

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ ІМЕНІ ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»
ФАКУЛЬТЕТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГОТЕХНІКИ ТА АВТОМАТИКИ
КАФЕДРА ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ТА СИСТЕМ**

«На правах рукопису»
УДК 621.311

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри
_____ В.В. Кирик

«__» _____ 201__ р.

Магістерська дисертація

зі спеціальності **141** Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
Спеціалізація – «Електричні системи і мережі»

на тему: Управління режимами розподільних електричних мереж із відновлювальними джерелами енергії

Виконав: студент 6 курсу, групи ЕС-61м
(шифр групи)

_____ Ернст Василь Васильович
(прізвище, ім'я, по батькові)

_____ (підпис)

Науковий керівник к.т.н., доц. Кацадзе Теймураз Луарсабович
(посада, наукова ступінь, вчене звання, прізвище та ініціали)

_____ (підпис)

Рецензент д.т.н., проф. Костерев Микола Володимирович
(посада, наукова ступінь, вчене звання, прізвище та ініціали)

_____ (підпис)

Засвідчую, що у цій магістерській дисертації немає запозичень з праць інших авторів без відповідних посилань.

Студент _____
(підпис)

Київ – 2018 року

**Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут
імені Ігоря Сікорського»**

Факультет електроенерготехніки та автоматики
Кафедра електричних мереж та систем

Рівень вищої освіти – магістерський за освітньо-науковою програмою

Спеціальність – **141** Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
Спеціалізація – «Електричні системи і мережі»

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри

(підпис) В.В. Кирик
(ініціали, прізвище)
«__» _____ 201__ р.

**ЗАВДАННЯ
на магістерську дисертацію студенту**

Ернсту Василю Васильовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема дисертації «Управління режимами розподільних електричних мереж із відновлювальними джерелами енергії»,

науковий керівник дисертації к.т.н., доц. Кацадзе Т.Л.,
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом по університету від «21» березня 2018 р. №981-С

2. Строк подання студентом дисертації «16» травня 2018 р.

3. Об'єкт дослідження: розподільні електричні мережі з джерелами генерації від альтернативних джерел енергії.

4. Предмет дослідження: вплив відновлювальних джерел енергії на режими роботи розподільних електричних мереж.

5. Перелік завдань, які потрібно розробити: 1. Аналіз іноземних та вітчизняних публікацій на тему особливостей інтеграції ДРГ. 2. Розглянути основні проблеми функціонування мереж з джерелами генерації від ВДЕ. 3. Розробка імітаційних моделей електричних мереж для аналізу впливу ДРГ. 4. Моделювання можливих режимів роботи розподільних мереж з ДРГ. 5. Розробити рекомендації щодо оптимізації структури та режимів роботи електричної мережі.

6. Перелік графічного (ілюстративного) матеріалу: 1. Світові тенденції відновлюваної енергетики. 2. Відновлювані джерела енергії в Україні. 3. Режим літнього мінімуму навантажень мережі. 4. Нормалізація рівнів напруги мережі в режимі літнього мінімуму. 5. Післяаварійний режим мережі за відсутності генерації СЕС. 6. Післяаварійний режим мережі за наявності і генерації від СЕС. 7. Визначення оптимальних місць секціонування мережі. 8. Робота СЕС в режимі енергоострова. 9. Оптимально секціонована схема Скадовських РЕМ.

7. Орієнтовний перелік публікацій: 1. Кацадзе Т.Л., Ернст В.В. Джерела розподіленої генерації в електричних мережах // Міжнародний науково-технічний журнал молодих вчених, аспірантів і студентів «Сучасні проблеми електроенергетехніки та автоматики». – 2017. – с. 181-184. 2. Ернст В.В., Кацадзе Т.Л. Проблеми інтеграції джерел розподіленої генерації в енергосистему України // Міжнародна науково-практична конференція «Науковий прогрес на рубежі тисячоліть». (Прийнято до публікації)

8. Консультанти розділів дисертації

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Основна частина	к.т.н., доц. Кацадзе Т.Л.		

9. Дата видачі завдання «__» _____ 20__ р.

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Строк виконання етапів магістерської дисертації	Примітка
1	Аналіз літератури по темі впливу ДРГ на роботу розподільних електричних мереж.	24.10.2016-17.03.2017	
2	Дослідження основних проблем та викликів роботи ДРГ у складі електричних мереж.	27.03.2017-19.05.2017	
3	Розробка імітаційної моделі електричної мережі з наявними ДРГ.	09.10.2017-20.10.2017	
4	Визначення режимних параметрів мережі.	23.10.2017-15.12.2017	
5	Оптимізація режимів роботи мережі діючої мережі.	05.02.2018-23.02.2018	
6	Визначення оптимальної конфігурації мережі шляхом зміни місць секціонування.	26.02.2018-23.03.2018	
7	Оформлення отриманих результатів.	02.04.2018-27.04.2018	
8	Оформлення технічних креслень.	30.04.2018-11.05.2018	

Студент

_____ (підпис)

Ернст В.В.

_____ (ініціали, прізвище)

Науковий керівник дисертації

_____ (підпис)

Кацадзе Т.Л.

_____ (ініціали, прізвище)

РЕФЕРАТ

Магістерська дисертація складається з пояснювальної записки та графічної частини. Пояснювальна записка виконана на 110 сторінках формату А4, яка включає в себе 35 рисунків, 29 таблиць, 20 джерел використаної літератури. Графічна частина містить 9 аркушів технічних креслень форматом А1.

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.

Актуальність роботи. В останні десятиліття у світі спостерігається стійке зацікавлення проблемами використання ВДЕ , особливо у контексті їх роботи в електричних мережах енергосистем. Актуальність роботи пов'язана з широким розповсюдженням джерел розподіленої генерації, а також тим фактором, що електричні мережі проектувалися для умов централізованого електропостачання, а розбудова в них ВДЕ породжує нові нехарактерні для минулого періоду проблеми і задачі. В першу чергу, впливає нестабільність генерування ВДЕ через природну залежність від стану навколишнього середовища. Питанням інтеграції та регулювання джерел розподіленої генерації в електричних мережах займаються вчені, серед яких можна виділити: Лежнюк П.Д., Козирський В.В., Попов В.А., Кулик В.В., Нікіторович О.В. та інші.

Метою магістерської дисертації є розробка основ побудови систем електропостачання з джерелами розподіленої генерації, створення методів і алгоритмів визначення параметрів мережі та її оптимізації.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити наступні **задачі**:

- скласти в програмному середовищі Power Factory модель мережі з розподіленими джерелами генерації;
- змодельовати роботу розподільної електричної мережі та визначити вплив ВДЕ на її режимні параметри ;
- проаналізувати отримані результати та розробити методи керування параметрами режиму розподільної мережі;
- визначити найбільш оптимальні місця секціонування мережі.

Об’єкт дослідження: розподільні електричні мережі з генерацією від альтернативних джерел енергії.

Предмет дослідження: вплив ВДЕ на режими роботи розподільних електричних мереж, аналіз та оптимізація складової втрат електроенергії від перетікань, що зумовлені роботою відновлюваних джерел.

Методи дослідження. В основу роботи покладено моделювання режимів роботи розподільної мережі з джерелами генерації від відновлювальних джерел енергії . Обробка результатів дослідження виконувалася за допомогою програмного забезпечення: DigSilent Power Factory.

Наукова новизна результатів полягає в розробленні моделей для аналізу та оптимізації мереж з джерелами розподіленої генерації.

Публікації за тематикою досліджень:

1. Кацадзе Т.Л., Ернст В.В. Джерела розподіленої генерації в електричних мережах // Міжнародний науково-технічний журнал молодих вчених, аспірантів і студентів «Сучасні проблеми електроенергетехніки та автоматики». – 2017. – С. 181-184.

2. Ернст В.В., Кацадзе Т.Л. Проблеми інтеграції джерел розподіленої генерації в енергосистему України // Міжнародна науково-практична конференція «Науковий прогрес на рубежі тисячоліть». (Прийнято до публікації)

ДЖЕРЕЛА РОЗПОДІЛЕНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ, ВІДНОВЛЮВАЛЬНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ, ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА, ЛОКАЛЬНА ЕЛЕКТРИЧНА СИСТЕМА, СИСТЕМА ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ.

ZUSAMMENFASSUNG

Die Masterarbeit besteht aus einer erläuternden Notiz und einem grafischen Teil. Die Erläuterung erfolgt auf 111 Seiten im A4-Format mit 35 Bildern, 29 Tabellen, 20 Quellen gebrauchter Literatur. Der Grafikteil enthält 9 Blätter mit A1 technischen Zeichnungen.

Die Dissertation befasst sich mit den Problemen des Funktionierens von Verteilungsnetzen mit verteilten Energiequellen und dem Einfluss von Quellen mit verteilten Erzeugern auf die Zuverlässigkeit von Verteilungsnetzen. Die Analyse der Zuverlässigkeitsschätzverfahren unter Bedingungen des Wachstums der verstreuten Erzeugung wird durchgeführt. Die Analyse der Indikatoren für Gleichgewicht und bedingte Zuverlässigkeit unter Berücksichtigung der erneuerbaren Energiequellen wird durchgeführt. Die Entwicklung einer Methode zur Bewertung der Auswirkungen von erneuerbaren Energiequellen auf die Art der Verteilung von elektrischen Netzen nach der Qualität der Stromversorgung.

Dringlichkeit der Arbeit. In den letzten Jahrzehnten bestand ein stetiges Interesse an der Nutzung von erneuerbaren Energiequellen in der Welt, insbesondere im Zusammenhang mit ihrer Arbeit in Stromnetzen. Relevanz der Arbeit mit den weit verbreiteten verteilten Erzeugungsquellen verbunden sind, sowie der Faktor, der das elektrische Netz für die Bedingungen der zentralisierten Macht entwickelt und baut sie neue erneuerbare Erzeugungs uncharakteristisch Zeitraum der letzten Ausgabe und Problem. In erster Linie wird die Instabilität der Erzeugung von RES durch die natürliche Abhängigkeit vom Zustand der Umwelt beeinflusst. Die Einbindung und Regelung von verteilten Erzeugungsquellen in elektrischen Netzen beteiligten Wissenschaftler, unter denen sind: Lezhniuk P.D., Kozyrskyy V.V., Popov V.A., Kulik V.V., Nikitorovych O.V. und andere.

Der Zweck der Master-Arbeit ist es, die Grundlagen der Energieversorgungssysteme mit verteilten Erzeugungsquellen, die Schaffung von

Verfahren und Algorithmen zur Bestimmung der Parameter des Netzes und deren Optimierung zu entwickeln.

Um dieses Ziel zu erreichen, müssen folgende **Aufgaben** gelöst werden:

- Erstellen Sie ein Netzwerkmodell mit verteilten Quellquellen in der Power Factory-Softwareumgebung;
- Simulation der Arbeit des Verteilernetzes und Ermittlung der Auswirkungen von RES auf seine Betriebsparameter;
- Analysieren der erhaltenen Ergebnisse und Entwickeln von Methoden zum Verwalten der Parameter des Verteilungsnetzwerkmodus;
- bestimme die optimalen Orte für die Netzwerksegmentierung.

Forschungsgegenstand: Verteilung elektrischer Netze mit Erzeugung aus alternativen Energiequellen.

Forschungsgegenstand: Auswirkungen von RES auf die Betriebsmodi von Verteilungsnetzen, Analyse und Optimierung des Anteils von Stromverlusten aufgrund von Überläufen aufgrund von Erneuerbaren Energien.

Forschungsmethoden. Grundlage der Arbeit ist die Simulation der Betriebsmodi des Verteilungsnetzes mit Erzeugungsquellen aus erneuerbaren Energiequellen. Die Forschungsergebnisse wurden mit der Software DigSilent Power Factory verarbeitet.

Die wissenschaftliche Neuigkeit der Ergebnisse ist die Entwicklung von Modellen zur Analyse und Optimierung von Netzwerken mit Quellen dezentraler Erzeugung.

Publikationen zu Forschungsthemen:

1. Katsadze T.L., Ernst V.V. Quellen der dezentralen Erzeugung in elektrischen Netzen // Internationale wissenschaftlich-technische Zeitschrift für junge Wissenschaftler, Doktoranden und Studenten "Moderne Probleme der Elektrotechnik und Automatisierung". – 2017. – p. 181-184.

2. Ernst V.V., Katsadze T.L. Probleme der Integration verteilter Erzeugungsquellen in das Stromnetz der Ukraine // Internationale wissenschaftlich-praktische Konferenz "Wissenschaftlicher Fortschritt zur Jahrtausendwende". (Zur Veröffentlichung akzeptiert)

QUELLEN DER VERTEILTEN GENERATION, ERNEUERBARE ENERGIEQUELLEN, ELEKTRISCHES NETZWERK, LOKALES ELEKTRISCHES SYSTEM, ELEKTRISCHES VERSORGUNGSSYSTEM.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ.....	9
ВСТУП.....	10
1 ХАРАКТЕРИСТИКА РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ З ДЖЕРЕЛАМИ РОЗПОДІЛЕНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ	11
1.1 Загальні відомості про джерела розподіленої генерації	11
1.2 Аналіз зміни структури генеруючих потужностей в Україні	18
1.3 Розвиток розподіленої генерації у світі	27
Висновки до розділу 1.....	41
2 ЗАДАЧІ ВПРОВАДЖЕННЯ ДЖЕРЕЛ РОЗПОДІЛЕНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ В ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ ТА ШЛЯХИ ЇХ ВИРІШЕННЯ	42
2.1 Аналіз доцільності існування острівного режиму роботи в системах електропостачання з ДРГ	42
2.1.1 Обґрунтування доцільності існування острівних режимів роботи в системах електропостачання з ДРГ.....	42
2.1.2 Обґрунтування методу оцінювання надійності	44
2.1.3 Математична модель формування "динамічних енергоостровів".....	52
2.2 Урахування перспективного розвитку розподіленої генерації	58
2.3 Вплив нерегульованої генерації на якість та втрати електроенергії в СЕП...	63
2.3.1 Вплив відновлювальних джерел енергії на втрати електроенергії в електричних мережах	63
2.3.2 Вплив відновлювальних джерел енергії на якість електроенергії в електричних мережах.....	67
2.3.3 Вибір оптимального місця приєднання джерела розподіленої генерації...	68
2.4 Аналіз показників балансової надійності електричних мереж.....	79
Висновки до розділу 2.....	85

3 МОДЕЛЮВАННЯ ТА АНАЛІЗ СТАНУ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ З ДЖЕРЕЛАМИ РОЗПОДІЛЕНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ НА ПРИКЛАДІ СКАДОВСЬКИХ РАЙОННИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ	86
3.1 Коротка характеристика Скадовських РЕМ	86
3.2 Аналіз режиму літнього мінімуму навантаження	91
3.3 Аналіз післяаварійних режимів за умови літнього мінімуму навантаження..	99
3.4 Аналіз режиму за умови літнього максимуму навантаження та реконфігурація схеми мережі з точки зору мінімізації втрат потужності.....	102
Висновки до розділу 3.....	106
ВИСНОВКИ.....	108
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	109
Додаток А. Результати перевірки на плагіат.....	111

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

ДРГ – джерела розподіленої генерації

ТЕС – теплова електростанція

СЕС – сонячна електростанція

РЕМ – розподільні електричні мережі

СЕП – система електропередавання

ВСТУП

Сучасна енергетика в основному базується на невідновлювальних джерелах енергії, які, маючи обмежені запаси, є вичерпними і не можуть гарантувати стійкий розвиток світової енергетики на тривалу перспективу, а їх використання – один з головних факторів, який призводить до погіршення стану навколишнього середовища і його кризового стану.

Починаючи з 2004 року в світі суттєво зросли капіталовкладення у розвиток альтернативної енергетики. Це призвело до того, що за останні роки щорічні показники приросту виробництва сонячної енергії у світі в середньому оцінюють у 60%, вітрової – 27%. етанолу – 20%. В планах країн Євросоюзу до 2020 року довести використання нетрадиційних і відновлюваних джерел енергії до 20% загального обсягу їхнього енергоринку.

Україна не залишилась осторонь світових тенденцій. На сьогодні, за рахунок державного стимулювання, спостерігається інтенсивна розбудова відновлюваних джерел енергії, які під'єднуються до електроенергетичної системи на рівні розподільних електричних мереж, що призводить до поступового переходу від суто централізованої моделі електропостачання споживачів, основою якої є потужні ТЕС і АЕС, до комбінованої, коли частина електроенергії виробляється розосереджені джерела. Розбудова відновлюваних джерел електроенергії має як позитивні так і негативні наслідки для функціонування електроенергетичних систем як України так і інших країн світу.

Відновлювальні джерела енергії мають принципові відмінності, тому їх ефективне використання стає можливим на основі науково розроблених принципів перетворення ВДЕ у види, необхідні споживачам. У навколишньому середовищі завжди існують потоки відновлювальної енергії тому в процесі розвитку відновлювальної енергетики необхідно орієнтуватись на місцеві енергоресурси, вибираючи з них найефективніші. Використання ВДЕ має бути багатоваріантним й комплексним, що дозволяє прискорити економічний розвиток.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ З ДЖЕРЕЛАМИ РОЗПОДІЛЕНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ

1.1 Загальні відомості про джерела розподіленої генерації

В енергетиці України розвиваються нові технології, впроваджуються інформаційні і діагностичні системи, сучасні засоби вимірювань і управління. В наш час перед споживачами стоїть вибір: орієнтуватися на централізовані джерела або використовувати автономну енергетику. В Україні впроваджується розподілена генерація на основі активного використання альтернативних джерел енергії: води, сонця, вітру і т.п. Станом на 1 січня 2015 року в Україні встановлена потужність об'єктів відновлюваної енергетики, яким встановлено «зелений» тариф, становила 1462,2 МВт, з яких у 2014 році було введено 280,6 МВт. За 6 місяців 2017 року в Україні введено 126,5 МВт потужностей об'єктів відновлюваної електроенергетики. Для порівняння, за весь 2016 рік встановлено 121 МВт таких потужностей. Фактично, за півроку запущено даних проектів більше, ніж за весь 2016 рік.

