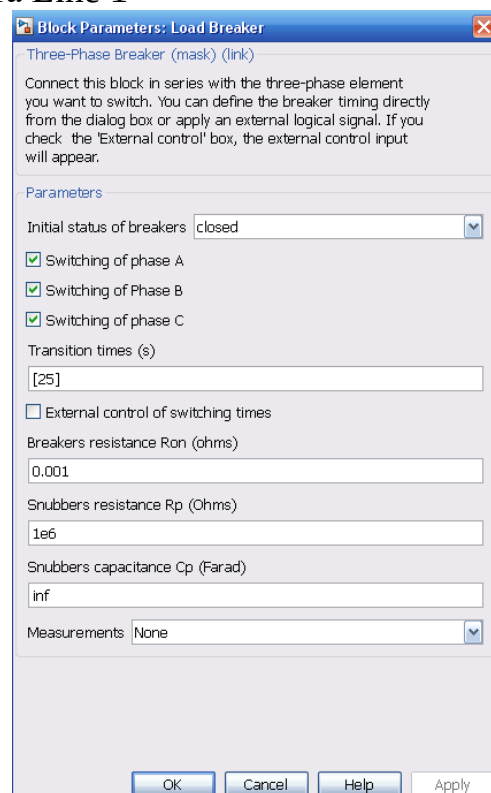


б)

Рис. 4.5. Діалогові вікна налаштувань параметрів моделей елементів Source та Line 1



a)



б)

Рис. 4.6. Діалогові вікна налаштувань параметрів моделей елементів Transformer та Load Breaker

Структурна схема моделі блоку *Load* показана на рис. 4.7.

Структурна схема моделі блоку *Solar Plant* показана на рис. 4.8.

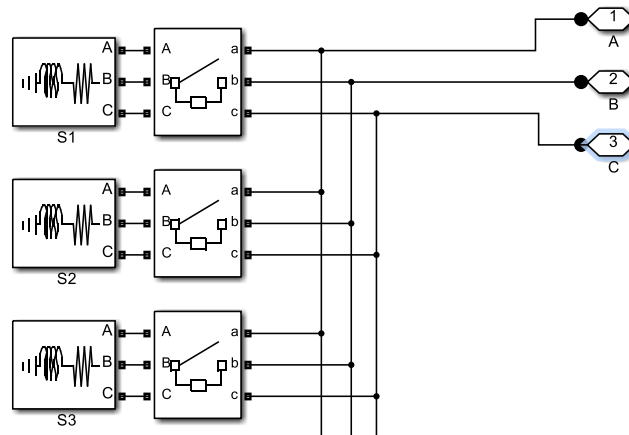


Рис. 4.7. Структурна схема моделі блоку *Load* ($S = [S1 \dots S24]$)

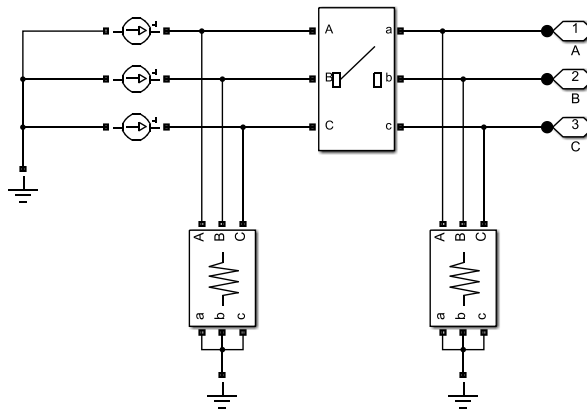


Рис. 4.8. Структурна схема моделі блоку *Solar Plant* ($Ib = [Ib_1 \dots Ib_16]$)

Особливість структури даних блоків викликана тим, що в бібліотеці елементів *SimPowerSystems* не передбачено моделі змінного в часі навантаження (генерації). Тому зміна значень електричних навантажень та значень генерації електроенергії СЕС у відповідності з графіками навантажень (генерації) моделюються для кожного інтервалу усереднення окремим блоком навантаження (трифазного джерела струму).

Структурна схема моделі блоків *Scope 1*, *Scope 2*, *Scope 3* показана на рис. 4.9.

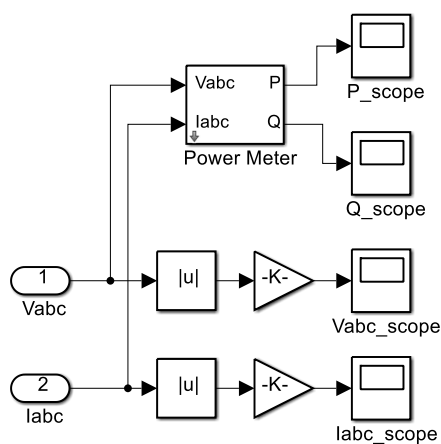


Рис. 4.9. Структурна схема моделі блоків *Scope 1*, *Scope 2*, *Scope 3*.

4.3 Комп'ютерне імітаційне моделювання режимів роботи комбінованої системи електропостачання з ДАЕ

Розроблена в п. 4.2 роботи комп'ютерна імітаційна модель дозволяє проводити аналіз режимів роботи комбінованої системи електропостачання з ДАЕ. Дана модель також дозволяє визначати рівні напруг у вузлах схеми та значення втрат в елементах електричних мереж. Тому з її допомогою можливо перевірити правильність результатів теоретичних досліджень, описаних в розділі 3 роботи.

Основні задачі аналізу режимів роботи комбінованої системи електропостачання з ДАЕ методом комп'ютерного імітаційного моделювання полягали в наступному:

- визначити рівень впливу ДАЕ на значення напруг для різних варіантів приєднання СЕС до електричної мережі;
- проаналізувати рівень втрат потужності в елементах системи електропостачання для різних варіантів приєднання ДАЕ до мережі.

Проаналізувавши принципову схему комбінованої системи електропостачання (рис. 4.3) можна дійти до висновку, що можливими варіантами приєднання СЕС є вузол 1 (безпосередньо на шинах 0,4 кВ

підприємства) та вузол 2 (шини знижувальної трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ). Звичайно, другий варіант приєднання СЕС можливо розглядати лише з урахуванням припущення, що лінія Л2 знаходиться на балансі підприємства і не виникає ніяких організаційно-технічних складнощів, що б перешкоджали такому варіанту підключення СЕС.

Результати комп'ютерного імітаційного моделювання параметрів режиму комбінованої системи електропостачання для різних варіантів приєднання СЕС до електричної мережі наведені на рис. 4.10 – 4.25.

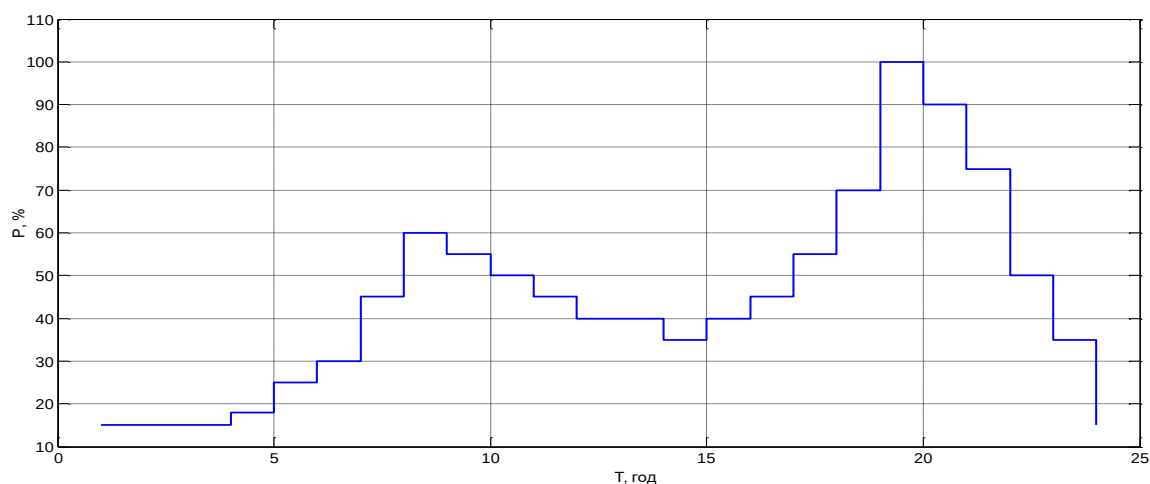


Рис. 4.10. Добовий графік активного навантаження P_n

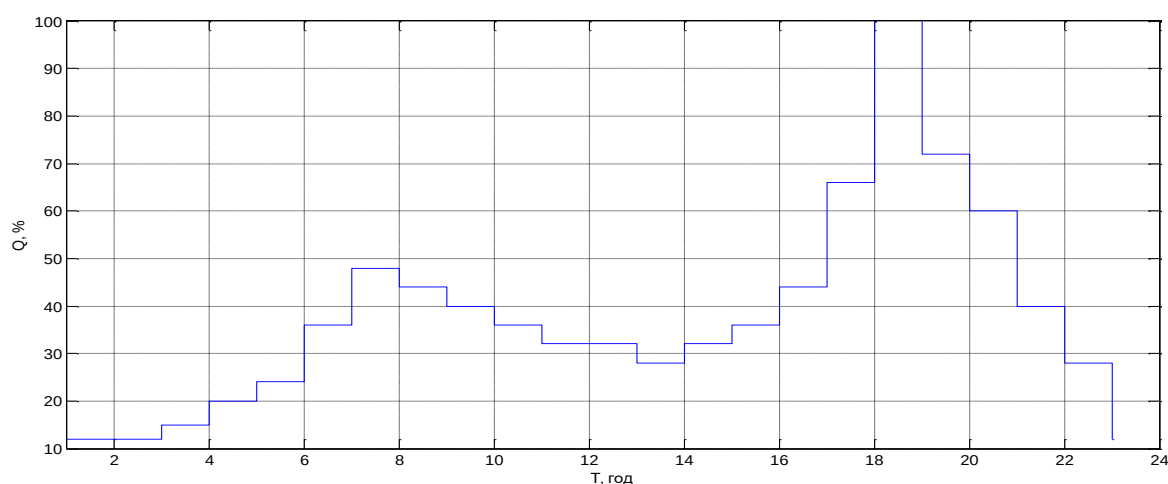


Рис. 4.11. Добовий графік реактивного навантаження Q_n

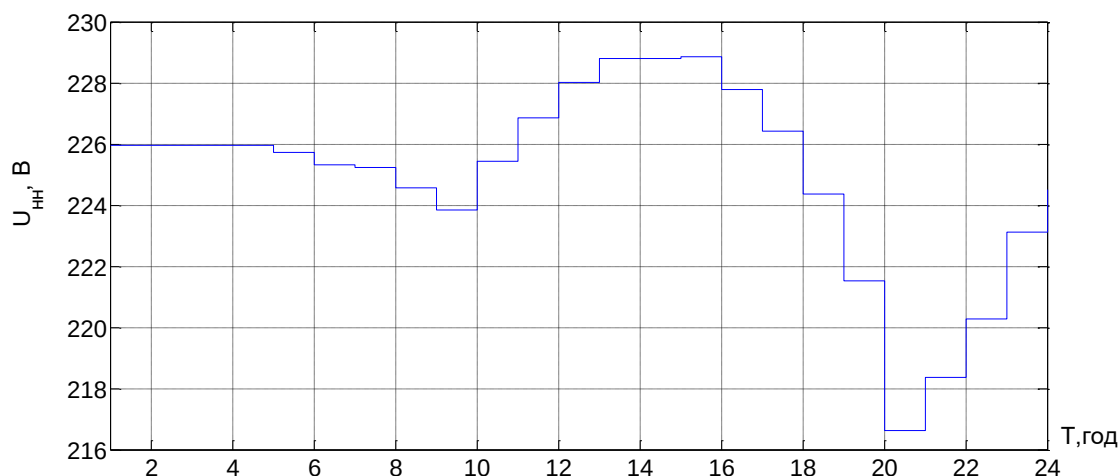


Рис. 4.12. Графік зміни діючого значення фазної напруги U_{ϕ} на стороні 0,4 кВ схеми за умов відсутності ДАЕ