Розподілені джерела енергії поділяються за рівнем впливу неконтрольованих факторів навколишнього природного середовища та первинними енергоносіями на :

- відновлювані джерела з слабо-керованим генеруванням – використовують відновлювані ресурси, але генерування значно відрізняється залежно від часу доби та погодних умов (вітрові електростанції (ВЕС), сонячні електростанції (СЕС));

- відновлювані джерела з керованим генеруванням – використовують відновлювані ресурси, мають стабільне генерування протягом встановленого проміжку часу (малі гідроелектростанції (МГЕС), геотермальні, біогазові установки тощо);

- не відновлювані джерела з керованим генеруванням – використовують здебільшого традиційні джерела енергії, але мають абсолютно керований процес генерування (когенераційні установки (КГУ), парогазові та газотурбінні установки (ПГУ, ГТУ) та ін.). [1]

Впровадження альтернативних джерел енергії в електроенергетичних системах, крім зниження шкідливого впливу на навколишнє середовище і вирішення проблем, що пов'язані з забруднення відходами під час виробітку електричної енергії, знизить використання природних ресурсів та розвантажить системоутворюючі і розподільні лінії електропередач. Однак відновлювальні джерела енергії мають і ряд недоліків. Так як електричні мережі проектувалися за умови централізованого електропостачання, то розбудова в них ВДЕ породжує нетипові для попереднього періоду проблеми і питання. В першу чергу, велику роль відіграє нестабільне генерування ВДЕ через залежність від погодних умов. Отже виникає необхідність вдосконалення систем релейного захисту та автоматики з метою узгодження електропостачання від ВДЕ та живильних підстанцій електроенергетичної системи. Вплив ВДЕ на режими РЕМ суттєво залежить від значення сумарного розосередженого генерування в ній, від одиначної встановленої потужності ВДЕ та їх типу, а також від їх місця під'єднання в електричній мережі (це можуть бути шини нижчої напруги підстанцій або відгалуження ліній електропередачі).

Зіставлення графіків електроспоживання і генерування такими відновлюваними джерелами, як СЕС та ВЕС, дозволяє говорити про низьку їх «стабільність» для забезпечення балансу потужності в електричній мережі, що відображено на рис. 1.1 та рис. 1.2.

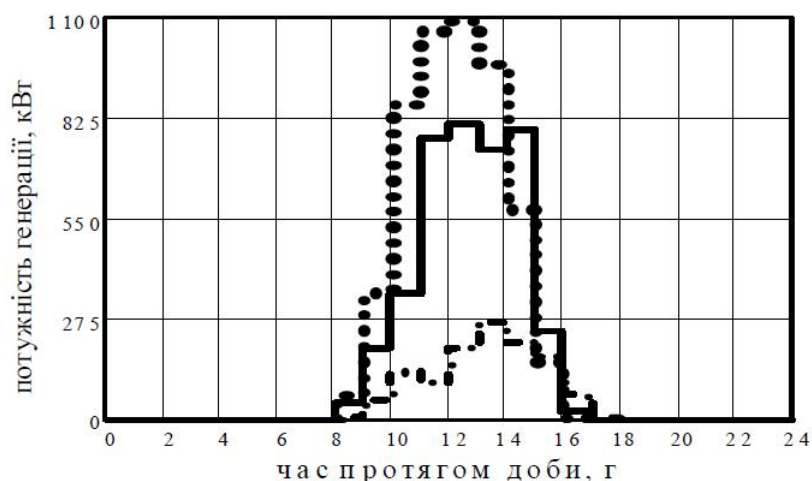


Рисунок 1.1 – Сезонна зміна добового графіка роботи СЕС

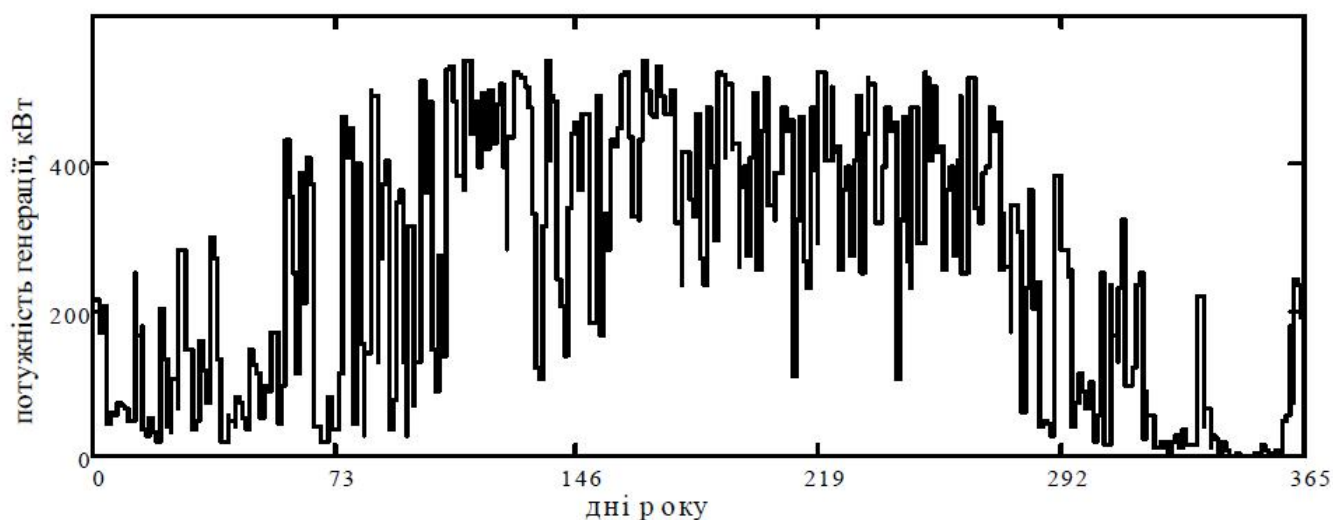


Рисунок 1.2 – Характер зміни середніх значень генерації СЕС, визначених за добовими графіками, протягом року

В задачі забезпечення балансу потужності СЕС та ВЕС можна віднести до умовно регульованих джерел, тобто джерел з теоретичною можливістю зміни генерування в межах природних можливостей. Зазвичай практично таку можливість не використовують, оскільки в такому разі їхня економічна ефективність різко знижується. [2]

На сьогодні втрати електричної енергії в мережах енергопостачальних компаній України складають 11,5–12,1 % від її відпуску в електричну мережу, що більше ніж в США (6,5 %), Англії (8,6 %), Франції (4,5 %) і навіть в Росії (8,7 %). Визнано, що розподільні мережі є найбільш проблемним і затратним фактором електропостачання територій. Важливим напрямком впливу на втрати електроенергії у розподільних мережах є ВДЕ. Очевидно, що на значення втрат в ЕМ впливають як параметри ВДЕ, так і схеми їх приєднання, а також обсяг та графік споживання суміжних навантажень. Дослідження та обґрунтування ефективного застосування ВДЕ в електричних мережах розглядається в низці робіт. На рис. 1.3 наведено можливі схеми приєднання ВДЕ в РЕМ, які суттєво відрізняються впливом на потоки потужності і, відповідно, на втрати потужності і електроенергії в мережі.

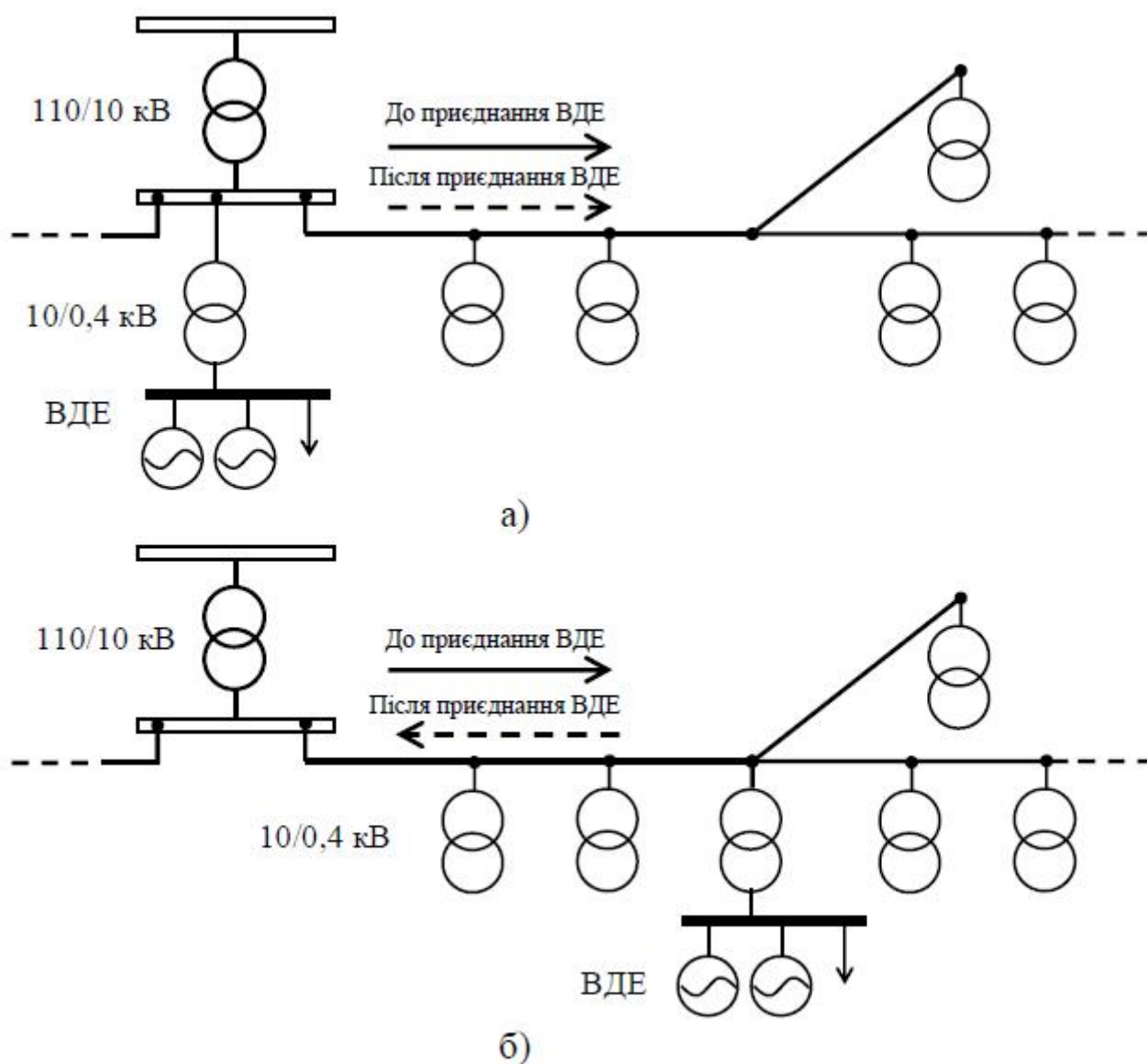


Рисунок 1.3 – Варіанти приєднання ВДЕ в електричній мережі

На рис. 1.3а ВДЕ приєднані до шин підстанції. В цьому випадку трансформатор розвантажується на потужність, яка виробляється ВДЕ, і в результаті зменшуються навантажувальні втрати в трансформаторі. В лініях електропередачі втрати не змінюються. У варіанті, показаному на рис. 1.3б, розвантажуються як трансформатор підстанції, так і частина ЛЕП, що забезпечує додаткове зменшення втрат потужності. Оскільки зменшується потік потужності, то зменшуються також втрати напруги, що сприяє покращенню рівнів напруги на шинах підстанцій. Виходячи з типових схем приєднання ВДЕ до розподільних мереж, за певних потужностей генерування вони частково компенсують потоки потужності, що

зумовлені навантаженням споживачів, і надходження електроенергії з боку системи зменшується. Разом з цим зменшуються втрати електроенергії в розподільних мережах. [3]

Впровадження джерел РГ впливає на ланки розподілу в ЛЕС та перетворює їх на активні елементи. Це призводить до необхідності внесення змін (або перегляду та модернізації) у прийнятті стратегії керування, експлуатації та планування структури та режимів ЛЕС. При цьому їхній вплив може мати як позитивний, так і негативний характер, тому доцільно ретельно проаналізувати питання приєднання джерел РГ до ЛЕС. Більшість джерел РГ під'єднані до мережі за допомогою перетворювачів роду струму. При підключенні ці перетворювачі повинні забезпечувати необхідну якість електричної енергії. Тим не менш, висока частота перемикання вентильних елементів в перетворювачах може зумовлювати додаткові гармоніки напруги та струму в ЛЕС та знижувати якість електричної енергії.

Встановлення джерел живлення РГ в ЛЕС неподалік від навантаження може змінювати напрямок потоків потужності. Встановлення джерел РГ може як збільшувати, так і зменшувати втрати потужності в ЛЕС, що в основному залежить від місць розташування та потужності джерел РГ в ЛЕС, їхнього $\cos\varphi$, а також від топології (конфігурації) ЛЕС тощо. Можна виділити два різновиди впливу РГ на напругу в ЛЕС: вплив на рівні напруги в усталеному режимі роботи ЛЕС та вплив РГ на коливання напруги в ЛЕС. Встановлення джерел РГ має досить суттєвий вплив на якість електричної енергії, а також на стабільність та надійність функціонування ЛЕС. Джерела РГ призводять до зростання дози флікера, можуть генерувати гармоніки вищих порядків, а також впливають на провали напруги, що здебільшого пов'язано із типом генератора. [4]

Узагальнюючи вищевикладене, можна виокремити перелік обов'язкових заходів в системах з джерелами РГ: забезпечення постійного рівня частоти; забезпечення резервних потужностей (підвищення надійності); компенсація реактивної потужності (причиною появи якої є джерела РГ з пристроями СЕ).

Водночас можна виділити наступні переваги для загальної мережі: забезпечення додаткових резервних потужностей енергосистеми при генерації

електричної енергії в мережу; підвищення якості електропостачання (можливість автономного функціонування при аварійних відключеннях в енергосистемі); підтримка рівнів напруги та потужності в обмежених ділянках загальної мережі при генерації від джерел РГ. Наочно параметри різних типів джерел розподіленої генерації наведено в табл. 1.1.

Таблиця 1.1 – Характеристики джерел РГ на основі НВДЕ

Характеристика	СЕС	ВЕС	МГЕС	ГТУ	ПГУ	ДГ
Наявність	Залежно від географ. положення	Залежно від географ. положення	Залежно від географ. положення	Завжди	Завжди	Завжди
Вихідний сигнал	Постійний струм	Постійний/змінний струм	Змінний струм	Змінний струм	Змінний струм	Змінний струм
Керування	Некерований	Некерований	Некерований	Керований	Керований	Керований
Перетворювач	Перетворювач типу DC-DC-AC	Перетворювач типу AC-DC-AC	Синхронний або асинхронний генератор	Немає	Немає	Немає
Вид палива	Енергія сонця	Енергія вітру	Енергія річок	Природний та біогаз	Природний та біогаз	Продукти нафтопереробки
ККД	6-20%	1-35%	92-94%	30-45%	20-40%	30-45%
Можливість роботи по графіку	Немає	Немає	Немає	Високий	Високий	Високий

Отже, якщо джерела РГ використовуються тільки як резервні джерела живлення, то можна стверджувати, що надійність системи живлення підвищується. Але коли джерела РГ працюють паралельно із системою, то надійність електропостачання споживачів у деяких випадках може знижуватись. Наприклад,

зниження рівня надійності може відбуватися при високій концентрації джерел РГ одного типу (при концентрації фотогальванічних елементів, потужність яких залежить від інтенсивності сонячного випромінювання). [5]

При цьому досить гостро постає проблема автономної роботи джерел РГ. Джерела РГ, як правило, не призначені для живлення фрагментів ЕМ самостійно, бо вони не в змозі підтримувати заданий рівень якості електричної енергії та можуть наражати оперативний персонал на небезпеку. Тому випадки знеструмлення повинні виявлятися пристроями захисту джерел РГ і останні повинні відключатися від електромереж. Можна зазначити, що встановлення джерел РГ призводить до підвищення надійності електропостачання лише певних споживачів. Більш ефективним засобом підвищення надійності електропостачання при виникненні порушень є формування «енергоостровів», які не обмежуються лише джерелом РГ і автономним навантаженням, а охоплюють певні фрагменти електромереж зі збалансованою генерацією та навантаженням. Основні проблеми, пов'язані з якістю електроенергії для кожного з типів джерел РГ відзначені в табл. 1.2.

Таблиця 1.2 – Проблеми з якістю електроенергії, викликані наявністю НВДЕ

Проблеми порушення значень якості електроенергії пов'язані з джерелами РГ				
Порушення якості електроенергії	ВЕС	СЕС	МГЕС	ДГ
Провисання/стрибки напруги	+		+	+
Падіння/перенапруга	+			+
Дисбаланс напруг		+		
Коливання напруги	+			
Гармоніки напруги	+	+	+	
Флікер	+	+		+
Гармоніки струму	+	+	+	
Переривчатий характер генерації	+	+		

Враховуючи зазначене, оптимальною з точки зору впровадження РГ в ЕМ України є побудова ЛЕС зі збалансованим енергопостачанням від різнорідних НВДЕ та джерел РГ із забезпеченням надійної та стабільної їх роботи. Причому, збалансованість енергопостачання забезпечується двома типами джерел РГ, – НВДЕ (СЕС, ВЕС, МГЕС ...) та джерела РГ, що споживають традиційні енергоресурси (ДГ, ГТУ, ПГУ та ін.). Зумовлено це тим, що перший тип джерел, незважаючи на практично нульову собівартість первинного енергоресурсу, може мати різкозмінний характер генерації, пов'язаний зі зміною погодних умов, в той час як другий тип джерел має протилежні переваги та проблеми. Використанням комбінації цих типів джерел РГ і забезпечується збалансований усталений режим генерації в ЛЕС. На сьогодні ЛЕС являють собою складні структури, основними елементами яких є різні типи ПЕЕ, генераторів, різноманітні навантаження та системи керування, у яких не можна знехтувати спотвореннями форм струму та напруги. В якості генераторів виступають джерела нескінченної (електромережа) та/чи скінченної (автономні джерела електроенергії, виходи інших перетворювачів) потужності (в залежності від режиму роботи). Різноманітність типів і параметрів навантажень визначаються широким спектром їх технологічного призначення.

1.2 Аналіз зміни структури генеруючих потужностей в Україні

Світова електроенергетика традиційно розвивалася шляхом централізації систем генерування при створенні все більш потужного енергетичного обладнання та його об'єднання в енергетичні комплекси. Як наслідок, були сформовані великі територіально протяжні енергетичні системи: європейська ENTSO-E, ЄЕС Росії, ОЕС України та інші. Головними складовими електроенергетичної системи (ЕЕС) є:

– об'єкти генерації електроенергії: теплоелектростанції (ТЕС), теплоелектроцентралі (ТЕЦ), гідроелектростанції (ГЕС), гідроакумуючі електростанції (ГАЕС), атомні електростанції (АЕС), блок-станції, відновлювані джерела енергії (ВДЕ);

- об'єкти трансформації та передачі електроенергії (силові підстанції, магістральні, міждержавні та розподільчі електромережі тощо);
- система управління і регулювання постачання електроенергії.

Основою електроенергетики країни є Об'єднана ЕЕС України, яка здійснює централізоване енергозабезпечення електроенергією внутрішніх споживачів і взаємодіє з енергосистемами сусідніх країн, забезпечуючи експорт та імпорт електроенергії магістральними і міждержавними лініями електропостачання.