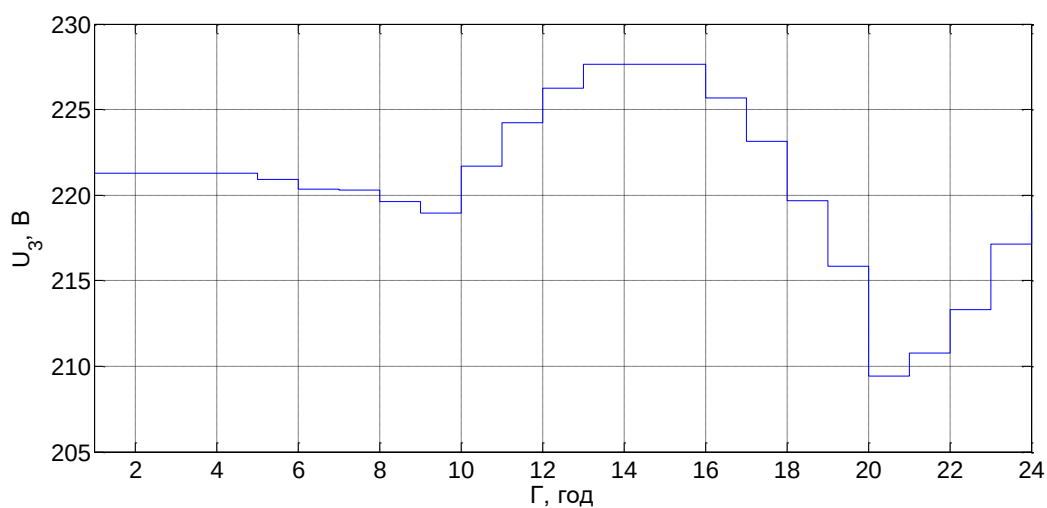


Рис. 4.13. Графік зміни діючого значення фазної напруги U_{ϕ} в точці 3 схеми

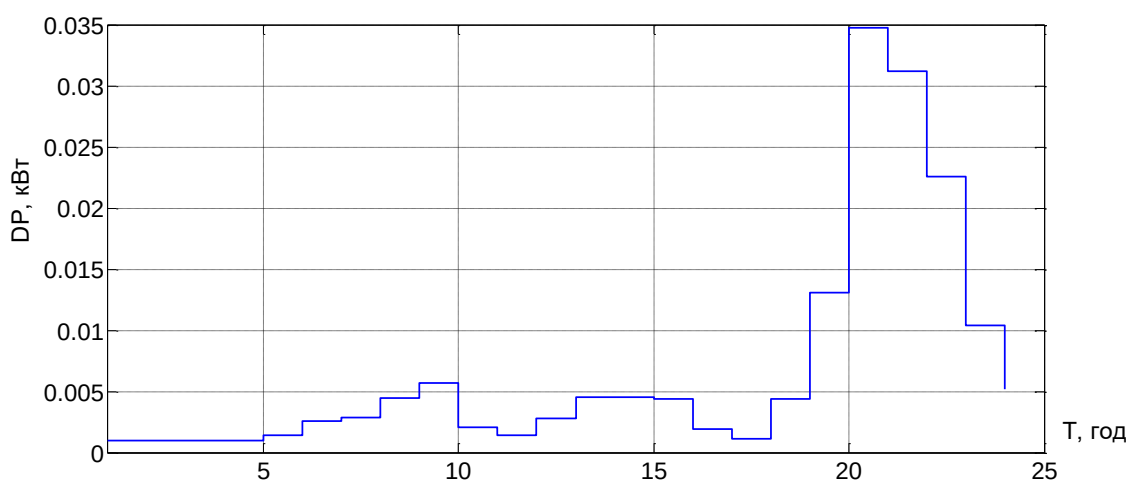


Рис. 4.14. Графік зміни втрат потужності в лінії ЛЗ $\Delta P_{ЛЗ}$

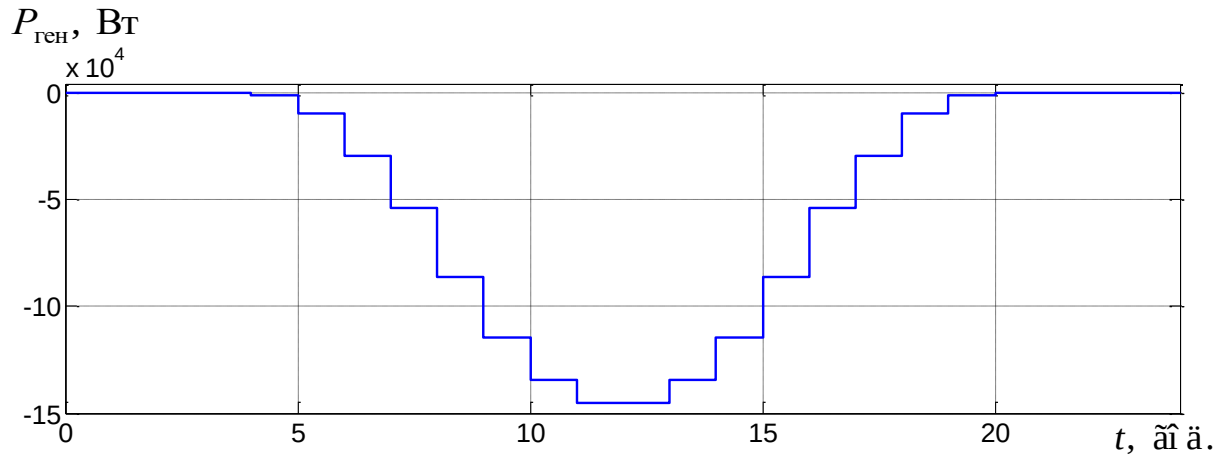


Рис. 4.15. Графік генерації активної потужності СЕС, $P_{\text{ген}}$

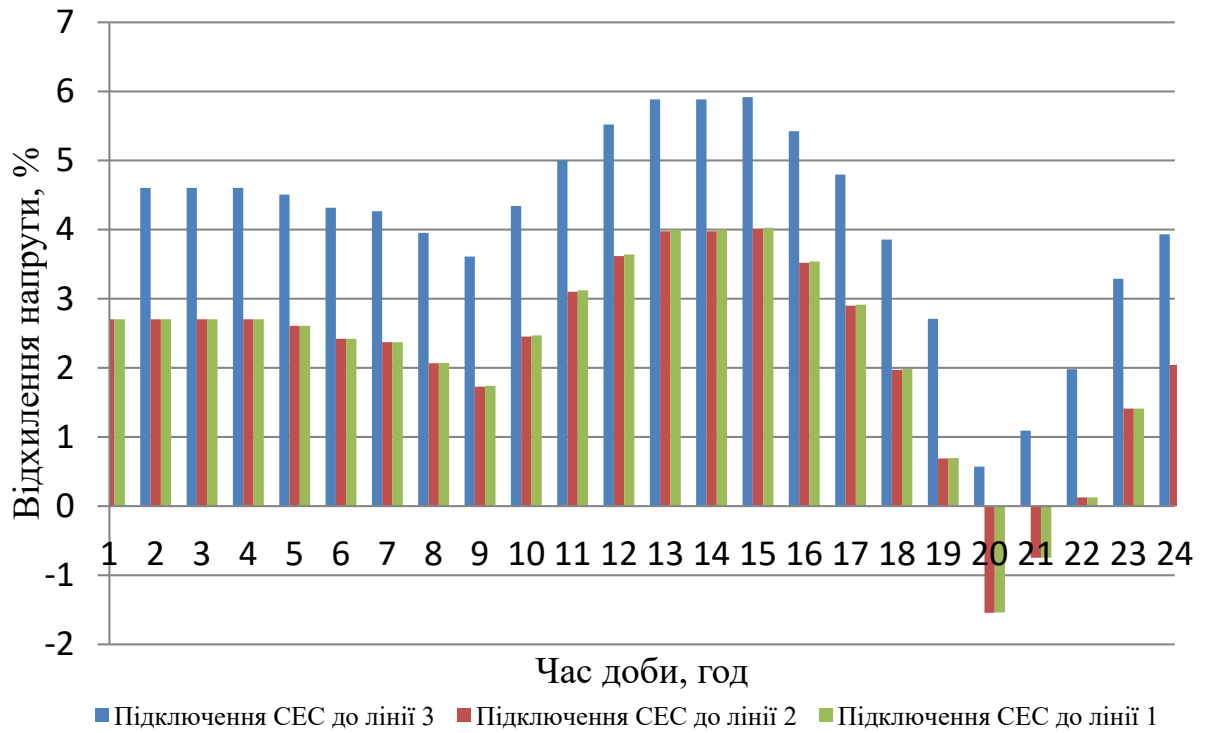


Рис. 4.16. Графік зміни відхилення напруги за умов підключення ДАЕ (шини 0,4 кВ ТП)

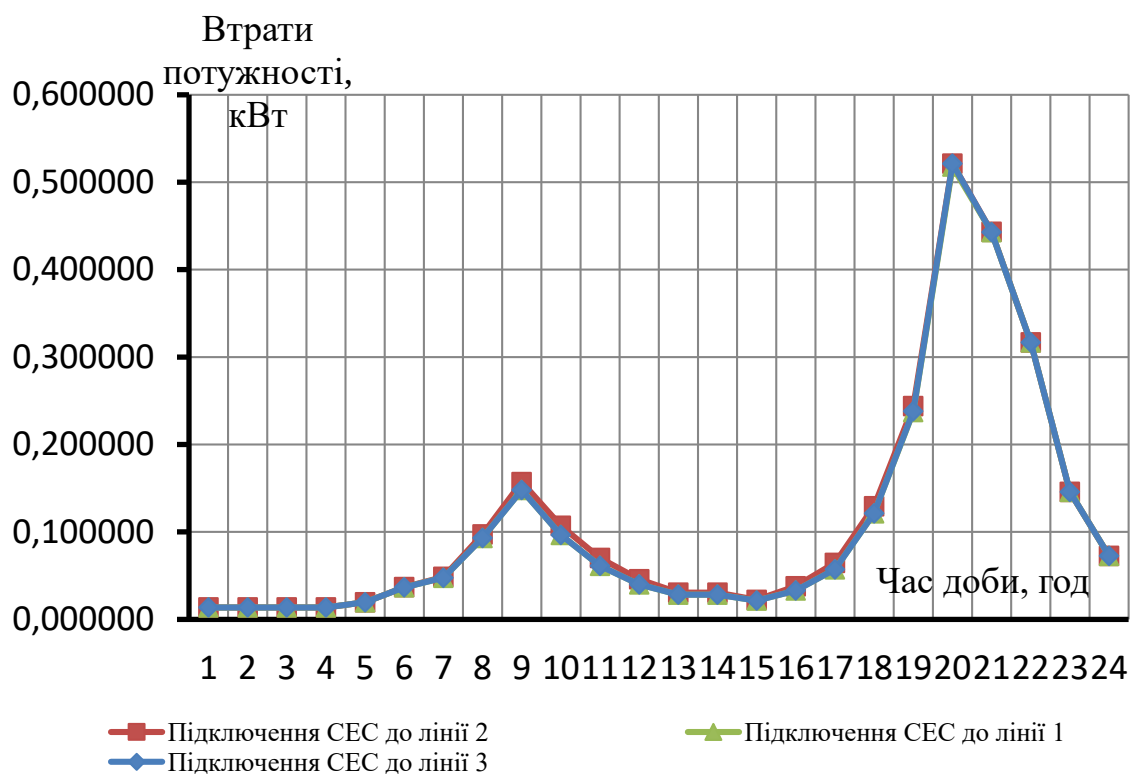


Рис. 4.17. Графік зміни втрат сумарних потужності в лінії (шени 0,4 кВ ТП 10/04 кВ)