В останні роки спостерігається стійка тенденція до зміни загальної концепції розвитку енергетики. Мова йде про впровадження нової ідеології – енергетики сталого розвитку. Так, аналізуючи зміну генеруючих потужностей ОЕС України за останні роки, що показано в табл. 1.3, можна побачити, що наряду з майже сталим значенням сумарної встановленої потужності електростанцій, значно зросла величина потужностей електростанцій на ВДЕ. Лише за період з 2010 по 2014 роки, було введено в експлуатацію більше 50 нових генеруючих об'єктів, з яких 16 мають встановлену потужність < 1 МВт, 12 – в діапазоні від 1 до 5 МВт та 5 – від 5 до 10 МВт. Усі ці електростанції відносяться до об'єктів малої енергетики і найбільш вагомий вплив мають саме на режими роботи СЕП напругою 10(6) та 0,38 кВ.

За даними Державного агентства з енергоефективності та енергозбереження, в Україні зараз знаходяться 5 підприємств, що займаються виробництвом електроенергії з біогазу загальною потужністю 3,785 МВт, і 2 – з біомаси, потужністю 4,2 МВт. Також в країні працюють 73 малі гідроелектростанції і два гідроенергетичні об'єкти із загальною потужністю 70,816 МВт. В Україні функціонують 11 вітрових електростанцій (з них 7 у Криму, 2 – в Донецькій області, по одній в Миколаївській та Херсонській областях) загальною потужністю 371,7 МВт. Сонячних наземних електростанцій в Україні – 17 (по одній у Вінницькій, Черкаській, Луганській областях, решта – в Криму) і ще одна фасадна належить ТОВ "Вінниця-Енергосервіс". Сумарна встановлена потужність сонячних станцій становить 563,4 МВт.

Таблиця 1.3 – Зміна встановлених потужностей генеруючого обладнання ОЕС

України

Тип електростанції		Сумарна встановлена потужність електростанцій								
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
ТЕС	МВт	27257	27347	27272	27408	27616	27700	27 735	27 903	28 019
ГК	%	51,47	51,44	51,16	50,97	50,67	50,6	49,4	49	48,3
ТЕЦ	МВт	6368,3	6426,9	6429,8	6482,8	6642,2	6678	6 728	6 732	6 969
	%	12,03	12,09	12,06	12,05	12,19	12,2	12	11,8	12
ГЕС	МВт	4552,0	4596,9	4603,5	4609,7	4610,6	4563	4 600	4 624	4 662
	%	8,60	8,65	8,64	8,57	8,46	8,3	8,2	8,1	8
ГАЕС	МВт	861,5	861,5	861,5	861,5	861,5	862	1 186	1 186	1 337
	%	1,63	1,62	1,62	1,60	1,58	1,6	2,1	2,1	2,3
АЕС	МВт	13835	13835	13835	13835	13835	13835	13835	13835	13835
	%	26,12	26,02	25,95	25,73	25,39	25,3	24,7	24,3	23,9
НВДЕ	МВт	84,0	94,3	308,8	580,6	935,1	1097	2 033	2 635	3 143
	%	0,16	0,18	0,58	0,98	1,71	2	3,6	4,6	5,4
Разом	МВт	52957	53161	53310	53777	54500	54735	56 116	56 914	57 965
	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100

Встановлені потужності ВДЕ в Україні мають тенденцію до щорічного зростання (падіння у 2014 році спричинене втратою об'єктів енергетики у АР Крим та в зоні АТО). Середньорічний темп зростання встановленої потужності ВДЕ складає 31%. Станом на 1 січня 2017 року встановлена потужність об'єктів відновлюваної енергетики в Україні, які працюють за «зеленим» тарифом, склала 1117,7 МВт. Потужність та темпи зростання об'єктів ВДЕ в Україні зображено на рис. 1.4. У 2016 році було введено в експлуатацію 120,6 МВт потужностей, з них найбільше об'єктів сонячної енергетики – 99,1 МВт та вітроенергетики 11,6 МВт. Об'єктів малої гідроенергетики та таких, що виробляють енергію з біомаси та біогазу було збудовано близько 3 МВт кожного. За даними НКРЕКП станом на кінець 2016 року галузь ВДЕ в Україні налічує вже 170 компаній та 291 об'єкти енергетики. Протягом 2016 року найбільший приріст продемонструвала сонячна енергетика – 36 нових суб'єктів і 47 нових об'єктів електрогенерації.

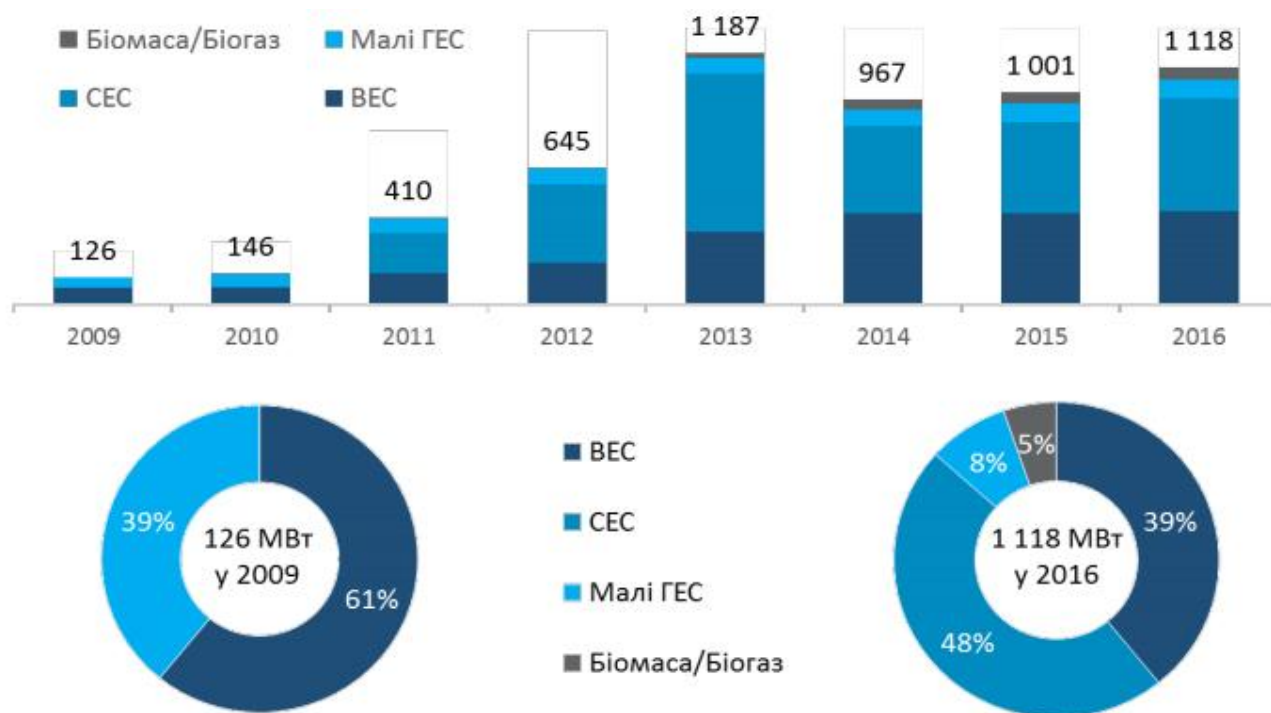


Рисунок 1.4 – Встановлена потужність об’єктів ВДЕ, що працюють за «зеленим» тарифом в Україні, МВт

Сонячна енергетика

Динаміка розвитку сонячної електроенергетики є найбільшою серед ВДЕ в Україні. За виключенням втрат сонячних електростанцій внаслідок анексії Криму (408 МВт) в Україні існує тенденція до щорічного зростання потужностей СЕС. У 2016 році встановлена потужність сонячних електростанцій збільшилась на 23%. Стрімкий розвиток СЕС в Україні обумовлений відносною простотою реалізації проектів (порівняно з іншими технологіями ВДЕ), істотним падінням цін на обладнання (вартість 1 кВт потужності становить близько 900-1000 дол) та короткими строками реалізації проекту (6 місяців разом з проектуванням). Хоча обсяг виробництва електроенергії сонячними електростанціями зростав у середньому на 3,5% протягом 2014-16 років, середня кількість годин роботи станцій на повну потужність за останні три роки знизилась до 928 годин у рік, як показано на рис.1.5, що відповідає коефіцієнту використання встановленої потужності на рівні 10,6%.



Рисунок 1.5 – Виробництво електроенергії СЕС

Вітрова енергетика

У 2014 - 2016 роках динаміка зростання потужностей вітрової енергетики була незначною. Оскільки ВЕС потребують досить великих капіталовкладень та відносно багато часу на реалізацію проекту (2-3 роки), девелоперам було досить складно розвивати проекти в умовах економічного спаду та низької інвестиційної привабливості України у останні 3 роки. За цей період в країні було встановлено трохи більше 11 МВт нових потужностей. Генерація електроенергії на об'єктах ВЕС дещо зменшилась за останні 3 роки останні роки і станом на кінець 2016 року склала 925 млн кВт*год, як показано на рис.1.6, що відповідає 2 117 годин роботи на повну потужність (24.2% - коефіцієнт використання встановленої потужності).

Малі ГЕС

Встановлені потужності у секторі малої гідроенергетики зростають невеликими темпами – за 4 роки було введено в експлуатацію 17МВт. У зв'язку із зменшенням рівня води у річках виробіток електроенергії малими ГЕС скоротився за останні 4 роки з 286 до 189 млн кВт*год. Станом на кінець 2016 року показники

продуктивності залишаються низькими – 2 100 годин роботи на повну потужність, що відповідає коефіцієнту використання встановленої потужності у 24%. Детально діаграму вироблення електроенергії малими ГЕС в період з 2013 по 2016 роки представлено на рис. 1.7.



Рисунок 1.6 – Виробництво електроенергії ВЕС



Рисунок 1.7 – Виробництво електроенергії малими ГЕС

Біомаса

Потужність об'єктів енергетики, що виробляють електроенергію з біомаси, протягом 2013-2016 років збільшилась в 6,5 разів. Найбільше потужностей було введено в експлуатацію у 2013 та 2014 роках – 11 та 18 МВт, відповідно. Проте протягом останніх двох років проекти з біомаси майже не реалізовувались і в 2016 році в секторі було введено лише одну електростанцію потужністю 3,5 МВт. Виробіток електроенергії з біомаси виріс у 2.5 рази за останні 4 роки. У 2016 році станції на біомасі відпрацювали на повну потужність 2 051 годину, що відповідає коефіцієнту використання встановленої потужності у 23.4%. Детально діаграму вироблення електроенергії електростанціями на біомасі в період з 2013 по 2016 роки представлено на рис. 1.8.



Рисунок 1.8 – Виробництво електроенергії електростанціями на біомасі

Біогаз

Зростання потужностей об'єктів енергетики, що виробляють електроенергію з біогазу, розпочалося у 2013 році, коли було встановлено перші 7 МВт. За останні 4 роки було введено в експлуатацію 20 МВт потужностей біогазової енергетики. У ефективності виробництва електроенергії станціями на біогазі спостерігається

значне зростання. За результатами 2016 року станції відпрацювали на повну потужність 4 450 годин, що відповідає коефіцієнту використання встановленої потужності у 51%. Детально діаграму вироблення електроенергії електростанціями на біогазі в період з 2013 по 2016 роки представлено на рис. 1.9.



Рисунок 1.9 – Виробництво електроенергії електростанціями на біогазі

Впровадження ДРГ в СЕП, зокрема побудованих на основі використання ВДЕ, крім зниження екологічного навантаження на навколишнє середовище та вирішення багатьох проблем, пов'язаних з викидами і відходами при виробництві електроенергії, дозволить, по-перше, суттєво підвищити ефективність використання первинних ресурсів та - в майбутньому – знизити вартість електричної енергії, по-друге, розвантажити як системоутворюючі, так і розподільні електричні мережі, і нарешті, «підштовхнути» процес модернізації об'єктів електроенергетики і тим самим, підвищити надійність електропостачання. [6]

З метою стимулювання споживача до використання нетрадиційних та ВДЕ в Україні було введено так званий "зелений" тариф – спеціальний тариф, за яким закуповується електрична енергія, вироблена на об'єктах електроенергетики, що використовують ВДЕ (сонячна, вітрова, геотермальна енергія, енергія хвиль та

припливів, гідроенергія (з установленою потужністю не більше 10 МВт), енергія біомаси, газу з органічних відходів, газу каналізаційно-очисних станцій, біогазів, газу метану від дегазації вугільних родовищ, перетворення скидного енергопотенціалу технологічних процесів). Величина "зеленого" тарифу встановлюється на рівні роздрібного тарифу для споживачів другого класу напруги, помноженого на відповідний коефіцієнт "зеленого" тарифу в залежності від потужності та виду джерела енергії [83, 84]. Для електроенергії, виробленої з енергії вітру з встановленою потужністю генераторів до 600 кВт, коефіцієнт "зеленого" тарифу встановлюється на рівні 1,2; з встановленою потужністю від 600 до 2000 кВт – 1,4; більше 2000 кВт – 2,1.

Для електроенергії, виробленої з біомаси (біомасою є продукти, що складаються повністю або частково з речовин рослинного походження, які можуть бути використані як паливо з метою перетворення енергії, що міститься в них), коефіцієнт "зеленого" тарифу встановлюється на рівні 2,3. Для електроенергії, виробленої з енергії сонячного випромінювання наземними об'єктами електроенергетики, коефіцієнт "зеленого" тарифу встановлюється на рівні 4,8; об'єктами, які змонтовані (встановлені) на дахах будинків, будівель та споруд, величина встановленої потужності яких перевищує 100 кВт, коефіцієнт "зеленого" тарифу встановлюється на рівні 4,6, а при встановленій потужності менше 100 кВт – 4,4. Для електроенергії, виробленої малими гідроелектростанціями (гідроелектростанціями потужністю до 10 МВт), коефіцієнт "зеленого" тарифу встановлюється на рівні 0,8. Коефіцієнт "зеленого" тарифу електроенергії, виробленої об'єктами електроенергетики, уведеними в експлуатацію (або суттєво модернізованими) після 2014, 2019 та 2024 років, зменшується відповідно на десять, двадцять та тридцять відсотків від його базової величини. Суттєво модернізованими об'єктами електроенергетики, що виробляють електроенергію з використанням ВДЕ, вважаються об'єкти, вартість модернізації енергетичного обладнання яких становить понад п'ятдесят відсотків первісної вартості такого обладнання.

Розвиток вітроенергетики додатково отримує державну підтримку у вигляді спеціального фонду на будівництво ВЕС, який формується за рахунок відрахування

0,75% від тарифу на електроенергію відповідно до Комплексної програми будівництва вітроенергетичних станцій в Україні.

Зазначені вище важелі мають стимулювати фізичних та юридичних осіб до підвищення ефективності використання паливо-енергетичних ресурсів та поширення використання міні- та мікроелектростанцій на ВДЕ. Насправді ж на сьогодні основними чинниками, які зумовлюють використання споживачами власних генеруючих потужностей (в тому числі альтернативних) є:

- підвищення рівня надійності електропостачання;
- забезпечення належного рівня якості електроенергії;
- економія за рахунок високого коефіцієнту корисної дії системи та відсутності посередників;
- можливість автономного електропостачання.

Отже в першу чергу розвиток використання міні та мікроелектростанцій викликаний незадоволеністю якістю та вартістю послуг з електропостачання.[7]

1.3 Розвиток розподіленої генерації у світі

Збільшення частки генерації на основі вітру і сонця в структурі електроенергетики багатьох країн і регіонів ставить певні виклики перед керуючим енергетичним господарством. Яким чином зростаюча частка нестабільних потоків енергії може бути безпечно інтегрована в мережу з найменшими втратами електроенергії і без шкоди надійності системи? На сьогоднішній день накопичена вже велика кількість емпіричних даних, що стосуються управління мережевим господарством в умовах високої частки і навіть домінування ВДЕ. Крім того, не бракує в теоретичних дослідженнях і моделях систем, заснованих на поновлюваних джерелах енергії.

В 2016 була представлена доповідь «Наступне покоління вітрової і сонячної електроенергетики» (Next Generation Wind and Solar Power). «Наступне покоління» означає технологічно зрілі і комерційно конкурентоспроможні технології генерації

на основі ВДЕ. Їх все більш широке поширення створює виклики для енергосистем, обумовлені нестабільністю генерації.

В доповіді «The Power of Transformation: Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems» узагальнюються результати проекту MEA «Grid Integration of VRE» (VRE - variable renewable energy), що проводився в ряді країн. Ключовим висновком цього проекту є те, що інтеграція малих обсягів ВДЕ в мережу – не проблема. Під малими обсягами тут розуміється частка в 5-10%. При цьому, тим не менш треба дотримуватись певних правил:

- Не допускати неконтрольованих локальних концентрацій ВДЕ («гарячих точок»);
- Забезпечити, щоб ВДЕ електростанції могли «допомогти» стабілізувати мережу, коли це необхідно;
- Прогнозувати виробництво електроенергії на основі ВДЕ і використовувати ці прогнози для планування роботи інших електростанцій і потоків електроенергії в мережі.

Дослідження в регіонах проекту показало, що нинішній рівень гнучкості енергосистем технічно дозволяє працювати з річною часткою змінної генерації в 25-40%. У відповідності з тим же аналізом, «в дуже гнучких системах» частка ВДЕ може перевищити рівень 50%, якщо допускається можливість вимушених зупинок невеликих обсягів генерації на основі відновлюваних джерел. Інтеграція великих обсягів ВДЕ вимагає трансформації енергосистеми в цілому. Іншими словами, мова не йде про просте додавання нових об'єктів генерації до «старої», що працює як зазвичай системі, а про повне переформатування системи. Витрати, пов'язані з цією трансформацією, залежать від різних обставин. Очевидно, що якщо висока частка ВДЕ додається одноразово (що в цілому неможливо), тоді системні витрати зростають значно. З іншого боку, при поступовому розвитку (з урахуванням зниження вартості технологій ВДЕ і, навпаки, зростання екологічних зборів в майбутньому) можливе нульове або навіть негативне зростання системних витрат.

Міжнародне енергетичне агентство (МЕА) приносить зведені дані з різних досліджень про розмір системних витрат, що виникають у зв'язку з мінливим

характером генерації на основі вітру, так званих витрат на вирівнювання. Графік даних витрат показано на рис. 1.10.

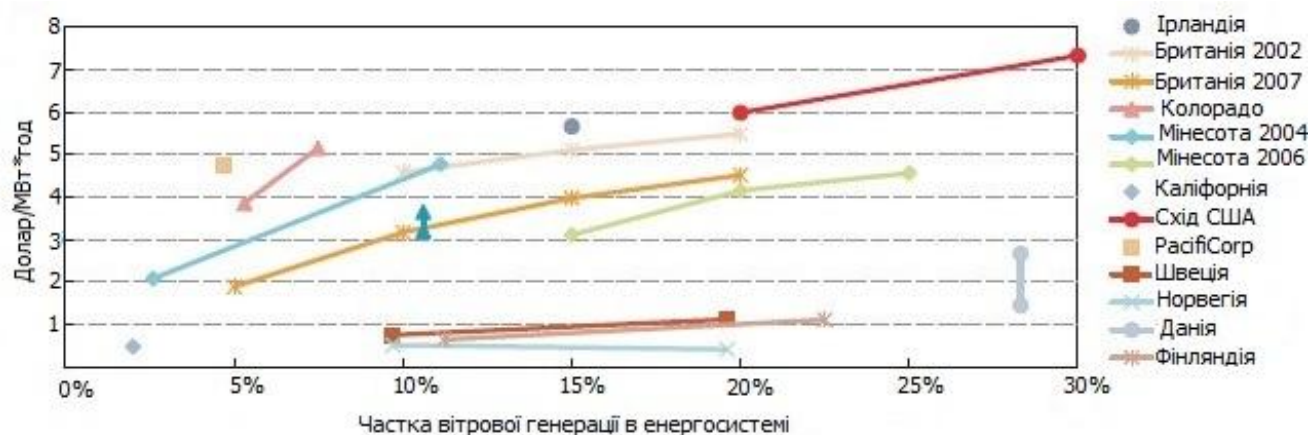


Рисунок 1.10 – Порівняння балансових витрат з різних інтеграційних досліджень

Вартість відновлюваної енергії, особливо для сонячної енергії та вітрів на суші, останніми роками різко скоротилася завдяки поєднанню сталого технологічного прогресу, розширення на нові ринки, що мають кращі ресурси та кращі умови фінансування.

У результаті між 2008 та 2015 роками середня вартість вітрової енергії зменшилась на 35%, а сонячної – майже на 80%. Розгортається фаза "наступного покоління", в якій вітрові та сонячні електростанції є технологічно дозрілими та економічно доступними.

Успіх використання цих джерел обумовлює зміну енергетичних систем у всьому світі. Виробництво електроенергії з обох технологій обмежується різною доступністю вітру та сонячного світла, що з часом призводить до коливання вихідних джерел. Ступінь, з якою це спричиняє труднощі, залежить від взаємодії декількох факторів, які залежать від країни. На рис. 1.11 наведено частки генерації ВДЕ для Бразилії, Китаю, Данії, Індонезії, Мексики та Південної Африки.

Ці країни знаходяться на дуже різних етапах впровадження ВДЕ, а також висвітлюють різноманітність контекстів інтеграції ВДЕ. Деякі системи мають достатньо одного ресурсу (сонячна в Індонезії, вітер у Данії), а інші користуються

високоякісними ресурсами як вітру, так і сонячної енергії (наприклад, Південна Африка та Мексика). У Південній Африці попит на електроенергію тісно залежить від вітрової та сонячної доступності, як протягом дня, так і протягом сезону.

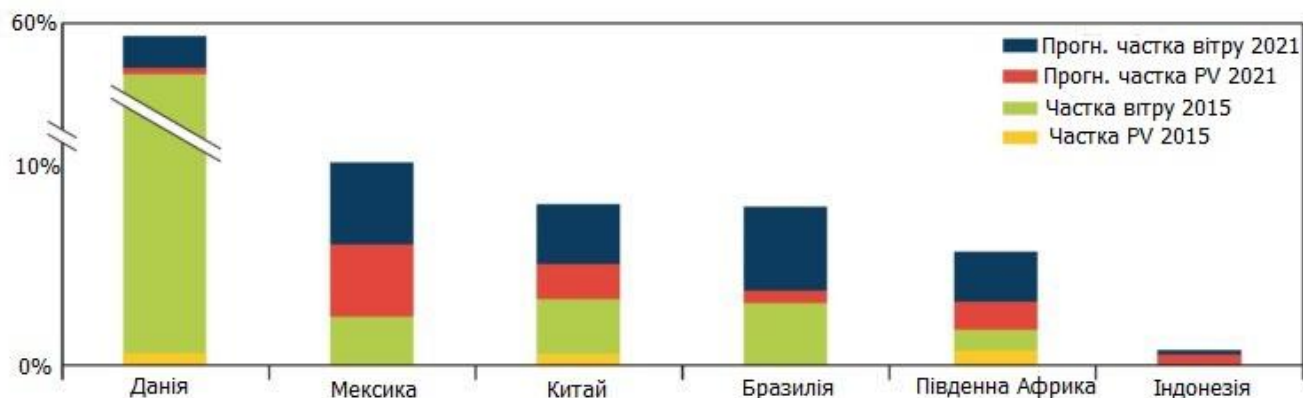


Рисунок 1.11 – Поточна та прогнозована частка генерації ВДЕ для країн, що активно розвиваються в даному напрямі

У Данії, навпаки, попит природно не відповідає вимогам ВДЕ, що викликає необхідність мобілізації додаткових маневрених ресурсів для системної інтеграції. Бразилія може спиратися на багату наявність маневреної гідроелектроенергії, щоб доповнювати вітер та сонячну енергію, а профіль сезону генерації річок гармонізується з вітровими ресурсами країни (вітер є більш поширеним, коли енергія води менш доступна).

Мексика, Китай та Бразилія, як очікується, подвоюватимуть частку ВДЕ, щоб досягти приблизно 10% річного рівня виробництва до 2021 року. Передбачається, що Південна Африка потроїти частку ВДЕ, досягнувши 6%. Данія зростає до 60%, а Індонезія активно розвиває потенціал ВДЕ.

Іншим актуальним питанням є еволюція попиту на електроенергію та загальну потребу в інвестиціях у енергетичний сектор. Якщо попит зростає або велика кількість ресурсів виходить з ладу, оскільки вони досягли межі своєї технічної експлуатації, зазвичай часто менш складно розвивати ВДЕ.

Наприклад, Південна Африка та Індонезія стикаються з сильною вимогою щодо створення нових виробничих потужностей. Це означає, що частку ВДЕ можна

збільшити, не завдавши суттєвого тиску на роботу існуючих потужностей. Навпаки, такі системи, як ті, що знаходяться в Данії та (зовсім недавно) Китаї, стикаються з середовищем, в якому існують достатні можливості для задоволення попиту протягом найближчих років. За цих обставин додаткове покоління ВДЕ витісняє існуючі ресурси.

На більш загальному рівні складність (або легкість) збільшення частки змінної генерації в енергосистемі залежить від взаємодії двох основних факторів: властивостей генераторів ВДЕ та гнучкості енергосистеми, в яку вони розгортаються. Гнучкість – це здатність енергосистеми підтримувати надійну роботу навіть в умовах великих коливань в балансі попиту та генерації. Електростанції, ресурси попиту, зберігання електричної енергії та мережева інфраструктура можуть підвищити гнучкість системи.

Інтеграція перших кількох пунктів ВДЕ у річне покоління створює незначні технічні та економічні виклики, якщо дотримуватись декількох основних правил. Цей висновок суттєво відрізняється від первинних побоювань, висловлених, коли вітрові та сонячні електростанції частково сприяли виробництву електроенергії. Це означає, що в системах, у яких в даний час дуже мала частка ВДЕ, таких як Індонезія, можливе збільшення масштабу з незначними технічними проблемами в найближчі роки. Це тому, що традиційні енергосистеми вже значною мірою гнучкі, щоб збалансувати попит на електроенергію. Інакше кажучи: ті ж самі ресурси, які використовуються для збалансування попиту, спочатку можуть бути мобілізовані для інтеграції ВДЕ.

Там, де частка річного виробництва електроенергії, наданої ВДЕ, зростає більш ніж на кілька відсотків, функціонування та планування енергосистем удосконалюються та адаптуються для розміщення ВДЕ у мережі. Такі кроки будуть пріоритетними для Бразилії, Китаю, Мексики та Південної Африки в найближчі роки. Оскільки ВДЕ входять у своє наступне покоління, питання системної та ринкової інтеграції стає найважливішим пріоритетом політики щодо відновлюваних джерел енергії та більш широкої енергетичної політики.

Коли ВДЕ стануть головним джерелом генерації електроенергії – як це вже є у Данії – всебічним та системним підходом є відповідна системна інтеграція, найкраще відображена у понятті трансформації загальної енергетичної системи. Для цього потрібні стратегічні дії у трьох областях, що наочно продемонстровано на рис. 1.12.



Рисунок 1.12 – Три аспекти системної трансформації

– Системне розгортання, щоб максимально збільшити чисту користь вітрової та сонячної енергії для всієї енергосистеми. Такий підхід призводить до різних пріоритетів розгортання, порівняно з фокусом тільки на витратах на генерацію.

– Поліпшені операційні стратегії є потужним інструментом для максимізації внеску існуючих активів та забезпечення безпеки поставок. До них належать перспективні прогнози відновлюваної енергетики та розширені плани електростанцій.

– Інвестиції в додаткові гнучкі ресурси. Навіть узгоджено, поліпшені операції та практично неможлива практика розгортання ВДЕ можуть бути недостатніми для управління високими частками ВДЕ у довгостроковій перспективі. Той момент, коли інвестиції в додаткові гнучкі ресурси стануть необхідними, залежить від

системного контексту. У системах із динамічно зростаючим попитом це буде пріоритетом раніше.

Успішна трансформація енергетичної системи також вимагає зміни економічної оцінки ВДЕ. Традиційний фокус на вирівняну вартість електроенергії більше не є достатнім. Підходи наступного покоління повинні впливати на значення системи (System Value, далі SV) електрики від вітрової та сонячної енергії.

SV визначається як загальна користь, яка виникає внаслідок додавання джерела генерації вітру або сонячної енергії до енергосистеми, це визначається взаємодією позитивів і негативів. Позитивні наслідки можуть включати зниження витрат на паливо, зниження витрат за рахунок зниження викидів двоокису вуглецю (CO_2) та інших забруднювачів, зменшення потреби в інших виробничих потужностях та, можливо, мережевій інфраструктурі та зменшення втрат. На негативній стороні спостерігається збільшення деяких витрат, таких як підвищення витрат на базове споживання традиційної електростанції та додаткової інфраструктури мережі, а також скорочення випуску ВДЕ внаслідок системних обмежень.

У випадках, коли SV перевищує вартість виробництва, додаткова наявність ВДЕ допоможе зменшити загальну вартість енергосистеми. Оскільки частка генерації ВДЕ зростає, мінливість генерації ВДЕ та інших несприятливих ефектів може призвести до падіння SV.

Важливо відрізнити короткотерміновий та довгостроковий SV від ВДЕ. У короткостроковій перспективі SV сильно впливає існуюча інфраструктура та поточні потреби енергосистеми. Наприклад, якщо нове покоління потрібне для задоволення зростаючого попиту або через вичерпання можливості подальшої експлуатації обладнання системи (як у Південній Африці), SV буде, як правило, вище. На відміну від цього, наявність великої кількості відносно негнучкої виробничої потужності (як це відбувається у Німеччині) може призвести до більш швидкого зниження SV у короткостроковій перспективі. Для довгострокових енергетичних стратегій найбільш важливим є довгостроковий SV.

Це впливає як на економію палива, так і на капітальні вкладення. Трансформація енергетичної системи має на меті максимізувати SV ВДЕ

навіть за великих часток. Важливим компонентом для досягнення цієї мети є системне розгортання ВДЕ.

Вітер та сонячна енергія можуть сприяти їх власній інтеграції за допомогою стратегій, спрямованих на встановлення системи. Аналіз конкретних прикладів показав приклади ефективної політичної практики для мобілізації цього внеску.

Той факт, що ВДЕ часто не розглядаються як інструмент власної системної інтеграції, має історичні причини. Політичні пріоритети в перші дні розгортання ВДЕ просто не були спрямовані на системну інтеграцію.

Ряд варіантів політики та дизайну ринку може підвищити зручність розподілених ресурсів. Підтримка безпечної та надійної роботи місцевої енергетичної мережі в умовах зростаючого поглинання ВДЕ вимагатиме наявності сучасних і технологічних мереж для низьких та середніх напруг. Роздрібні ціни повинні давати правильні стимули як користувачам мережі, так і розподіленим енергетичним ресурсам, за певним часом та за місцем розташування.

Зокрема, мережеві тарифи повинні покривати витрати на інфраструктуру та повинні надсилати сигнал для ефективного використання мережі, а також мінімізувати вартість майбутніх інвестицій. Це необхідно збалансувати з іншими політичними цілями, такими як економічний розвиток сільських громад.

У контексті зростаючого споживання тарифна реформа, швидше за все, буде потрібна. Наприклад, запровадження плати за попит, яке точно відображає внесок клієнта в піковий попит у місцевій мережі розподілу, може стати належним способом забезпечення справедливих витрат для всіх користувачів мережі. Крім того, слід заохочувати поступове впровадження цінової вартості на основі часу, щоб відобразити залежну від часу вартість виробництва електроенергії.

Вітри та сонячна енергія нового покоління вимагає політики нового покоління. Провідні країни світу на даний момент діють за п'ятьма стратегічними напрямками:

Стратегічне планування:

- Розробка або оновлення довгострокової енергетичної стратегії, щоб точно відобразити потенційний внесок вітрової та сонячної енергії наступного покоління в

досягнення цілей енергетичної політики. Такі плани повинні розроблятися на довгостроковій вартості ВДЕ для більш широкої енергетичної системи.

- Відстеження вартості еволюції вітрової та сонячної енергії, а також технології інтеграції (реагування на запити, зберігання) та планів оновлень відповідно.

Трансформація енергетичної системи:

- Оновлення системи та ринкові операції, щоб розблокувати внесок всіх гнучких ресурсів.

- Інвестування у відповідне поєднання гнучких ресурсів. Це включає модернізацію наявних активів, де це може бути здійснено рентабельно.

- Розгортання вітрової та сонячної енергії зручним шляхом за рахунок сприяння використанню найкращих технологій та оптимізації розміщення.

Політика наступного покоління:

- Оновити існуючу політику та ринкові рамки, щоб заохотити проекти, які приносять найбільший SV у порівнянні з їх витратами на виробництво. Зосередження лише на витратах на генерацію більше не достатньо.

Розроблена технологія ВДЕ:

- Встановлення передових технічних стандартів, які гарантують, що нові електростанції можуть підтримувати стабільну та безпечну роботу енергосистеми.

- Реформування ринку електроенергії та операційні протоколи, щоб вітрові та сонячні електростанції могли збалансувати попит та пропозицію.

Розподілені ресурси:

- Перегляд стандартів планування, а також інституційних та регулятивних структур мереж низької та середньої напруги, відображаючи їхню нову роль у більш розумній, більш децентралізованій системі електроенергії та забезпечення справедливого розподілу витрат мережі.

- Реформування тарифів на електроенергію, щоб точно відобразити вартість електроенергії залежно від часу та місця. Встановити механізми винагороди розподілених ресурсів відповідно до вартості, яку вони надають загальній енергетичній системі.

Науковцями багатьох країн світу проводяться дослідження майбутніх сценаріїв розвитку енергетики, пошук рішень щодо функціонування майбутніх електричних мереж. Виділяють два сценарії розвитку енергетики, як показано на рис. 1.13 за першим сценарієм (при збереженні існуючих принципів управління мережами) введення нових потужностей ДРГ відбуватиметься разом із ростом потужностей як магістральних так і розподільних мереж СЕП. В іншому випадку, при централізованому управлінні, ДРГ візьмуть на себе частину системних послуг, знижуючи при цьому роль централізованої генерації потужними електростанціями (Сценарій Б), що є більш ефективним.

Досягти цього можливо при зміні принципів управління електричними мережами за рахунок запровадження єдиної централізованої системи управління (використання так званих Smart Grid технологій).

Вперше термін «інтелектуальна мережа» (Smart Grid) зустрівся в тексті статті одного із західних фахівців в 1998 р. У назві статті цей термін був вперше використаний Массуда Аміном і Брюсом Волленбергом в їх публікації «До інтелектуальної мережі».



Рисунок 1.13 – Сценарії розвитку енергетики

Перші застосування терміну Smart Grid на Заході були пов'язані з суто рекламними назвами спеціальних контролерів, призначених для управління режимом роботи та синхронізації автономних вітрогенераторів (які відрізняються нестабільними напругою і частотою) з електричною мережею. Потім, цей термін став застосовуватися, знову-таки, як суто рекламний хід, для позначення мікропроцесорних лічильників електроенергії, здатних самостійно накопичувати, обробляти, оцінювати інформацію і передавати її у спеціальних каналах зв'язку і навіть через Інтернет. Причому, самі по собі контролери синхронізації вітрогенераторів і мікропроцесорні лічильники електроенергії були розроблені і випускалися різними фірмами ще до появи терміну Smart Grid. Ця назва виникла набагато пізніше, як суто рекламний трюк для залучення покупців і спочатку використовувалося лише в цих областях техніки. В останні роки його використання розширилося на системи збору та обробки інформації, моніторингу обладнання в електроенергетиці.

У цілому, інтелектуальна мережа (Smart Grid, «розумна», або активно-адаптивна мережа) являє собою СЕП, яка поєднує комплексні інструменти контролю та моніторингу, інформаційні технології та засоби комунікації, що забезпечують значно більш високу її продуктивність і дозволяють генеруючим, збутовим і комунальним компаніям надавати населенню енергію більш високої якості. Нові СЕП будуть базуватися на наступних рішеннях [8]:

- SCADA-система для реалізації комплексного управління електричною мережею;
- канал передачі даних (у тому числі, шляхом передачі інформації з кабельними лініями на основі PLC-технології другого покоління);
- цифрові пристрої телемеханіки та телеуправління для управління та контролю обладнання СЕП.

Таким чином, інтелектуальні мережі (Smart Grid) – це реалізація двосторонніх комунікативних обмінів у цифровому форматі усіх учасників виробництва, розподілу, накопичення і споживання електроенергії. Побудова інтелектуальної

мережі має стати стратегічним курсом розвитку електромережевого комплексу, який передбачає чотири основні сегмента вдосконалення:

- силового обладнання і технології передачі і розподілу електроенергії;
- технологічного керування;
- спеціалізованих комунікаційних та інформаційних пристроїв;
- автоматизованих систем обліку та управління електроспоживанням.

Концепція Smart Grid передбачає системне перетворення електроенергетики та стосується усіх її основних елементів від генерації до споживання. Так, в розвинутій Міністерством енергетики США концепції Smart Grid низка нових вимог зведена до так званих ключових цінностей нової енергетики:

- доступність – забезпечення споживачів електроенергією в залежності від того, де і коли вона необхідна та в залежності від її якості, за яку сплатив споживач;
- надійність – можливість протистояння фізичним та інформаційним негативним впливам без високих затрат на відновлювальні роботи, максимально швидке відновлення (самовідновлення);
- економічність – оптимізація тарифів на електричну енергію для споживачів та зниження загальносистемних затрат;
- ефективність – максимізація ефективності використання всіх видів ресурсів та технологій при виробництві, передачі, розподілу та споживанні електроенергії;
- органічність з навколишнім середовищем – зниження негативних впливів на навколишнє середовище;
- безпека – запобігання ситуацій, які можуть бути небезпечними для людей та навколишнього середовища.