4.4 Аналіз результатів комп'ютерного імітаційного моделювання режимів роботи комбінованої системи електропостачання з ДАЕ

Результати статистичної обробки значень напруг в точках 1 і 2 схеми, у випадках підключення СЕС до цих точок наведено в табл. 4.1

Результати обробки значень втрат потужності в лініях для різних варіантів місць підключення СЕС наведені в табл. 4.2

Таблиця 4.1. Результати статистичної обробки діючих значень напруг в різних точках комбінованої системи електропостачання

№ п/п	Відхилення напруги при підключенні СЕС до лінії 3				Відхилення напруги при підключенні СЕС до лінії 2				Відхилення напруги при підключенні СЕС до лінії 1			
	V _{нн} , %	V1, %	V2, %	V3, %	V _{нн} , %	V1, %	V2, %	V3, %	V _{нн} , %	V1, %	V2, %	V3, %
1	4,60480258	4,483326	4,405315	4,367201	2,702897	2,583629	2,507036	2,469616	2,702897	2,583629	2,50703633	2,469616
2	4,60480258	4,483326	4,405315	4,367201	2,702897	2,583629	2,507036	2,469616	2,702897	2,583629	2,50703633	2,469616
3	4,60480258	4,483326	4,405315	4,367201	2,702897	2,583629	2,507036	2,469616	2,702897	2,583629	2,50703633	2,469616
4	4,60480258	4,483326	4,405315	4,367201	2,702897	2,583629	2,507036	2,469616	2,702897	2,583629	2,50703633	2,469616
5	4,50766	4,356429	4,25988	4,212889	2,607521	2,459039	2,364246	2,318109	2,607521	2,459039	2,36424589	2,318109
6	4,31644716	4,112351	3,986482	3,929112	2,42002	2,219706	2,096192	2,033618	2,420159	2,219896	2,09643367	2,040222
7	4,26617506	4,055177	3,939836	3,90696	2,371913	2,165183	2,052325	1,976994	2,373077	2,166771	2,05434799	2,02287
8	3,95312652	3,67957	3,559388	3,565213	2,066056	1,798083	1,680478	1,566665	2,071058	1,804957	1,68928942	1,697261
9	3,60981802	3,277764	3,161173	3,214607	1,729076	1,402995	1,287915	1,135122	1,740859	1,419298	1,30893837	1,365343
10	4,3425879	4,21828	4,27606	4,483587	2,451974	2,330786	2,387702	2,246624	2,469242	2,354565	2,41823595	2,628759
11	4,99885631	5,067468	5,290143	5,645396	3,10053	3,170234	3,390538	3,261491	3,12138	3,198818	3,42709024	3,785414
12	5,52139459	5,747773	6,105162	6,580337	3,61783	3,844133	4,198506	4,081875	3,639986	3,874389	4,23705403	4,715327
13	5,88403749	6,22161	6,670942	7,224594	3,977488	4,31453	4,760879	4,657022	3,998848	4,343601	4,79780186	5,354462
14	5,88403749	6,22161	6,670942	7,224594	3,977488	4,31453	4,760879	4,657022	3,998848	4,343601	4,79780186	5,354462
15	5,91699175	6,259148	6,697272	7,226466	4,010512	4,352568	4,788544	4,697973	4,028031	4,376363	4,81870972	5,350518
16	5,42344168	5,608624	5,909355	6,314542	3,520988	3,706929	4,005891	3,902783	3,53795	3,730057	4,03532083	4,4431
17	4,79631327	4,788454	4,920199	5,171845	2,900129	2,894636	3,02573	2,910411	2,914501	2,91432	3,05087905	3,305049
18	3,85697283	3,583494	3,501603	3,573684	1,972559	1,704421	1,62391	1,483884	1,983455	1,719456	1,64324977	1,718067
19	2,71114316	2,151255	1,868174	1,793808	0,689006	0,082533	-0,23399	-0,43017	0,696342	0,092764	-0,22070461	-0,31056
20	0,5716349	-0,449584	-1,00186	-1,228706	-1,54252	-2,65271	-3,26785	-3,55536	-1,53918	-2,64796	-3,26157374	-3,5199
21	1,09146601	0,165217	-0,35106	-0,576926	-0,74661	-1,6561	-2,1631	-2,38918	-0,74616	-1,65547	-2,16226733	-2,38395
22	1,98000303	1,233453	0,806462	0,614359	0,125821	-0,60716	-1,02638	-1,21499	0,125821	-0,60716	-1,02638288	-1,21499
23	3,28872921	2,827355	2,551949	2,423948	1,410752	0,957767	0,687368	0,561694	1,410752	0,957767	0,68736768	0,561694
24	3,93200103	3,625441	3,437029	3,347626	2,042328	1,741343	1,556356	1,468578	2,042328	1,741343	1,55635554	1,468578
P(V), %	79	75	75	71	100	100	100	100	100	100	100	87,5

Таблиця 4.2. Результати обробки значень втрат потужності в лініях для різних варіантів місць підключення СЕС