Важливим елементом цієї концепції є використання РГ. Наприклад, в США на сьогодні існує більше шести тисяч регіональних електростанцій. Загальна установлена потужність регіональних електростанцій Японії 9,2 тис. МВт, половина яких працює на природному газі. В Великобританії загальна потужність регіональних електростанцій складає 5 тис. МВт, в Нідерландах 40% електроенергії

виробляється на розподілених системах тригенерації, в Данії половина електроенергії виробляється розподіленими енергосистемами.

До РГ в різних країнах відносять генератори з різними значеннями номінальної потужності. Наприклад, в шведському законодавстві під РГ маються на увазі енергоблоки до 1500 кВт, а на англійських енергетичних ринках – електростанції потужністю менше 100 МВт не мають централізованого диспетчерського керування і таким чином, ДРГ вважається будь-яка генеруюча одиниця потужністю до 100 МВт. В міжнародних організаціях також немає єдиного підходу до РГ. Так, CIGRE під РГ розуміє генеруючі пристрої, максимальна потужність яких становить від 50 МВт до 100 МВт, тоді як IEEE [31] під РГ розглядають генераторні установки, значно меншої встановленої потужності, ніж централізовані електричні станції. DOE (United States Department of Energy) – Міністерство енергетики США – від менш ніж 1 кВт до десятків МВт. Міжнародна організація International Energy Agency не встановлює вимог щодо максимальної потужності генеруючих пристроїв РГ, і відносить до неї об'єкти, що виробляють електричну енергію переважно на стороні споживачів та поставляють її безпосередньо в локальну СЕП.

В рамках даної роботи пропонується використання визначення РГ, запропонованого науковцями Інституту електродинаміки НАН України, а саме: розподілена генерація – джерела електричної енергії, з'єднані безпосередньо з розподільною електричною мережею, або підключені до такої мережі зі сторони споживачів.

При приєднанні ДРГ до СЕП, необхідно задовольнити значну кількість вимог щодо забезпечення ефективних умов функціонування як самого ДРГ, так і СЕП в цілому. Для того, щоб процеси інтеграції ДРГ в ЕЕС проходили більш ефективно, необхідне застосуванням економічних та нормативно-технічних методів регулювання. До економічних методів, в першу чергу, слід віднести ефективну систему ціноутворення на закупку електроенергії, виробленої ДРГ [9]. Ключова роль серед нормативно-технічних заходів відводиться стандартизації та

нормуванню. Швидко розвивається процес регламентації технічних вимог щодо особливостей роботи СЕП з РГ. Це нормативні документи таких організацій, як:

- BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft) – Германська асоціація енергетичної промисловості та водного господарства – "Technical Guideline; Generating Plants Connected to the Medium-Voltage Network. Guideline for generating plants' connection to and parallel operation with the medium-voltage network" (2008);
- SONI (System Operator for Northern Ireland) – енергетична компанія Північної Ірландії – "Grid Code" (2010) ;
- ENA (Energy Networks Association) – енергетична компанія Великобританії – "The Distribution code and the guide to the distribution code of licensed distribution network operators of Great Britain" (2012);
- VDN (Verband der Netzbetreiber) – Германська енергетична компанія "Transmission Code" (2007);
- Tennet – Європейський системний оператор – "Grid Code – Extra high voltage" (2012);
- EirGrid – Ірландська енергетична компанія "EirGrid Grid Code"(2009);
- Statnett – Норвезька енергетична компанія – «Veiledende systemkrav til anlegg tilknyttet regional- og sentralnettet i Norge» (2010);
- Eerginet.dk – Енергетична компанія Данії – "Technical regulation for wind power plants with a power output greater than 11 kW" (2010);
- Nordel – Енергетичне об'єднання країн північної Європи – "Nordic Grid Code" (2007);
- NGET (National Grid Electricity Transmission) – Енергетична компанія Великобританії «Grid Code» (2010);
- ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity);
- Серія стандартів щодо вимог при приєднанні ДРГ до енергосистеми, розроблена інститутом IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) IEEE Std 1547 [30] IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems;

– Брошури CIGRE (Conseil International des Grands Réseaux Électriques) – Міжнародної ради з великих енергетичних систем [10] – ТВ 423, ТВ 450, ТВ 457, ТВ 458, ТВ 475.

Враховуючи актуальність зазначеної проблеми, в багатьох країнах світу проводяться роботи щодо вирішення задач, пов'язаних із приєднанням ДРГ до електричних мереж.

Висновки до розділу 1

Джерела розподіленої генерації мають великий потенціал для підвищення продуктивності розподільних електричних мереж. Однак конструкція системи розподілу і режими їх роботи створюють низку проблем для впровадження розподілених джерел енергії.

Залежність режиму роботи джерел РГ від природних умов та їх конструктивні особливості мають не завжди позитивний вплив на режими роботи розподільної електричної мережі. Особливо це стосується якості електричної енергії та втрат активної потужності.

З метою ефективної експлуатації розосереджених джерел електроенергії та їх комплексного використання в електричних мережах енергосистем необхідно дослідити особливості й нові їх властивості, які виникають в результаті їх сумісної роботи в складі ЕЕС. Для того, щоб процеси інтеграції ДРГ в ЕЕС проходили більш ефективно, необхідне застосування економічних та нормативно-технічних методів регулювання. До економічних методів, в першу чергу, слід віднести ефективну систему ціноутворення на закупку електроенергії, виробленої ДРГ. Ключова роль серед нормативно-технічних заходів відводиться стандартизації та нормуванню.

2 ЗАДАЧІ ВПРОВАДЖЕННЯ ДЖЕРЕЛ РОЗПОДІЛЕНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ В ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ ТА ШЛЯХИ ЇХ ВИРІШЕННЯ

2.1 Аналіз доцільності існування острівного режиму роботи в системах електропостачання з ДРГ

2.1.1 Обґрунтування доцільності існування острівних режимів роботи в системах електропостачання з ДРГ

Під острівними режимами роботи (режимами енергоостровів) будемо розуміти режими роботи, при яких частина СЕП стає від'єднанню від ЕЕС внаслідок спрацювання захисту при коротких замиканнях, або з інших причин, та живлення споживачів відокремленої частини здійснюється лише від ДРГ, приєднаних до неї, як показано на рис. 3.1.

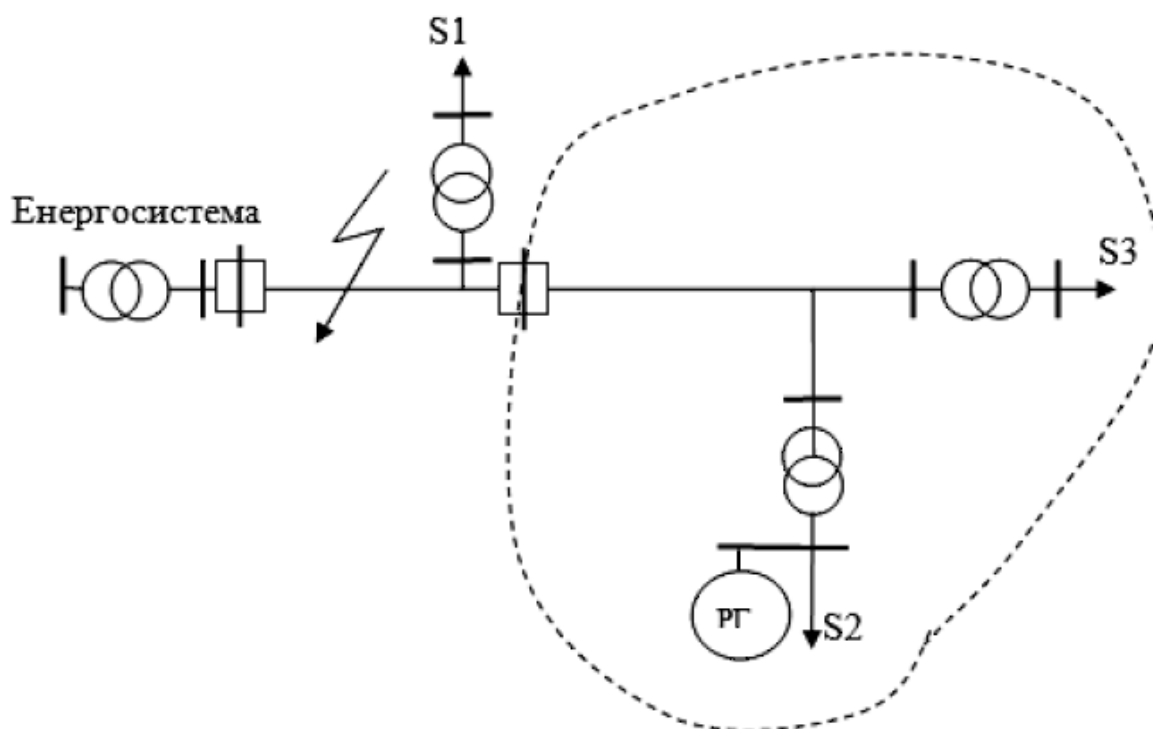


Рисунок 2.1 – Фрагмент СЕП з енергоостровом при аварії в мережі живлення (енергоострів виділений пунктиром)

Острівні режими можуть принести користь власникам ДРГ, енергокомпаніям та споживачам, а саме:

- основною перевагою для власників ДРГ є додатковий прибуток за рахунок електроенергії, реалізованої під час острівного режиму. Відповідно до існуючого законодавства, власники ДРГ не мають додаткового прибутку за підвищення якості електропостачання, хоча стрімкий розвиток РГ не виключає перегляду найближчим часом комерційних відносин між енергопостачальними організаціями та власниками ДРГ, від чого обидві сторони можуть отримати вигоду;

- для енергопостачальних компаній основною перевагою від використання острівних режимів є підвищення надійності електропостачання споживачів. Наряду із цим, приєднання ДРГ може скоротити або тимчасово призупинити витрати на реконструкцію мереж, відповідно зменшуються капітальні витрати. Остання особливість пов'язана не стільки з острівними режимами, а скоріше з нормальними режимами від приєднання ДРГ відповідної потужності;

- основною перевагою, яку можуть надати острівні режими для споживачів, є зниження частоти та тривалості перерв в електропостачанні, що особливо актуально для СЕП сільськогосподарських регіонів, де фактичні частоти та тривалості перерв в електропостачанні перевищують нормативні внаслідок зношеності основного обладнання та значної протяжності повітряних ліній 10 – 0,4 кВ по важкодоступній місцевості.

Незважаючи на ці переваги, на сьогодні нормативні документи більшості країн вимагають відключення ДРГ. Стандарти IEEE-1547 та IEC 61727 вимагають відключення ДРГ протягом 2 секунд [10] після від'єднання споживачів від енергосистеми. Відповідно до документу Великобританії Grid Code [11] острівні режими роботи ДРГ дозволені за номінальної потужності, яка перевищує 25 МВт. Ці обмеження мають свої причини, основними з яких є:

- працівники лінійної бригади можуть опинитися під напругою внаслідок підживлення ізольованої від енергосистеми частини електричної мережі;

– струм короткого замикання від ДРГ може бути недостатнім для коректного спрацювання захисту, як наслідок привести до тривалого режиму короткого замикання;

– електричні мережі СЕП напругою більше 1 кВ обладнані пристроями автоматичного повторного включення, які призначені для відновлення нормальної схеми мережі при нестійких коротких замиканнях, або, коли відключення вимикача відбулося внаслідок помилок персоналу чи помилкової дії релейного захисту. При неуспішній дії автоматичного повторного включення можливе пошкодження генераторів внаслідок появи значних механічних моментів та струмів.

– напевно, найважливішою причиною є те, що ДРГ можуть виявитися недостатньої потужності для підтримання напруги та частоти мережі в заданих межах.

При зростанні потужностей РГ та підвищенні рівня автоматизації в СЕП існуюча практика відключення ДРГ при пошкодженнях в живлячій мережі вже не буде доцільним рішенням. Також, майбутня децентралізація електроенергетики, поява адресного електропостачання призведуть до конкуренції між постачальниками електроенергії з метою залучення більшої кількості клієнтів за рахунок кращої якості електроенергії та надійності електропостачання. Ці причини призведуть до доцільності перегляду існуючих нормативних документів, оскільки острівні режими роботи, за вирішення основних проблем, дозволять підвищити надійність електропостачання споживачів.

2.1.2 Обґрунтування методу оцінювання надійності

При достатній потужності ДРГ та здатності генераторів працювати автономно такі режими дозволяють підвищити надійність електропостачання споживачів за рахунок зниження величини недовідпуску електроенергії.

Надійність – це властивість об’єкта зберігати у часі в установлених межах значення всі параметрів, які характеризують здатність виконувати потрібні функції в

заданих режимах та умовах застосування, технічного обслуговування, зберігання та транспортування [12].

Надійність ЕЕС – це властивість безперервної поставки електричної енергії споживачам, щоб задовольни їх потреби. Щоб виконати розрахунок і аналіз надійності системи використовують показники надійності. Показники надійності використовуються з метою аналізу причин виникнення можливих проблем в системі, а саме провести оцінку тривалості роботи обладнання і установок, виявити найменш надійні елементи існуючої системи. Світова практика і досвід експлуатації вітчизняних електричних мереж показує, що при аналізі надійності ПЛ 6-20 кВ доцільно розглядати три групи показників:

- вихідні (первинні);
- базові;
- інтегральні (допоміжні).

Вихідні (первинні) показники характеризують надійність функціонування елементів електричної мережі і ефективність роботи обслуговуючого її персоналу. Значення даних показників вважаються відомими на момент вирішення задачі оцінки надійності. Джерелом отримання їх чисельних значень є статистичні дані, результати аналізу технічного стану електричних мереж, експертні оцінки тощо. До вихідних показників надійності відносяться:

- параметр потоку відмов (вимк./км·рік);
- час відновлення електропостачання (година/вимк.);
- напрацювання на відмову (год);
- ймовірність безвідмовної роботи;
- ймовірність відмов.

Базові показники є показниками надійності електропостачання вузлів навантаження і споживачів, які живляться від цих вузлів. До них відносяться:

- інтенсивність відмов елемента;
- середня тривалість відключень елемента;
- середня тривалість одного відключення елемента.

Базові показники є оцінками відповідних математичних сподівань, тобто являють собою «середні» або «очікувані» значення відповідної випадкової величини, що підкоряється своєму закону розподілу. Хоча ці основні показники є принципово важливими, вони не завжди дають повне уявлення про функціонування системи та її реакцію на відмови елементів. Наприклад, ці ж показники будуть оцінюватися незалежно від 1 споживача або 100 споживачів, що були підключені до вузла навантаження або середнього навантаження, при навантаженні, яке було 10 кВт або 100 МВт.

Для того щоб відобразити «тяжкість» або «важливість» відмови в системі вводяться інтегральні (додаткові) показники надійності. В останні роки широкого використання набули інтегральні показники надійності, запозичені із країн Європи, для кращого відображення стану енергосистеми та її основних елементів. Найбільш поширені, у процентному відношенні, інтегральні показники, які використовуються західними країнами зображено на рис. 2.2.

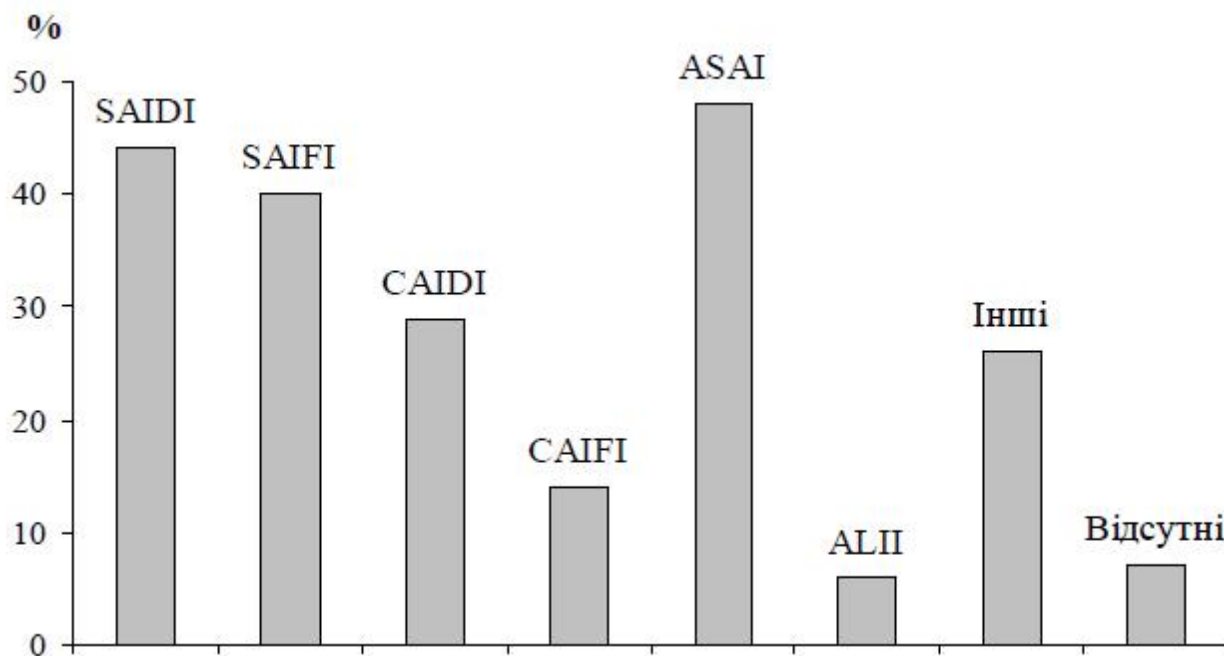


Рисунок 2.2 – Частота використання інтегральних показників надійності західними країнами

Чисельні значення інтегральних показників визначаються на основі значень базових показників надійності і характеристик вузлів навантаження – величини середнього навантаження, P (кВт) і кількості точок обліку електроенергії. Згідно з прийнятими в 2011 і 2013 роках постановами НКРЕ України № 232 , № 249 і № 299 інтегральні показники SAIFI, SAIDI і ENS є для електропостачальних компаній звітними, котрі характеризують тривалі відмови в електропостачанні споживачів, а величина показника SAID нормується для міських і сільських населених пунктів.

SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) – системний показник середньої частоти перерв електропостачання (відк./рік). SAIFI визначається як відношення повного числа перерв електропостачання споживачів на повне число споживачів:

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

де i – номер вузла навантаження, до якої підключенні N_i споживачів;

λ_i – середня інтенсивність відмов точки навантаження i .