№ п/п	Втрати потужності в лініях при підключенні СЕС в точці 3				Втрати потужності в лініях при підключенні СЕС в точці 2				Втрати потужності в лініях при підключенні СЕС в точці 1			
	$\Delta PL1$	$\Delta PL2$	$\Delta PL3$	ΔP_{sum}	$\Delta PL1$	$\Delta PL2$	$\Delta PL3$	ΔP_{sum}	$\Delta PL1$	$\Delta PL2$	$\Delta PL3$	ΔP_{sum}
1	0,008756	0,003889	0,000972	0,013617	0,008756	0,003889	0,000972	0,013617	0,008756	0,003889	0,000972	0,013617
2	0,008756	0,003889	0,000972	0,013617	0,008756	0,003889	0,000972	0,013617	0,008756	0,003889	0,000972	0,013617
3	0,008756	0,003889	0,000972	0,013617	0,008756	0,003889	0,000972	0,013617	0,008756	0,003889	0,000972	0,013617
4	0,008756	0,003889	0,000972	0,013617	0,008756	0,003889	0,000972	0,013617	0,008756	0,003889	0,000972	0,013617
5	0,012578	0,005586	0,001396	0,019560	0,012578	0,005586	0,001396	0,019560	0,012578	0,005586	0,001396	0,019560
6	0,023726	0,010447	0,002546	0,036719	0,023724	0,010447	0,002675	0,036847	0,023726	0,010447	0,002546	0,036719
7	0,031455	0,013275	0,002829	0,047559	0,031444	0,013268	0,003848	0,048560	0,031455	0,013275	0,002829	0,047559
8	0,063449	0,025302	0,004440	0,093191	0,063377	0,025257	0,008585	0,097219	0,063449	0,025302	0,004440	0,093191
9	0,103123	0,039165	0,005715	0,148004	0,102895	0,039028	0,015129	0,157052	0,103123	0,039165	0,005715	0,148004
10	0,071003	0,023463	0,002045	0,096511	0,070703	0,023285	0,012994	0,106983	0,071003	0,023463	0,002045	0,096511
11	0,046691	0,013083	0,001436	0,061210	0,046370	0,012894	0,010954	0,070219	0,046691	0,013083	0,001436	0,061210
12	0,029935	0,007328	0,002760	0,040023	0,029636	0,007155	0,009016	0,045807	0,029935	0,007328	0,002760	0,040023
13	0,019106	0,004635	0,004556	0,028297	0,018857	0,004492	0,007203	0,030552	0,019106	0,004635	0,004556	0,028297
14	0,019106	0,004635	0,004556	0,028297	0,018857	0,004492	0,007203	0,030552	0,019106	0,004635	0,004556	0,028297
15	0,013641	0,003490	0,004363	0,021495	0,013466	0,003389	0,005520	0,022374	0,013641	0,003490	0,004363	0,021495
16	0,024826	0,006265	0,001909	0,032999	0,024623	0,006145	0,007100	0,037868	0,024826	0,006265	0,001909	0,032999
17	0,042948	0,013192	0,001116	0,057256	0,042748	0,013072	0,008814	0,064634	0,042948	0,013192	0,001116	0,057256
18	0,085089	0,031850	0,004398	0,121337	0,084896	0,031734	0,012801	0,129432	0,085088	0,031850	0,004398	0,121337
19	0,159084	0,065816	0,013160	0,238060	0,158419	0,065459	0,020005	0,243884	0,158590	0,065562	0,013086	0,237237
20	0,338691	0,147475	0,034993	0,521159	0,336566	0,146423	0,038329	0,521318	0,336681	0,146489	0,034733	0,517904
21	0,285563	0,126112	0,031221	0,442896	0,285549	0,126105	0,031694	0,443348	0,285563	0,126113	0,031221	0,442896
22	0,203951	0,090357	0,022547	0,316855	0,203951	0,090357	0,022547	0,316855	0,203951	0,090357	0,022547	0,316855
23	0,093812	0,041607	0,010389	0,145809	0,093812	0,041608	0,010389	0,145809	0,093812	0,041608	0,010389	0,145809
24	0,046768	0,020756	0,005185	0,072709	0,046768	0,020756	0,005185	0,072709	0,046768	0,020756	0,005185	0,072709
ΔW	1,749568	0,709396	0,165450	2,624413	1,744265	0,706507	0,245275	2,696047	1,747064	0,708156	0,165115	2,620336

Як видно з результатів, наведених в табл. 4.1, у випадку підключення СЕС в т. 3 схеми в певний період спостерігаються понаднормові значення відхилення напруг, що в результаті призводить до незадовільної якості електричної енергії щодо показника усталеного відхилення напруги (інтегральна ймовірність $P(\Delta U_{\delta}) = 79,2\% < 95\%$). У випадку ж підключення СЕС в точку 1 і 2 схеми значення усталеного відхилення напруги задовольняє вимогам ГОСТ 13109-97.

Проте, як видно з результатів розрахунку втрат потужності (табл. 4.2) у випадку підключення СЕС до точки 2 схеми (шини 0,4 кВ ТП 10/0,4 кВ) значення втрат електричної енергії в лінії ЛВ виявились на 7 % більшими.

З цього слідує, що оптимальним місцем приєднання СЕС є точка 1 схеми (шини 0,4 кВ трансформаторної підстанції).

Висновки до розділу 4

Після проведення комп'ютерного моделювання можна зробити висновок, що результати комп'ютерного імітаційного моделювання режимів роботи системи електропостачання з СЕС підтвердили правильність проведених у розділі 3 теоретичних досліджень щодо впливу ДАЕ на режими роботи розподільчих електричних мереж.

Оптимальною точкою підключення сонячної електростанції виступає точка 1 на схемі електричної мережі.

5. ОХОРОНА ПРАЦІ

5.1. Аналіз небезпечних та шкідливих факторів на підприємстві та заходи по їх усуненню

Сонячних фотоелектричні установки не належать до пристроїв підвищеної небезпеки для життєдіяльності людини. Для енергетичних об'єктів, що використовуються як промислові пред'являються вимоги підвищеної небезпеки. Наведемо причини травматизму, що характерні при експлуатації сонячних електростанцій.

Небезпечна дія електричного струму спостерігається :

- при випадковому дотику до струмопровідних частин електрообладнання;
- поява напруги на металевих частинах електроустаткування через пошкодження ізоляції;
- поява напруги струмопровідних елементах через помилкове включення;
- виникнення крокової напруги через замикання проводу на землю.

Основними заходами захисту від ураження електричним струмом є:

- недоступність струмопровідних елементів для випадкового дотику;
- трансформаторний поділ мережі;
- використання захисних систем або малих напруг;
- використання огорож та подвійної ізоляції;
- контроль стану ізоляції;
- компенсація ємнісних струмів;
- використання електрозахисних засобів;
- дотримання вимог техніки безпеки.

Одним із заходів, що забезпечують безпеку робіт в електроустановках є захисне заземлення.

Захисне заземлення це навмисне електричне з'єднання з для усунення небезпеки ураження струмом у випадку дотику до елементів електроустановки.

Заземлення блискавкозахисту служить для захисту обладнання та використовується для створення шляху стікання струмів блискавки в землю.

Фахівці служб охорони праці контролюють безпечну експлуатацію електроустановок. Оперативне обслуговування електрообладнання здійснюється найманими чи власними оперативно-ремонтними працівниками. Оперативне обслуговування можуть здійснювати працівники, вимоги до кваліфікації та робіт оперативного персоналу зазначаються у внутрішніх інструкціях. Оперативне обслуговування електроустановок виконують працівники, які посадові і експлуатаційні інструкції, інструкції НПАОП та пройшли навчання перевірку знань з охорони праці та безпечної експлуатації електрообладнання.

5.2. Розрахунок блискавкозахисту для будівлі

Розрахунок блискавозахисту визначає тип захисту. За типом блискавозахист може бути однострижневим, багатострижневим та тросовий.

Для розрахунку обраного об'єкта перерахуємо вихідні данні:

$h = 25$ м, $h_x = 6$ м, $B = 100$ м, $n = 2$, тип блискавкозахист однострижневий.

где h – повна висота стрижневого блискавкозахисту, м;

h_x – висота споруди, що підлягає захисту, м;

B – ширина об'єкта ;

n – питома щільність блискавки, 1 / (км/год).

Визначаємо параметри блискавкозахисту:

$$h_0 = 0,85h = 0,85 \cdot 25 = 21,25 \text{ м} \quad (5.2.1)$$

$$r_0 = (1,1 - 2 \cdot 10^{-3} \cdot h) \cdot h = (1,1 - 2 \cdot 10^{-3} \cdot 25) \cdot 25 = 26,25 \text{ м} \quad (5.2.2)$$

$$r_x = (1,1 - 2 \cdot 10^{-3} \cdot h)(h - 1,2 \cdot h_x) = (1,1 - 2 \cdot 10^{-3} \cdot 25) \cdot (25 - 1,2 \cdot 6) = 18,7 \text{ м} \quad (5.2.3)$$

$$h_m = h - h_0 = 25 - 21,25 = 3,75 \text{ м} \quad (5.2.4)$$

$$h_a = h - h_x = 25 - 6 = 19 \text{ м} \quad (5.2.5)$$

$$\alpha = \arctg \frac{r_0}{h_0} = \arctg \frac{26,25}{21,25} = 51^\circ \quad (5.2.6)$$