SAIDI (System Average Interruption Duration Index) – системний показник середньої тривалості перерви електропостачання (год/рік). SAIDI визначається як відношення суми тривалості відключень споживачів на загальну кількість споживачів.

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

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

ENS (Energy not Supplied) – недовідпуск електроенергії (кВт·год/рік):

$$ENS = \Delta W_{\text{нед}} = \sum P_{\text{СЕР}i} U_i,$$

де $P_{\text{СЕР}i}$ – середнє навантаження вузла i , кВт;

U_i – середня тривалість відключень вузла i , (год/рік).

Враховуючи існуюче законодавство у галузі електроенергетики, найбільш адекватним з точки зору оцінювання ефективності використання ДРГ в острівних режимах можна вважати показник недовідпуску електроенергії ENS. В залежності від принципу обліку відмов методи розрахунку надійності поділяються на методи, що враховують момент появи відмов, і методи, що враховують процес появи відмов.

В залежності від обліку ремонту і відновлення вони поділяються на методи, які не враховують ремонт і відновлення устаткування, і методи, що враховують ремонт і відновлення устаткування. Розв'язання задачі розрахунку надійності установки можна виконувати п'ятьма способами:

- за допомогою основних теорем теорії ймовірностей;
- шляхом складання і розв'язання системи диференціальних рівнянь марківського процесу переходу установки від стану до стану;
- шляхом еквівалентних перетворень розрахункової схеми в поєднанні з першим і другим способами;
- на основі застосування топологічних і логічних методів;
- шляхом статистичного моделювання випадкового процесу переходу установки від стану до стану (метод Монте-Карло).

Перший спосіб у даний час одержав найбільше поширення. У ньому використовуються теореми додавання і множення ймовірностей і формула повної імовірності [13]. Для визначення показників надійності електросистеми аналітичним методом необхідно скласти розрахункову схему з'єднання їх елементів. Розрахункова схема відображає логіку зв'язків елементів з точки зору надійності роботи всієї установки або з точки зору відмови всієї установки. Розрахункова схема СЕП часто не співпадає з електричною схемою. Іноді послідовно з'єднані в

електричній схемі елементи на логічній схемі повинні бути зображені паралельним з'єднанням і навпаки. Наприклад, шинні роз'єднувачі всіх паралельних по електричній схемі приєднань складають послідовний ланцюг, якщо розглядається погашення збірних шин.

Розрахунок проводиться шляхом заміни паралельних і послідовних ланцюгів еквівалентними елементами, для чого використовуються формули, що визначають загальне число аварійних відключень, тривалість аварійних простоїв для еквівалентного елемента. Тривалість планового ремонту для кожного випадку підраховується виходячи з існуючих закономірностей ремонтних робіт. Тут необхідно враховувати, що одночасні відключення кіл з двох паралельних елементів в плановий період не допускаються. За час відключення елемента з великою тривалістю ремонту може бути проведений ремонт інших елементів (з відносно меншою тривалістю ремонту).

В залежності від схеми з'єднання, що застосовується, відновлення електропостачання може полягати:

- в заміні елементу, що відмовив;
- ремонті елементу, що відмовив;
- операції автоматичного секціонування;
- автоматичного введення резерву;
- автоматичного повторного включення;
- проведення переключень вручну.

Основні припущення аналітичного розрахунку полягають в наступному:

- перерви електропостачання, що ліквідуються роботою автоматики (АПВ, АВР), не враховуються. Пристрої релейного захисту вважаються безвідмовними;
- короточасні відключення (переключень в ручну) підраховуються

окремо. Тривалість перерв електропостачання при короточасних відключеннях повинна містити лише елементи, з'єднані послідовно; паралельні вітки враховувати не потрібно;

- для тривалих відключень (ремонт елементів) розглядаються також відмови паралельних кіл, викликані накладаннями пошкоджень одного елемента на аварійне відновлення другого і аварійних пошкоджень на планове відключення;

- розрахункові схеми для всіх видів відключень складають окремо для кожного споживача або (та) груп споживачів;

- якщо паралельні кола мають перемичку (лінії, перемикаючі, секційні або шино з'єднувальні вимикачі), розрахункові схеми для короточасних і довготривалих відключень доводиться складати для режимів з ввімкненою перемичкою (вважаючи її абсолютно надійною) і з відімкненою перемичкою (вважаючи її такою, що знаходиться в плановому або аварійному ремонті);

- аналітичні розрахунки ґрунтуються на припущенні, що потік відмов елементів на розрахунковому проміжку –простий, при цьому випадкові відмови розподілені за законом Пуассона, а закон розподілу ймовірності відновлення – експоненціальний. При простому потоці відмов частота та інтенсивність відмов не залежать від часу та можуть бути прирівняні між собою.

При зроблених припущеннях для показників надійності елементів електроустановок для середньої тривалості відмов елемента справедливе співвідношення:

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

де ω – частота відмов елемента, рік⁻¹;

τ – середній час відновлення, год.

Кількість та тривалість навмисних відключень елементів впливає на надійність електропостачання споживачів. З одного боку, при навмисних відключеннях виконуються роботи, направлені на підвищення надійності системи, а з іншого – навмисні відключення знижують надійність системи на час проведення робіт. Вимушені відключення створюють потік подій, які не є випадковими, оскільки вони виконуються направленими діями обслуговуючого персоналу. Якщо надійність оцінюється на короткий проміжок часу, наприклад, при вирішенні оперативних задач, пов'язаних зі зміною режимів, то навмисні відключення вважаються детермінованими подіями та надійність аналізується для режимів роботи, які відповідають навмисним відключенням елементів. Якщо надійність аналізується за тривалий проміжок часу, наприклад в задачах проектування системи або її ділянки, заздалегідь передбачити кількість таких відключень або їх тривалість неможливо. В такому випадку навмисні відключення аналізуються, як потік випадкових подій та для них застосовуються положення теорії ймовірностей та математичної статистики, як і для потоку відмов. Навмисні відключення вважаються випадковими подіями, якщо часовий період для аналізу надійності складає не менше року.

В електричних мережах 10 кВ без резервування та без наявності ДРГ недовідпуск електроенергії споживачам на низькій напрузі силових трансформаторів може бути оцінений за співвідношенням:

$$W_{\text{НВД}} = \sum_i P_{\text{ср}i} \cdot l_i \cdot (\omega_l \cdot \tau_l + \gamma \cdot \nu_l \cdot \eta_l) + \sum_j P_{\text{ср}j} \cdot (\omega_m \cdot \tau_m + \gamma \cdot \nu_m \cdot \eta_m),$$

де i та j – номери ділянки ЛЕП та силового трансформатора відповідно;

$P_{\text{ср}i}$ та $P_{\text{ср}j}$ – середні значення потужностей, які протікають через i -ту ділянку ЛЕП та через j -тий силовий трансформатор;

l_i – довжина i -тої ділянки ЛЕП;

ω_l – питома частота відмов на один кілометр ЛЕП, рік-1;

τ_l – середній час відновлення на один кілометр ЛЕП, год;

ν_n – частота навмисних відключень на один кілометр ЛЕП, рік-1;

η_n – середній час обслуговування на один кілометр ЛЕП, год;

ω_m – частота відмов силового трансформатора, рік-1;

τ_m – середній час відновлення силового трансформатора, год;

ν_m – частота навмисних відключень силового трансформатора, рік-1;

η_m – середній час обслуговування силового трансформатора, год;

γ – коефіцієнт, який враховує важкість аварійних відключень у

порівнянні з плановими, в практичних розрахунках приймається $\gamma = 0.33$.

За наявності секціонування лінії, окремо складається схема заміщення для кожної групи споживачів. За наявності резервування аналізуються всі основні режими роботи мережі та для кожного окремо визначається недовідпуск електроенергії. ДРГ можуть бути використані для зниження недовідпуску електроенергії споживачам, тобто РГ можна розглядати, як один з видів резервування. З точки зору енергозберігаючого ефекту потужність ДРГ не має перевищувати потужності навантаження даного фідеру. Таким чином ДРГ, приєднані до СЕП, мають сумірну потужність із потужностями навантаження, відповідно під час аналізу надійності електропостачання в СЕП з ДРГ слід окремо розглядати режими роботи з потужністю навантажень, меншою та більшою за потужність ДРГ.

2.1.3 Математична модель формування "динамічних енергоостровів"

При виникненні острівного режиму роботи частота ДРГ найчастіше змінюється. В початковому нормальному режимі існує рівновага між механічною потужністю первинного двигуна (турбіни) та електромагнітною потужністю генератора. В разі, якщо після формування енергоострову потужність навантаження стане більшою за потужність генерації, небаланс призведе до зменшення частоти обертання генератора, а при надлишку генерації частота буде зростати. Якщо

частота зростає, її можна контролювати шляхом зменшення вихідної потужності генераторів.

Аналогічно при зменшенні частоти, її можливо повернути за рахунок збільшення генерованої потужності. Але, якщо генератори в режимі, який передував острівному, працювали на повну потужність та частота почала зменшуватися, єдиним способом повернути частоту є скидання навантаження.

Нажаль, методи частотного розвантаження, які успішно використовуються в потужних енергосистемах, не підходять для енергоостровів з ДРГ, оскільки останні мають генератори невеликої потужності з високою маневреністю та низькою інерційністю, натомість споживачі можуть бути відключено значними групами. Задача оптимального розвантаження мережі з ДРГ в острівних режимах доволі широко розглянута в зарубіжній літературі[14,15]. Недоліками цих методів є необхідність отримання SCADA-системою в режимі реального часу інформації про потужності навантаження, однак реалізація он-лайн вимірювання навантажень у вузлах електричних мереж має високу вартість та є економічно недоцільною. До того ж переважна кількість споживачів сільськогосподарських регіонів відносяться до третьої категорії за надійністю електропостачання, і допустима перерва в електропостачанні може сягати однієї доби. Значна добова нерівномірність (зменшення потужності навантажень в нічний період до 15-30 % у порівнянні з денним максимумом) може призводити до того, що ДРГ енергоострову, який сформувався в період максимальних навантажень, будуть здатні забезпечити електроенергією споживачів на більшій території в режимі мінімальних навантажень, тобто наряду з розвантаженням генераторів шляхом відключення споживачів може бути реалізовано їх навантаження додатковими споживачами непошкодженої але знеструмленої ділянки мережі, яка може бути автоматично або вручну приєднана до енергоострову. Таким чином існує можливість отримання енергоострову, структура якого динамічно змінюється як в бік зменшення так і в бік збільшення в залежності від зміни навантаження. Такий енергоострів будемо називати "динамічним енергоостровом" (ДЕО) [16]. В основу запропонованого

методу поставлено використання прогнозованих максимальних навантажень споживачів за активною та реактивною потужністю за відповідним інтервалом часу.

Поставлена задача вирішується тим, що на відміну від існуючих методів щодо формування острівних режимів, згідно з якими енергоострів формується на повну тривалість післяаварійного періоду відповідно до максимальної розрахункової потужності навантажень, запропонований ДЕО формується одночасно з ізолюванням пошкодженої внаслідок аварії ділянки, та має динамічно змінну структуру з фіксацією інтервалів часу по ділянках відокремленої системи електричної мережі протягом яких структура є сталою. При цьому джерелом електроживлення відокремленої системи електричної мережі (ДЕО) є ДРГ.

Суть методу полягає в тому, що системна автоматика внаслідок аварійного стану знеструмлює мінімально можливу кількість споживачів, внаслідок інтелектуального перерозподілу між електричними джерелами ґрунтуючись на прогнозованих значеннях навантажень. Запропонований метод формування ДЕО полягає у наявності джерела електроживлення, вузлів навантаження, секціонуючих комутаційних апаратів та ДРГ, як показано на рис. 2.3.

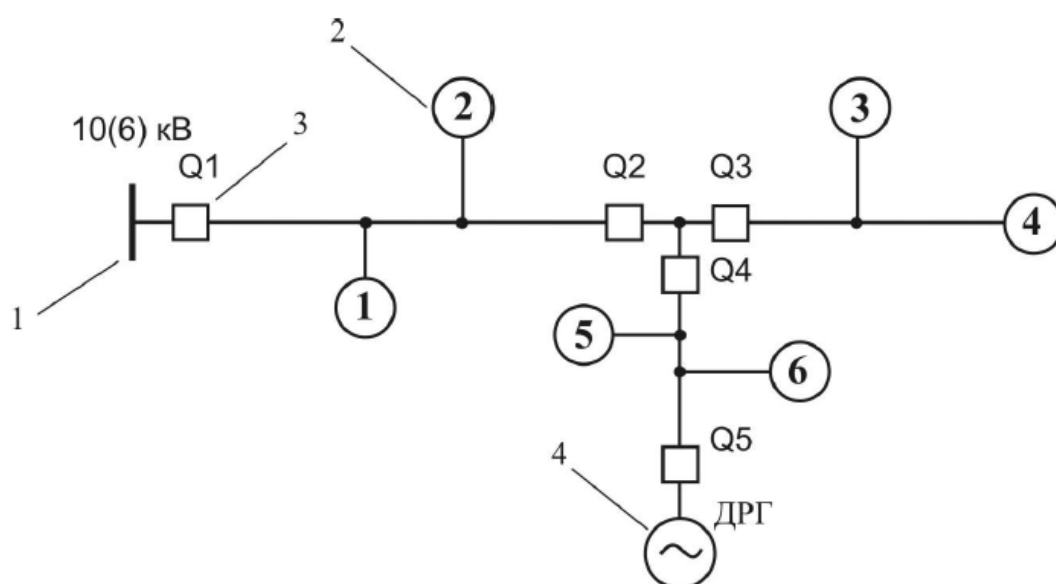


Рисунок 2.3 – Структурна схема фрагменту СЕП з ДРГ

(1 – джерело електроживлення, 2 – вузли навантаження, 3 – секціонуючі комутаційні апарати, 4 – ДРГ)

Режим роботи ДЕО полягає в тому, що при виникненні аварії системна автоматика аналізує стан мережі за алгоритмом наведеним на рис. 2.4 і формує сигнали на керування переключеннями комутаційної апаратури.



Рисунок 2.4 – Алгоритм управління комутаційними апаратами в СЕП з ДРГ

Ділянка, на якій відбулась аварія, відключається з обох сторін та виконується автоматичне відновлення електропостачання від загальної системи електроживлення та від ДРГ. При відновленні електропостачання споживачів від ДРГ проводиться ретроспективний аналіз прогнозованих графіків навантаження з моменту початку аварії для ділянок, що відокремлені від енергосистеми аварійною точкою та з визначеним інтервалом дискретності приймаються експертні рішення стосовно підключення тих чи інших груп споживачів до ДРГ.

Формування ДЕО ґрунтується на виконанні запропонованого алгоритму:

- 1) формується вектор вузлів навантаження, що з'єднані непошкодженими ділянками СЕП з ДРГ ($H_1, H_2, \dots, H_k$) (вузли навантаження 3-6 на рис. 2.3);
- 2) проводиться прогнозування навантаження у вузлах $H_1 - H_k$ на тривалість розрахункового періоду;
- 3) формуються групи вузлів навантаження $j=1..J$ (потенціальні енергоострови) за умовами:

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

- 4) проводиться розрахунок прогнозованого значення відпуску енергії W_j за розрахунковий період для кожного енергоострову $j=1..J$;
- 5) обирається варіант енергоострову j , що забезпечує мінімум недовідпуску електроенергії;
- 6) після перевірки отриманого енергоострову за технічними обмеженнями, та корегування (в разі необхідності), автоматична система формує керуючі сигнали для комутаційної апаратури з метою формування енергоострову.

Отриманий енергоострів j є незмінним протягом розрахункового інтервалу часу, якщо за цей період фактичне навантаження споживачів не перевищить допустимого та не буде відновлене живлення від енергосистеми. По завершенні

розрахункового інтервалу алгоритм повторюється, починаючи з пункту 2. Можливе зменшення недовідпуску електроенергії в СЕП з ДЕО визначається наступним чином:

Графік навантаження розбивається на 3 характерні групи:

- потужність навантаження більше потужності РГ;
- потужність навантаження менша за потужність РГ, інтервал часу

менше ΔT ;

- потужність навантаження менша за потужність РГ, інтервал часу більше ΔT .

Для третьої групи ділянок графіка навантаження визначається середня потужність та визначаються умови, за яких споживачі отримають електроенергію від ДРГ при втраті основного джерела живлення. Розрахунки недовідпуску електроенергії аналогічні розрахункам з частковим мережевим резервуванням.

На рис. 2.5 надано графік залежності недовідпуску електроенергії від потужності ДРГ при використанні ДЕО. Залежність має декілька характерних ділянок, а саме АВ – характерна різка зміна величини недовідпуску; ВС – повільна зміна $\Delta W_{\text{нед}}$ при збільшенні потужності РГ; CD – зростання потужності РГ майже не впливає на недовідпуск електроенергії.

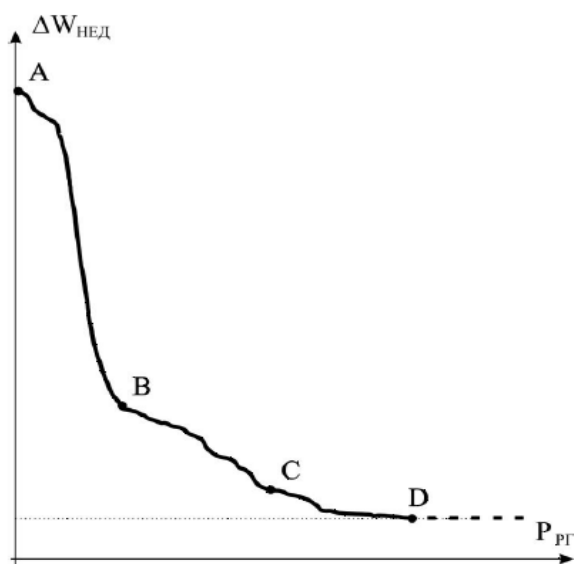


Рисунок 2.5 – Якісна залежність величини недовідпуску електроенергії від потужності ДРГ

Найбільший інтерес, з точки зору відносного зменшення величини недовідпуску електроенергії, становить ділянка ВС, межі якої можуть бути визначені за заданою величиною градієнта даної функції. Зміна недовідпуску електроенергії при цьому може бути використана для визначення доцільності використання ДЕО.

2.2 Урахування перспективного розвитку розподіленої генерації

Стрімкий розвиток РГ та незначні строки вводу в експлуатацію нових об'єктів РГ невеликої потужності унеможливорює отримати достовірну інформацію щодо кількості та місць встановлення майбутніх ДРГ. Таким чином на проектній стадії під час вибору встановленої потужності ДРГ існує невизначеність щодо кількості та місць встановлення ДРГ в інших вузлах мережі.

Невизначеність є наслідком двох обставин – неповноти отриманих відомостей та помилок при формуванні, передачі та обробці інформації. Причиною невизначеності є безперервність процесу розвитку і пізнання предмету в часі. Тобто сьогоденні знання належать до вчорашнього дня, завтрашні умови будуть відрізнятися від сьогоденніх і вчорашніх тощо. До невизначених належать показники, можливі значення яких залежать від ще не прийнятих рішень. У багатьох випадках не вдається одержати імовірний опис вихідної інформації, наприклад, коли немає досить надійного статистичного матеріалу або при обробці статистики не виявлено імовірних закономірностей. Звичайно в таких випадках вдається визначити лише граничні значення величин.

Обґрунтування та вибір конкретного рішення в умовах невизначеності базується на концепції та методології теорії прийняття рішень. Ця теорія передбачає, що рішенням, пов'язаним із ризиками, завжди властиві елементи невідомості конкретної поведінки вихідних параметрів, які не дозволяють чітко детермінувати значення кінцевих результатів цих рішень. В залежності від рівня невідомості майбутньої поведінки вихідних параметрів прийняття рішень розрізняють умови ризику, в яких імовірність настання окремих подій, що

впливають на кінцевий результат, може бути встановлена з тим або іншим ступенем точності та умови невизначеності, в яких, по причині відсутності необхідної інформації, така імовірність не може бути встановлена. [17]

Теорія прийняття рішень в умовах ризику і невизначеності заснована на ряді припущень:

- об'єкт прийняття рішення чітко детермінований та по ньому відомі основні з можливих факторів ризику;
- по об'єкту прийняття рішення обраний показник, який найкращим чином характеризує ефективність цього рішення;
- по об'єкту прийняття рішення обраний показник, який характеризує рівень його ризику;
- існує кінцева кількість альтернатив прийняття рішень;
- існує кінцева кількість ситуацій розвитку події під впливом зміни факторів ризику;
- по кожній комбінації альтернатив прийняття рішень та ситуацій розвитку може бути визначений кінцевий показник ефективності рішення;
- по кожній з ситуацій, що розглядаються, можливе або неможливе оцінювання імовірності її реалізації;
- вибір рішення здійснюється за найкращою з альтернатив, що розглядаються.

Ухвалення рішення в умовах невизначеності здійснюється за одним з трьох способів:

- отримати дані, що створять можливість визначити деякі імовірності, і в такий спосіб перевести задачу на рівень розв'язання при невірогідності (ризiku);
- отримати експертизу, що виражає суб'єктивно оцінювану імовірність;
- застосувати деякі правила вибору, котрі не потребують знання імовірностей.

У більшості випадків проблема вибору варіанта ускладнюється тим, що ряд варіантів є вигідним при одних вихідних даних і невигідним при інших. Відповідно до формул комбінаторики можна визначити кількість комбінацій місць встановлення ДРГ в СЕП. Так при кількості вузлів N

необхідне значення потужності ДРГ у першому вузлі ЛЕП можна оцінити, вважаючи його єдиним ДРГ, або з урахуванням наявності ДРГ в одному, або декількох інших вузлах мережі. При встановленні ДРГ в m вузлах, отримуємо кількість можливих комбінацій C_N^m , що називається числом комбінацій або сполучень з N елементів по m елементів:

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

якщо m – невідомо, то загальне число можливих комбінацій можна розрахувати, як суму біноміальних коефіцієнтів:

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

Даний вираз можна спростити, використовуючи властивість суми біноміальних коефіцієнтів:

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

Отримуємо:

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

За цих умов в кожному вузлі кількість можливих значень потужності ДРГ складе:

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

При встановленні ДРГ одночасно в декількох вузлах мережі, отримуємо декілька значень екстремумів для кожного вузла, що показано в табл. 2.1.

Таблиця 2.1 – Результати оцінювання кількості можливих комбінацій встановлення ДРГ

Кількість можливих вузлів встановлення ДРГ (N)	Загальна кількість комбінацій при встановленні ДРГ в одному – N вузлах $\left(\sum_{m=1}^N C_N^m \right)$	Кількість екстремальних значень P_{PG} в кожному вузлі $\left(\sum_{m=0}^{N-1} C_{N-1}^m \right)$
1	1	1
2	3	2
4	15	8
6	63	32
8	255	128
10	1023	512

Таким чином маємо інтервал невизначеності, який є наслідком неповноти інформації: невідомо, в якому вузлі і коли з'явиться додаткове ДРГ. Щоб позбутися цієї невизначеності пропонується скористатися алгоритмом вказаному на рис. 2.6.

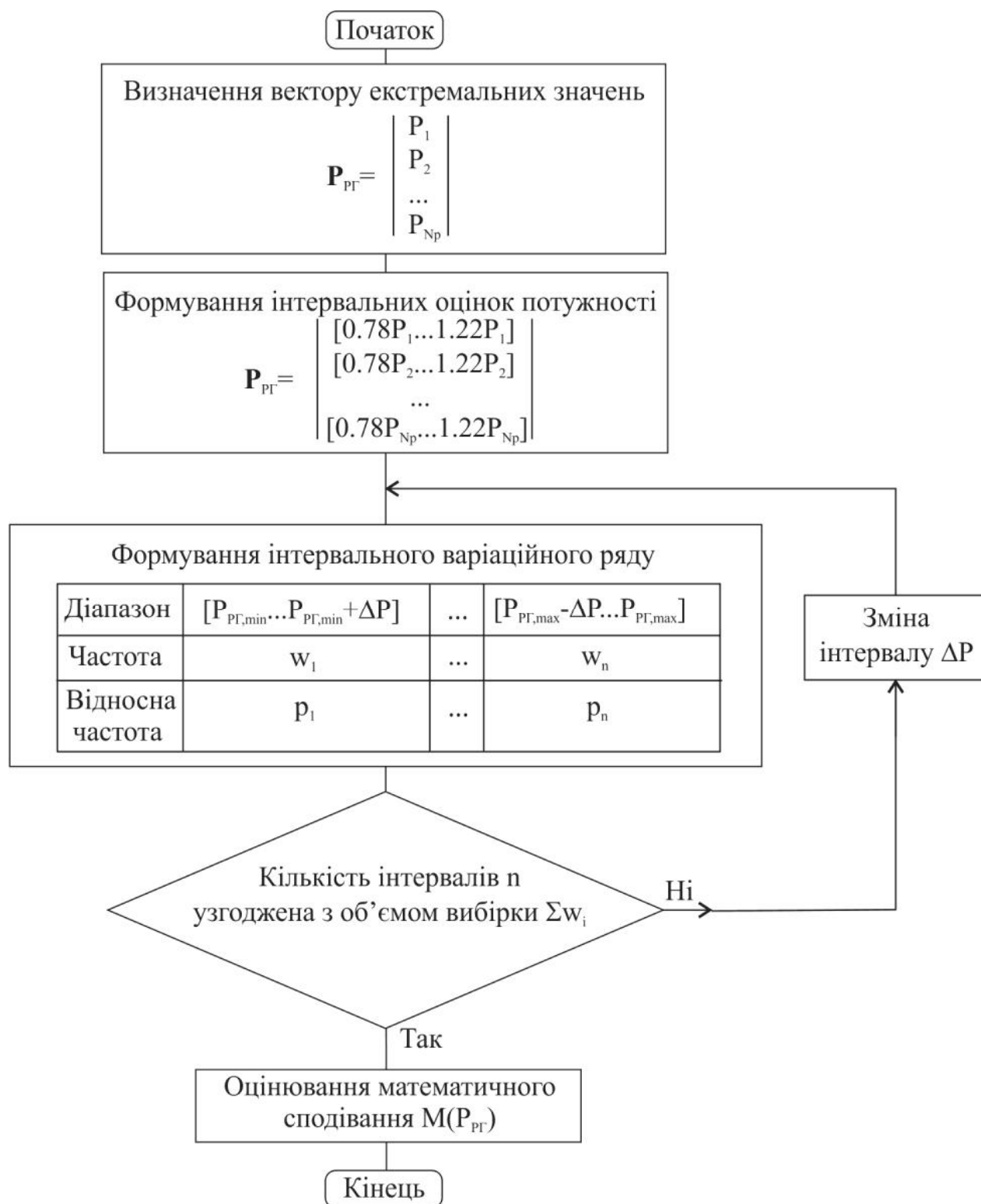


Рисунок 2.6 – Алгоритм оцінювання математичного сподівання величини потужності ДРГ щодо задачі зменшення ТВЕ

Враховуючи діапазон 95-100% енергозберігаючого ефекту переходимо від точкових до інтервальних оцінок потужності ДРГ. Для отримання варіаційного ряду розбиваємо весь діапазон від $P_{\text{rГ,max}}$ до $P_{\text{rГ,min}}$ на рівні інтервали ΔP . Кількість

інтервалів обирається для отримання достатнього об'єму вибірки. На кожному інтервалі визначається частота w_i (кількість спостережень інтервальних оцінок потужності ДРГ, які перетинають даний інтервал). Далі визначається загальний об'єм вибірки $\sum w_i$, який перевіряється на узгодженість з кількістю інтервалів n за формулою Стерджеса [18]:

$$n_{теор} = 1 + 3,322 \lg \sum w_i$$

При невиконанні умови $n \geq n_{теор}$ необхідно зменшити інтервал ΔP , як наслідок зросте загальний об'єм вибірки. Після узгодження об'єму вибірки та кількості інтервалів оцінюється вибіркова середня, яка і є шуканим значенням потужності РГ.

2.3 Вплив нерегульованої генерації на якість та втрати електроенергії в СЕП

2.3.1 Вплив відновлювальних джерел енергії на втрати електроенергії в електричних мережах

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

Аналіз втрат потужності в електричних мережах з ВДЕ, здійснювався з урахуванням місця приєднання та відношення значення потужності генерування до потужності навантаження вузлів:

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

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

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

Якби ставилась задача оптимізації конкретного режиму, то можна було б визначити потужність генерування ВДЕ, оптимальну за критерієм мінімуму втрат активної потужності:

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

де U_i – модуль напруги у вузлі;

n – кількість вузлів в схемі;

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

δ_i – кут зсуву фази в i -тому вузлі;

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

Проте добовий графік електричних навантажень нерівномірний, і потужність генерування ВДЕ залежить від погодних умов, тривалості світлового дня, тому також змінюється протягом доби. Щоб врахувати вказані зміни, доцільно перейти до оцінювання втрат електроенергії. Для дослідження залежності втрат електроенергії від потужності джерела нерегульованої генерації було змодельовано в програмному середовищі PowerFactory радіальну електричну мережу напругою 35 кВ. Як джерело розподіленої генерації змодельовано сонячну електростанцію номінальною потужністю 5 МВт. Повну схему мережі з розрахунком нормального режиму за умови максимальної генерації СЕС зображено на рис. 2.7.

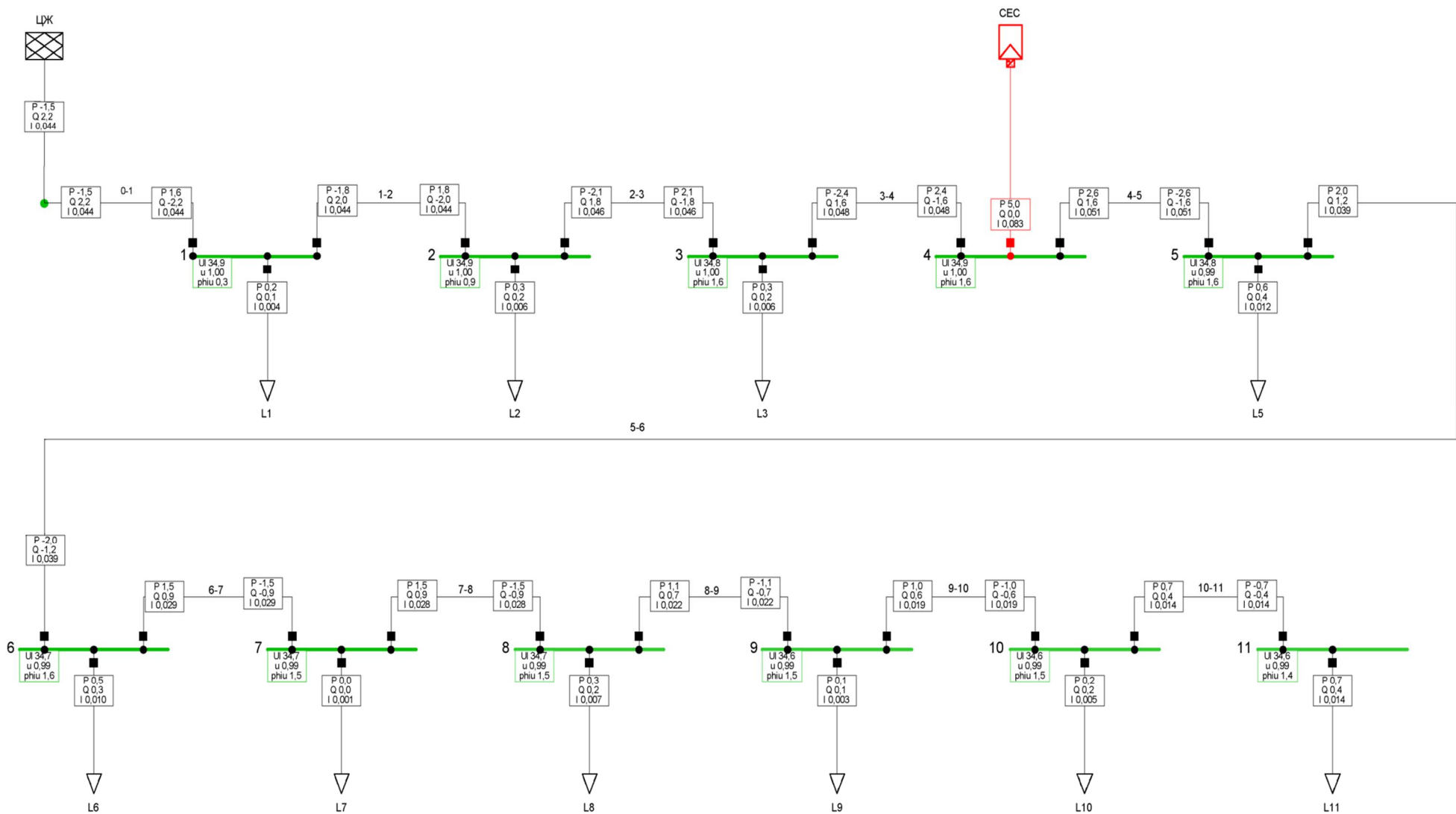


Рисунок 2.7 – Модель електричної мережі 35 кВ з ДРГ від СЕС

Базуючись на вищевказаній моделі на рис. 2.8, як приклад, наведено залежності втрат активної потужності в мережі від зміни потужності генерації СЕС.

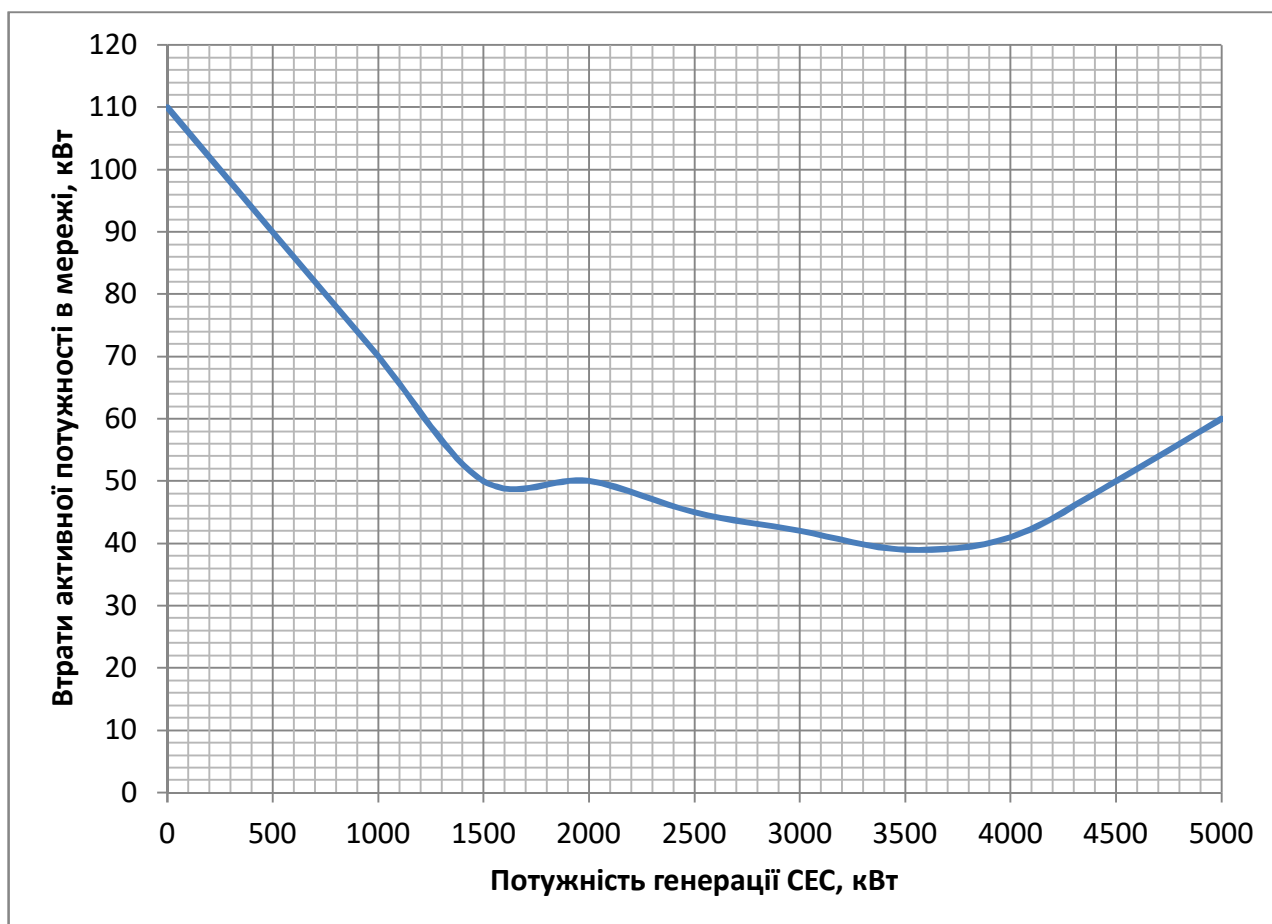


Рисунок 2.8 – Залежність втрат активної потужності в мережі від потужності генерації СЕС

Проаналізувавши вищевказаний графік, можна зробити висновок, що вузол під'єднання та встановлена потужність ВДЕ, яка забезпечує мінімум втрат активної потужності для поточного режиму, може змінюватись внаслідок врахування природної нестабільності генерування джерела. Виходячи з цього, для визначення потужності ВДЕ, оптимальної за критерієм мінімуму втрат електроенергії, потрібно проаналізувати зміну потужності ВДЕ протягом доби та оцінювати нерівномірність добового графіка навантаження.