Визначаємо габаритні розміри обраного об'єкта, для якого виконується розробка блискавкозахисту:

$$\varphi = \arcsin \frac{B}{2r_x} = \arcsin \frac{100}{2 \cdot 18,7} = 69^\circ, \cos \varphi = \cos(69^\circ) = 0,35 \quad (5.2.7)$$

$$A = 2r_x \cos \varphi = 2 \cdot 18,7 \cdot 0,35 = 13,09 \text{ м} \quad (5.2.8)$$

$$A \times B \times H = 13,09 \times 100 \times 6$$

Визначаємо максимальне число уражень блискавкою за відсутності системи блискавкозахисту:

$$N = \left[(B + 6h_x)(A + 6h) - 7,7h_x^2 \right] n \cdot 10^{-6} = \\ = \left[(100 + 6 \cdot 6)(13,9 + 6 \cdot 6) - 7,7 \cdot 6^2 \right] \cdot 2 \cdot 10^{-6} = 3,81 \cdot 10^{-3}, \quad (5.2.9)$$

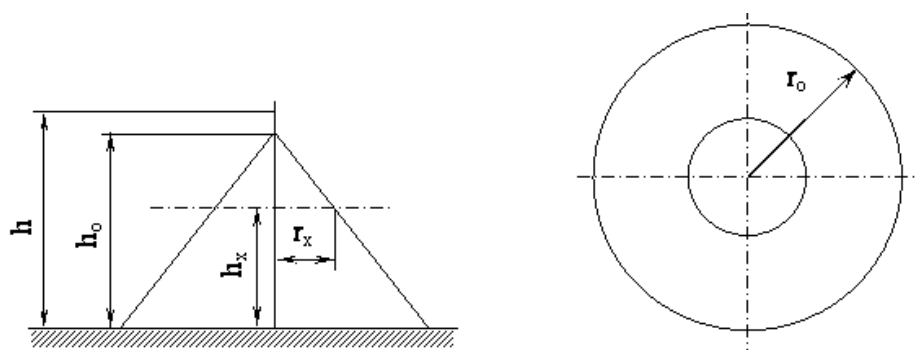


Рис. 5.1 Зона захисту одиночним стрижневим блискавководом

5.3. Розрахунок захисного заземлення

Згідно ПУЕ всі металеві частини електроустановок, що можуть потрапити під напругу, повинні бути заземлені.

Характеристика шару ґрунту – супісь, характеристика за кліматичною зоною - другий кліматичний район. Схема заземлюючого пристрою наведена на рис. 5.1.

Визначаємо кількість вертикальних заземлювачів та довжини з'єднувальних шин згідно розмірів будівлі. В заземлюючих пристроях електрообладнання, що використовуються в мережах з напругою до 1000 В та вище опір заземлення визначається:

$$R_z \leq \frac{125}{I_z} = \frac{125}{27} = 4,63 \text{ Ом} \quad (5.3.7)$$

Згідно ПУЕ для струмоприймачів з сумарною потужністю більш 100 кВА то R_z повинен бути не більше 4 Ом, обране значення приймаємо для подальшого розрахунку.

Розрахунковий питомий опір шару ґрунту:

$$\rho_p = \rho_{\text{табл}} \cdot \psi = 250 \cdot 1,4 = 350 \text{ Ом} \cdot \text{м} \quad (5.3.8)$$

де $\rho_{табл}$ - питомий опір ґрунту, для супіску $\rho_{табл} = 250 \text{ Ом}\cdot\text{м}$);

ψ - підвищуючий коефіцієнт, для України, для стрижньових заземлювачів становить $\psi = 1,4$.

Опір одинарного вертикального заземлювача:

$$\begin{aligned} R_o &= 0,366 \frac{\rho_{розр}}{l} \left(\lg \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4t+l}{4t-l} \right) = \\ &= 0,366 \frac{350}{5} \left(\lg \frac{2 \cdot 5}{2,5} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 3 + 5}{4 \cdot 3 - 5} \right) = 20,361 \text{ Ом}, \end{aligned} \quad (5.3.9)$$

де l – довжина заземлювача, в даному випадку приймається 5 м; d – діаметр заземлювачів (приймаються стрижні діаметром 2,5 см).

$$t = h + \frac{l}{2} = 0,5 + \frac{5}{2} = 3 \text{ м}, \quad (5.3.10)$$

де h – глибина прокладки з'єднувальних шин, згідно ПУЕ – 0,5...0,8 м.

Використовуємо електроди прокладені по замкнутому контуру згідно плану та визначається орієнтовна кількість заземлювачів:

$$n_o = \frac{R_o}{R_z^H \cdot \eta_t} = \frac{20,361}{4 \cdot 0,59} = 8,628 \approx 9 \text{ шт} \quad (5.3.11)$$

де η_o – коефіцієнт використання ряду заземлювачів, для $a/l=4/5=0,8$, $\eta_o=0,59$ за рис. 7.5; $a = 4$ м – відстань між електродами згідно ПУЕ.

Довжина горизонтальної з'єднувальної смуги:

$$l_n = 1,05a \cdot n = 1,05 \cdot 4 \cdot 9 = 37,8 \text{ м}. \quad (5.3.12)$$

Опір смуги з урахуванням екранування:

$$R_n = 0,366 \frac{\rho_{\text{розр}}}{l_n \cdot \eta_n} \lg \frac{2l_n}{b \cdot n} = 0,366 \frac{350}{37,8 \cdot 0,59} \lg \frac{2 \cdot 37,8^2}{0,01 \cdot 0,5} = 24 \text{ Ом}, \quad (5.3.13)$$

де η_n – коефіцієнт використання з'єднувальної шини шириною $b = 10$ мм та товщиною 5 мм.

Необхідний електричний опір вертикальних заземлювачів з урахуванням опору з'єднувальної смуги:

$$R_{mp} = \frac{R_n \cdot R_3^H}{R_n + R_3^H} = \frac{24 \cdot 4}{24 + 4} = 4,8 \text{ Ом}. \quad (5.3.14)$$

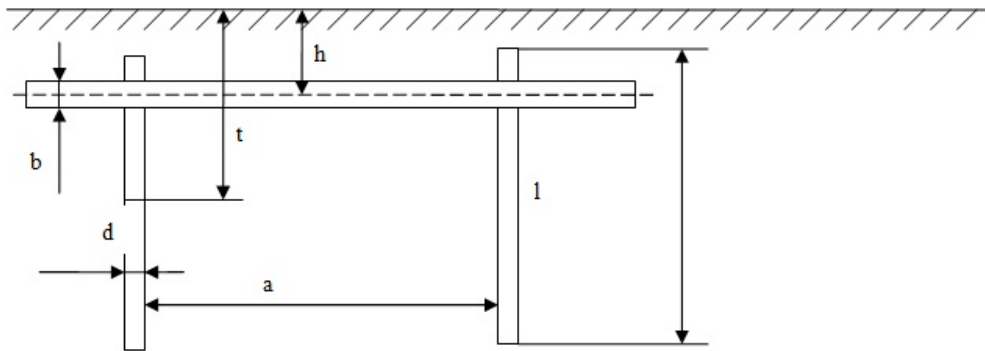


Рисунок 5.1. Схема прокладки заземлення

Уточнюємо кількість заземлювачів:

$$n = \frac{R_o}{R_{mp} \cdot \eta_o} = \frac{20,361}{4,8 \cdot 0,59} = 7,49 \approx 8 \text{ шт.} \quad (5.3.15)$$

Проводимо перевірку опору заземлювача на відповідність нормованому значенню:

$$R_3 = \frac{1}{\frac{1}{R_{mp}} + \frac{1}{R_n}} = \frac{1}{\frac{1}{4,8} + \frac{1}{24}} = 4 \text{ Ом}. \quad (5.3.16)$$

Дійсний опір заземлюючого пристрою з 8-ма заземлювачами не перевищує нормуючого значення, 4 Ом.

6. РОЗРАХУНОК ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ БУДІВНИЦТВА НА ПІДПРИЄМСТВІ СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ

Одним з напрямків підвищення енергоефективності підприємств є використання вторинних енергоресурсів і відновлювальних джерел енергії.

Використання сонячної енергії як джерело альтернативної енергії має певні переваги:

1. Чутка періодичність та відновлюваність ресурсу.
2. Значний потенціал сонячного
3. Невичерпність запасів.
4. Легка доступність.
5. Екологічність використання.
6. Відсутність шкідливих вібрацій та шумів.
7. Висока вартість виробленої електричної енергії

Визначимо економічну ефективність впровадження на підприємстві СЕС, потужність 30 кВт. СЕС буде генерувати електроенергію для внутрішніх потреб, як додаткове джерело живлення.

Ефективність впровадження сонячної установки визначимо за показник чистої дисконтованої вартості (*net present value* – NPV).

$$NVP = \sum_{t=1}^n \frac{B_t - Z_t}{(1 + i / 100)^t} - K \quad (6.1)$$

6.1. Розрахунок ефективності капіталовкладень

У випадках, коли проект передбачає значні первісні вкладення коштів K , ЧТВ можна розрахувати за формулою:

$$NVP = \sum_{t=1}^n \frac{B_t - Z_t}{(1 + i / 100)^t} - K, \quad (6.1.1)$$

де B_t і Z_t – відповідно повні вигоди та витрати за рік t ; t – відповідний рік проекту (1, 2, 3, ... n); n – строк служби проекту, років. Для геліосистем може бути прийнятий 10 років. i – ставка дисконту (10%).

В загальному випадку капітальні витрати включають в себе:

$$K = K_{\text{бюд}} + K_{\text{об}} + K_{\text{доод}} \quad (6.1.2)$$

де $K_{\text{бюд}}$ – капіталовкладення в будівлі і споруди. Визначаються на основі їх кошторисної вартості; $K_{\text{об}}$ – капіталовкладення в силові, робочі машини та обладнання, які включають: витрати на придбання, доставку, монтаж, пусконаладжувальні роботи;

$$K_{\text{об}} = C_{\text{об}} \cdot \left(1 + \frac{\kappa_{\text{д}}}{100} + \frac{\kappa_{\text{м}}}{100} \right) \quad (6.1.3)$$

де $C_{\text{об}}$ – ціна обладнання; $\kappa_{\text{д}}$ – відсоток витрат, пов'язаних з доставкою обладнання. В розрахунках може бути прийнятий 2% від ціни обладнання. $\kappa_{\text{м}}$ – коефіцієнт, який враховує витрати на монтаж обладнання та пусконаладжувальні роботи. В розрахунках може бути прийнятий 15% від ціни обладнання. $K_{\text{доод}}$ – додаткові капіталовкладення до складу яких входять: витрати на підготовку проектно-кошторисної документації, та отримання дозвільної документації. Дані витрати для проекту такої складності складають 5000 грн. Розрахунок вартості обладнання, що підлягає встановленню наведено в таблиці 1.

Таблиця 6.1.Розрахунок вартості обладнання та матеріалів для СЕС

№	Назва	К-ть	Ціна од., грн	Всього, грн
	Фотоелектричні модулі TRINA SOLAR 260P	80	2188	175000
	Інвертор Sunny Tripower TL30	1	118911	118911
	Мережеве обладнання			11100
	Витрати на доставку, монтаж та пусконаладжувальні роботи (12% від вартості обладнання та програмної продукції			70100
	Всього обладнання та матеріалів			375011

$$K_{об} = 375011 \cdot \left(1 + \frac{2}{100} + \frac{10}{100} \right) = 420012 \text{ грн.} \quad (6.1.4)$$

$$K = 420012 + 5000 = 420512 \text{ грн.} \quad (6.1.5)$$

Річна плата за електроенергії яку виробляє сонячна електростанція складає

$$B_{ел} = W_{ен} \cdot T_e = 6900 \cdot 10,76 = 74244 \text{ грн} \quad (6.1.6)$$

де T_e – діючий тариф на електричну енергію, грн./кВт год

Для підтримання сонячної електростанції в робочому стані необхідно проведення робіт з технічного обслуговування обладнання.

Планове і своєчасне обслуговування обладнання дозволить знизити витрати на його утримання і ремонт, а також збільшити термін експлуатації.

Роботи з технічного обслуговування та ремонту систем СЕС практично не можливо організувати силами звичайного електротехнічного персоналу. Дані установки є специфічними, а їх обслуговування та ремонт потребують певних професійних навичок та вмінь. Тому для досліджуваного підприємства більш доцільним буде залучення спеціалізованої сервісної організації для проведення робіт з діагностики, ремонту та обслуговування вище зазначеного обладнання. Вартість такого технічного супроводження об'єкту складає 7000 грн на рік.

Річні грошові надходження підприємства, що пов'язані з реалізацією проекту в даному випадку складуть: $74244 - 7000 = 67244$ грн.

Таблиця 2. Розрахунок чистої теперішньої вартості проекту

Рік проекту	Капітало-вкладення, грн	Грошові надходження, грн	Ставка дисконту, %	Фактор теперішньої вартості	Приведені грошові надходження, грн	ЧТВ, грн
0	420012					
1		67244	10	0,99	61811	-258201
2		67244	10	0,50	81308	-176892

3		67244	10	0,33	54295	-122596
4		67244	10	0,25	40755	-81841
5		67244	10	0,20	32620	-49220
6		67244	10	0,17	27193	-22027
7		67244	10	0,14	23313	-12863
8		67244	10	0,12	20403	-2689
9		67244	10	0,11	18138	3828
10		67244	10	0,10	16326	6154

Як показали проведені розрахунки за показником чистої теперішньої вартості, проект по впровадженню на підприємстві сонячної електростанції та сонячного вакуумного колектора є економічно вигідним. На позитивне сальдо підприємство виходить вже на шостий рік експлуатації геліосистеми.

Простий термін окупності капіталовкладень складає:

Термін окупності капіталовкладень складає:

$$T_{ок} = \frac{K}{ГН_p} = \frac{420012}{67244} = 6,2 \text{ роки} \quad (6.1.7)$$

де $ГН_p$ – річні грошові надходження внаслідок реалізації проекту.

Таким чином термін окупності СЕС становить 6,2 роки

Висновок:

В результаті проведеного техніко-економічного порівняння базової та розробленої СЕС встановлено, термін окупності – 6,2 років, дисконтований термін окупності складатиме 9 років. Також слід зазначити, що через зниження вартості обладнання для нетрадиційної енергетики та постійне зростання тарифів на енергоносії використання альтернативних джерел взагалі, та сонячної енергії зокрема, є економічно вигідним для більшості споживачів навіть без використання пільгових «зелених» тарифів.

ВИСНОВКИ

Джерела альтернативної енергії мають значний запас на підвищення ефективності роботи електричних мереж. Але їх безконтрольне впровадження створює багато проблем пов'язаних з нормальною роботою розподільчих мереж.

Для їх ефективної експлуатації необхідно провести дослідження їх сумісної роботи з енергосистемою. Для оптимального використання ДАЕ необхідно виконати розробку спеціалізованих програмних продуктів, що дозволило ефективно керувати їх роботою. Використання потужних джерел альтернативної електроенергії в електричних мережах повинна виконуватися з врахуванням графіку роботи ДАЕ та навантажувального режиму розподільчих електричних мереж.

Для підвищення ефективності сумісної роботи електричних мереж та ДАЕ необхідно вирішення комплексної задачі, що включає в себе питання збільшення генерації від ДАЕ, зменшення втрати електроенергії мережах, покращення надійності роботи системи електропостачання.

Розроблений метод дозволяє визначити точки приєднання ДАЕ до електричних мереж, що призводить до зменшення перетоків енергії та втрат розподільчих мережах з дотриманням параметрів усталеного режиму.

Проведене комп'ютерне імітаційне моделювання режимів роботи системи електропостачання з СЕС підтвердили правильність проведених у розділі 3 теоретичних досліджень щодо використання ДАЕ в розподільчих електричних мереж.

Розрахунок економічної ефективності використання СЕС показав відносну їх ефективність для власного забезпечення електроенергією, так як термін окупності становить 6,2 років. Слід зазначити, що використання СЕС з комерційною метою цілком виправдане через використання пільгових «зелених» тарифів.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Кириленко О.В., Павловський В.В., Лук'яненко Л.М. Технічні аспекти впровадження джерел альтернативної енергетики в електричних мережах // Технічна електродинаміка. — 2011. — № 1. — С. 46—53.
2. Лежнюк П.Д., Кулик В.В., Ковальчук О.А., Хоменко В.О. Розосереджені джерела електроенергії в електричних мережах // Вісник Чернігівського державного технологічного університету. - 2011. - № 1. - С. 104-108.
3. Cutsem V. Voltage Stability of Electric Power Systems. - Kluwer Academic Publishers Group, Boston, 1998. - 379 p.
4. J. P. Lopes, et al., "Defining control strategies for microgrids islanded operation," Power Systems, IEEE Transactions on, vol. 21, pp. 916-924, 2006.
5. Кириленко О.В., Праховник А.В. Енергетика сталого розвитку: виклики та шляхи побудови // Праці Інституту електродинаміки. Спеціальний випуск. - 2010. - С. 10-16.
6. Жильцов А. В., Гай О.В., Бодунов В.М. Алгоритм встановлення джерел альтернативної енергетики в електричних мережах // Збірник наукових праць Інституту проблем моделювання в енергетиці ім. Г.Є. Пухова НАН України. - 2011. - Вип. 59. - С. 3-7.
7. В центре Санкт-Петербурга будет построена интеллектуальная сеть [Электронный ресурс]. - Репортер, 6 мая 2010. - Режим доступу: <http://newsdesk.pcmag.ru/node/24272>.
8. Тугай Ю.І., Козирський В.В., Гай О.В., Бодунов В.М. Інтеграція поновлюваних джерел енергії в розподільчі електричні мережі сільських регіонів // Технічна електродинаміка. - 2011. - №5. - С.63-67.
9. Mahat P. ^nlrol and Operation of Islanded Distribution System. -

Aalborg: Aalborg University, 2010. - 174 p.

11. NGET (National Grid Electricity Transmission) [Електронний ресурс]. - Режим доступу: <http://www.nationalgrid.com>.

12. Зорин В.В., Тисленко В.В. Надежность систем ^лектроснабжения. - К.: Вища шк. Головное изд-во, 1984. - 192 с.

13. Козирський В.В., Гай О.В. Методи та моделі розрахунку надійності систем електропостачання: монографія. - К.: Гнозис, 2013. -563 с.

14. Banerjee B., Islam S.M. Reliability based optimum location of distributed generation // Int. J. Electr. Power Energy Syst. - 2011. - Vol. 33, No. 8. - pp. 1470-1478.

15. Zhu D., Broadwater R.P. Impact of DG placement on reliability and efficiency with time-varying loads // IEEE Trans. Power Syst. - 2006. - Vol. 21, No. 1 - pp. 419-427.

16. Козирський В.В., Бодунов В.М., Гай О.В., Костюк В.А., Петренко А.В. Спосіб формування динамічного автономної мережі: патент на корисну модель Пат. 89884 Україна: МПК Н 02 Н 5/00; власник патенту Національний університет біоресурсів і природокористування України. - № 2012 11406; заявл. 03.10.2012; опубл. 12.05.2014, Бюл. № 9. — 4 с. : іл

17. Бодунов В. М. Урахування невизначеності щодо кількості та місць встановлення джерел альтернативної енергетики при прийнятті проектних рішень // Новітні технології у науковій діяльності і навчальному процесі: Всеукраїнська науково-практична конференція молодих учених і студентів: тези доповідей. - Чернігів: Черніг. нац. технол. ун-т, 2015. - С. 116-117.

18. Бодунов В.М., Гай О.В. Урахування автономних режимів під час вибору потужності джерел альтернативної енергетики // Вісник Вінницького політехнічного інституту. - 2013. - №6. - С. 82-83.

19. Стогний Б. Определение транзитных потерь мощности в фрагментированных электрических сетях областных энергоснабжающих

компаний / Б. Стогний, В. Павловский // Энергетическая политика Украины. – 2004. – № 5. – С. 26–31.

20. Лежнюк П. Д. Определение и анализ потерь мощности от транзитных перетоков в электрических сетях энергосистем методом линеаризации / П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, А. Б. Бурыкин // Электрические сети и системы. – 2006. – № 1. – С. 28–32.

21. Інтеграція поновлюваних джерел енергії в розподільчі електричні мережі сільських регіонів / В. В. Козирський, Ю. І. Тугай, В. М. Бодунов, О. В. Гай // Технічна електродинаміка. – 2011. – № 5. – С. 63–67.

22. Лежнюк П. Д. Особливості роботи відновлюваних джерел енергії в локальній електричній системі / П. Д. Лежнюк, О. А. Ковальчук, В. В. Кулик // Відновлювана енергетика XXI століття : матеріали XII міжнарод. наук.-практ. конференції. – Крим, 2011. – С. 42–46.

21. Буцьо З. Ю. Мала гідроенергетика: світовий досвід і перспективи розвитку в Україні / З. Ю. Буцьо, Л. М. Луцюк, О. В. Гаврюк // Електропанорама. – 2011. – № 6. – С. 47–51.

22. Мельников Н. А. Электрические сети и системы / Н. А. Мельников. – М. : Энергия, 1975. – 456 с

23. Сигорский В. П. Математический аппарат инженера / В. П. Сигорский. – К. : Техника, 1977. – 768 с..

24. Поспелов Г. Е. Потери мощности и энергии в электрических сетях / Г. Е. Поспелов, Н. М. Сыч. – М. : Энергоатомиздат, 1981. – 216 с.

25. Кириленко О. В. Енергетика сталого розвитку: виклики та шляхи побудови / О. В. Кириленко, А. В. Праховник // Праці Інституту електродинаміки НАН України. : спеціальний випуск. – К. – 2010. – С. 10–16.

26. Гандзюк М.П., Желібо Є.П., Халімовський М.О. Основи охорони праці: Підручник. 5-е вид. / За ред. М.П. Гандзюка. - К.: Каравела, 2011. - 384 с.

27. Національний стандарт України інженерне обладнання будинків і

споруд улаштування блискавкозахисту будівель і споруд: наказ Міністерства регіонального розвитку та будівництва України від 27.06.2008 № 269 чинний з 2009-01-01 *(відповідає офіц. текстові)*. - Косяук В.В., Пономаренко Г.Н., Пустовойт В.М.

28. Васько П. Ф. Сучасний стан, потенційні можливості та передумови подальшого розвитку малої гідроенергетики в Україні / П. Ф. Васько // Відновлювана енергетика. – 2006. – № 1.

29. Структурні тенденції в енергетиці Європи і розвиток відновлюваної енергетики / С. О. Кудря, Б. Г. Тучинський, В. Г. Дресвянніков, З. У. Рамазанова // Відновлювана енергетика. – 2005. – № 1. – С. 36–40.

30. Розробка та вдосконалення енергетичних систем з урахуванням наявного потенціалу альтернативних джерел енергії : колективна монографія / за ред. О.О. Горба, Т.О. Чайки, І.О. Яснолоб. – П. : ТОВ НВП «Укрпромторгсервіс», 2017. – 326 с