2.3.2 Вплив відновлювальних джерел енергії на якість електроенергії в електричних мережах

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

Одним з проблемних аспектів функціонування ВДЕ в розподільних ЕМ є те, що вони, зокрема сонячні електростанції, приєднані до електричної мережі через інвертор можуть бути джерелами гармонік вищих порядків. Встановлення потужних відновлювальних джерел енергії досить суттєво впливає на рівні та відхилення напруг в ЕМ. В розподільних ЕМ впродовж доби відбувається зміна активного та реактивного навантаження вузлів, що викликає певні відхилення рівня напруги. У напрямку від головної ділянки до кінця ЛЕП відхилення напруги, як правило, збільшується. Якщо навантаження сконцентровано в основному біля кінця ЛЕП, то рівень напруги буде коливатись більш інтенсивно. Після підключення в ЕМ джерела відновлювальної енергії, останні будуть впливати на відхилення напруги у вузлах, що показано на рис 2.9.

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

У випадку, коли джерела РГ працюють узгоджено з графіком електричних навантажень, тобто їх потужність збільшується чи зменшується відповідно до зміни навантаження у вузлах, вони будуть зменшувати відхилення напруги. Однак, графік видачі потужності сонячними та вітровими електростанціями має імовірнісний характер, оскільки залежить від багатьох факторів: інтенсивності сонячного

випромінювання, зміна тривалості світлового дня – для ФЕС, зміна швидкості та напрямку вітру – для ВЕС.

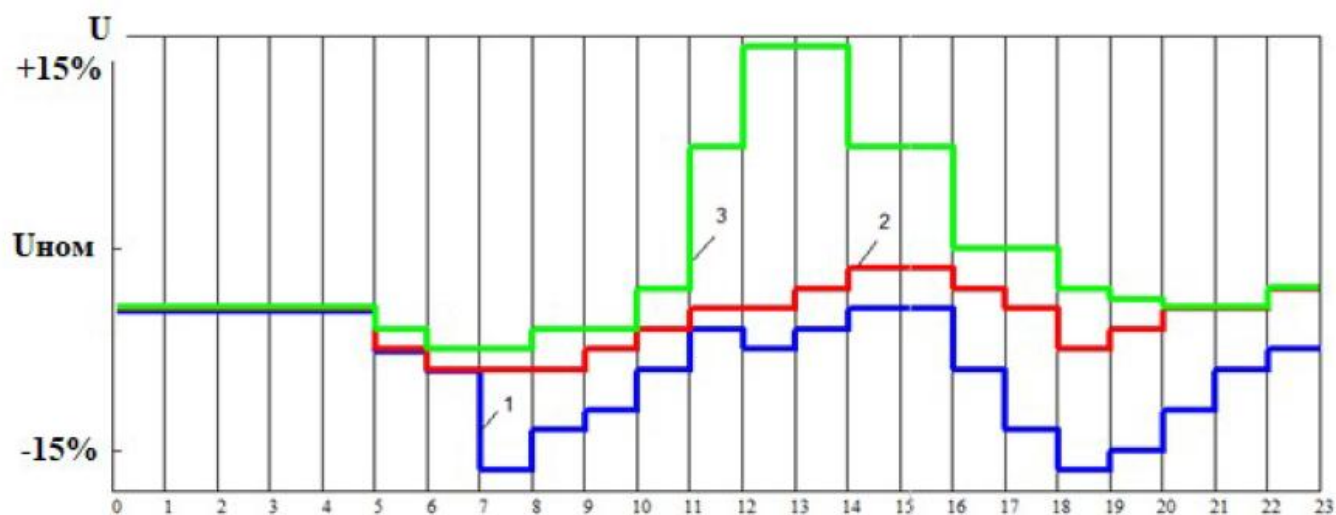


Рисунок 2.9 – Зміна рівнів напруги у вузлі навантаження

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

Виходячи з цього встановлення таких джерел, в разі неузгодженої роботи з графіком навантаження призведе до збільшення відхилень напруги.

2.3.3 Вибір оптимального місця приєднання джерела розподіленої генерації

Особливістю електричних систем з ДРГ є різнонаправлений струмозподіл в СЕП, що викликає появу нових задач, нехарактерних для централізованих СЕП. Основною проблемою систем РГ є залежність параметрів електропостачання інших, "сусідніх" споживачів від режиму роботи споживача з ДРГ, параметрів та режимів роботи СЕП, по якій вони отримують живлення від енергосистеми по загальним розподільним лініям. Поява ДРГ в СЕП підприємства зі своїми законами регулювання, не узгодженими з законами регулювання центру живлення мережі

може привести до погіршення якості електроенергії та надійності електропостачання споживачів, підключених до того ж фідера, що й споживач з ДРГ.

Розподільні електричні мережі для забезпечення надійності електропостачання за своєю структурою є замкнені (передбачено що споживачі можуть отримувати живлення по декількох лініях електропередач). Однак з метою зменшення струмів короткого замкнення та зменшення кількості аварійних відключень споживачів кільцеві та петльові фідери розмикаються. Вибір місця розімкнення є складною багатокритеріальною оптимізаційною задачею. Критеріями оптимальності є задана кількість аварійних відключень радіальних частин розподіленої мережі, нормовані відхилення напруг, перевантаження ліній електропередач, втрати активної та реактивної потужності і т.п.

Зростаюча кількість РДЕ ускладнює вибір місць ділення кільцевих схем та схем з двостороннім живлення в розподільних електричних мережах. Розбудова в ЛЕС РДЕ призводить до появи декількох точок поточкорозділу і не завжди є виправданим ділення мережі в точках поточкорозділу за вищезазначеними критеріями оптимальності. Водночас широке впровадження сучасного високовольтного та мікропроцесорного обладнання, впровадження в мережах основних засад концепції Smart Grid дозволяє автоматизувати процес керування режимами розподільних електричних мереж та зміщення точки поточкорозділу, викликаного зміною навантаження у вузлах, з неоптимального вузла мережі в інші. Для цього можливо та доцільно використовувати керовані і умовно керовані РДЕ, зокрема малі ГЕС. Останні використовуються для підтримування в мережі, розімкнених за критерієм надійності, таких оптимальних потоків потужності, що забезпечує мінімум втрат активної потужності та електроенергії.

З метою визначення місця точки оптимального секціонування було змодельовано тестову замкнену ЛЕС напругою 35 кВ, в якій є два центри живлення ЦЖ1 і ЦЖ2 від електроенергетичної системи, некерована СЕС та умовно керована мала ГЕС. Параметри віток ЛЕС наведені в табл. 2.2. Схема складається з 11 віток та 11 вузлів.

Таблиця 2.2 – Параметри віток ЛЕС

Умовні позначення ЛЕП	Марка проводу	Довжина ЛЕП, км
0-1	АС-95	5
1-2	АС-95	10
2-3	АС-95	10
3-4	АС-95	0,7
4-5	АС-95	1,35
5-6	АС-95	2
6-7	АС-95	0,5
7-8	АС-95	1,7
8-9	АС-95	4
9-10	АС-95	2
10-11	АС-95	2

Встановлена потужність генерування СЕС – 3000 кВА і в ході дослідження не змінювалась. Спочатку розглянемо режим роботи ЛЕС, коли ГЕС вимкнено, а в якості джерел живлення виступають ЦЖ1, ЦЖ2 та СЕС. Навантаження вузлів ЛЕС наведені у табл. 2.3.

Таблиця 2.3 – Навантаження вузлів ЛЕС

Вузол	$S_{\text{нав}}$, кВА
1	$200+j \times 123,945$
2	$300+j \times 185,92$
3	$300+j \times 185,92$
5	$600+j \times 371,8$
6	$500+j \times 309,87$
7	$50+j \times 30,98$
8	$350+j \times 216,91$
9	$150+j \times 92,96$
10	$250+j \times 154,94$
11	$700+j \times 432,86$

Першим кроком, визначаємо режимні параметри мережі до розмикання. Всі розрахунки виконані в програмному середовищі PowerFactory. Рівень напруг в пунктах та струми гілок мережі відображені в табл. 2.4 та табл. 2.5

Таблиця 2.4 – Рівень напруг в пунктах мережі

№ пункту	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Напруга, кВ	34,97	34,9	34,98	34,99	34,96	34,9	34,94	34,94	34,96	34,98	35

Таблиця 2.5 – Струми гілок мережі

№ гілки	0-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11
Струм, А	7,15	3,51	3,29	8,79	43,53	35,37	30,39	30,02	28,25	27,98	28,2

Як видно з отриманих результатів, найменшими будуть завантаження ділянок між вузлами 1-2 та 2-3. Тому можна зробити висновок, що для даного режиму роботи ЛЕС оптимальним місцем секціонування буде одна з цих ліній.

Втрати активної потужності в замкненій мережі становлять 12,97 кВт, втрати реактивної потужності 16,61 кВАр. Наступним кроком моделюємо роботу мережі почергово розмикаючи лінії 1-2 та 2-3. Режимні параметри для обох випадків вказані в табл. 2.6 – табл. 2.9.

Таблиця 2.6 – Рівень напруг в пунктах мережі секціонованої в гілці 1-2

№ пункту	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Напруга, кВ	34,98	34,9	34,96	34,96	34,94	34,92	34,92	34,93	34,95	34,97	35

Таблиця 2.7 – Струми гілок мережі секціонованої в гілці 1-2

№ гілки	0-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11
Струм, А	3,88	0	5,84	11,67	40,10	32,17	27,67	27,37	26,21	26,25	27,03

Таблиця 2.8 – Рівень напруг в пунктах мережі секціонованої в гілці 2-3

№ пункту	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Напруга, кВ	34,96	34,91	35,02	35,03	35	34,97	34,97	34,96	34,97	34,98	35

Таблиця 2.9 – Струми гілок мережі секціонованої в гілці 2-3

№ гілки	0-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11
Струм, А	9,72	5,84	0	5,82	44,61	35,82	30,03	29,56	27,08	26,48	26,21

Втрати активної потужності в мережі секціонованій в гілці 1-2 становлять 11,16 кВт, втрати реактивної потужності 14,29 кВАр. В мережі секціонованій в гілці 2-3 втрати активної потужності становлять 12,77 кВт, втрати реактивної потужності 16,36 кВАр. Виходячи з даних розрахунків приймаємо рішення про роз'єднання мережі в гілці 1-2. На рис. 2.10 показана графічна модель мережі до реконфігурації. Оптимально розімкнена модель мережі показана на рис. 2.11.

Розглянемо режим, коли потужність СЕС залишається на рівні 3000 кВА, а ГЕС працює з потужністю 1500 кВА. Розраховані параметри даного режиму для замкненої схеми вказані в табл. 2.10 – табл. 2.11.

Таблиця 2.10 – Рівень напруг в пунктах мережі

№ пункту	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Напруга, кВ	35	35,02	35,09	35,1	35,08	35,07	35,07	35,05	35,02	35	35

Таблиця 2.11 – Струми гілок мережі

№ гілки	0-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11
Струм, А	21,88	23,36	26,53	30,50	20,22	9,52	5,64	23,98	18,25	16,05	13,02

Як видно з отриманих результатів, найменшими будуть завантаження ділянок між вузлами 5-6 та 6-7. Тому можна зробити висновок, що для даного режиму роботи ЛЕС оптимальним місцем секціонування буде одна з цих ліній.

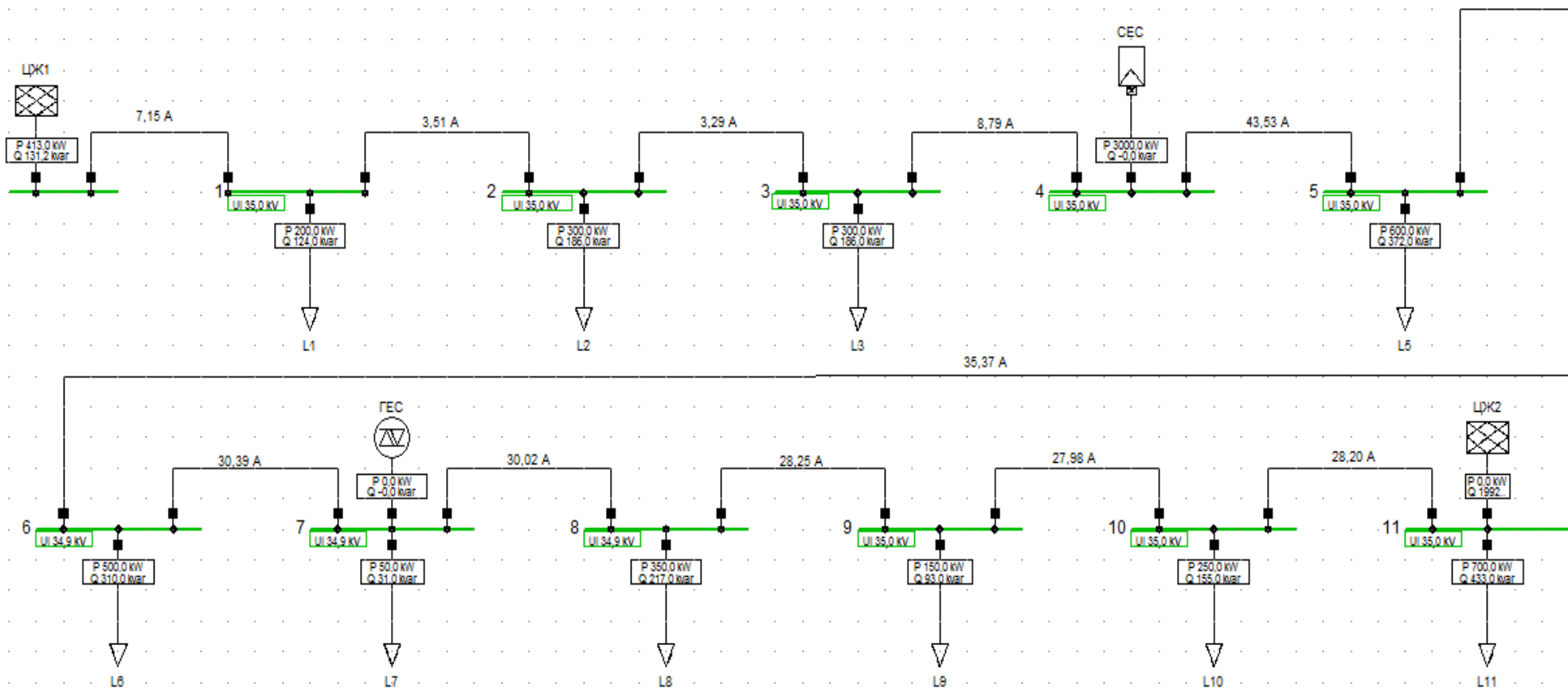


Рисунок 2.10 – Усталений режим мережі з вимкненою ГЕС

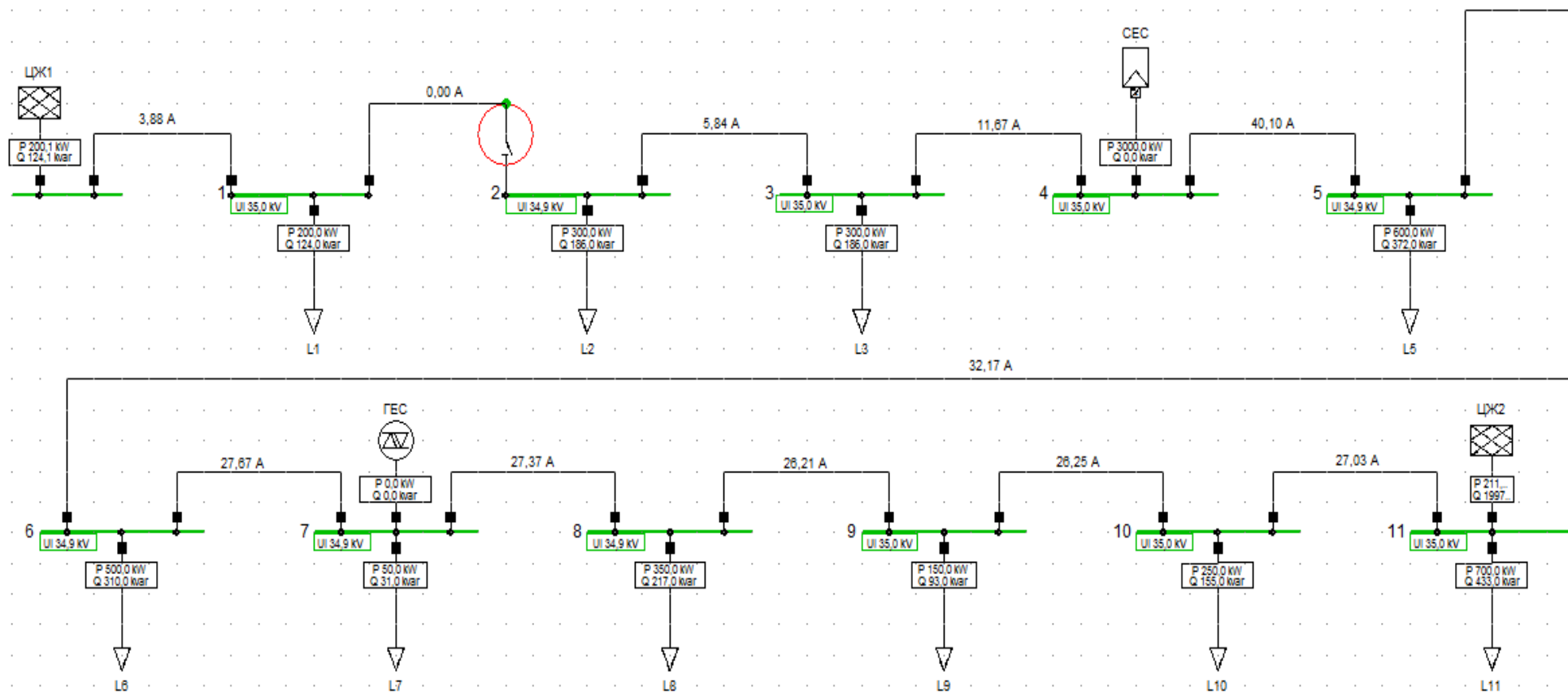


Рисунок 2.11 – Оптимально секціонована мережа з вимкненою ГЕС

Втрати активної потужності в замкненій мережі становлять 18,09 кВт, втрати реактивної потужності 23,17 кВАр. Наступним кроком моделюємо роботу мережі по чергово розмикаючи лінії 5-6 та 6-7. Режимні параметри для обох випадків вказані в табл. 2.12 – табл. 2.15.

Таблиця 2.12 – Рівень напруг в пунктах мережі секціонованої в гілці 5-6

№ пункту	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Напруга, кВ	35,02	35,09	35,21	35,22	35,21	35,02	35,03	35,01	35	34,99	35

Таблиця 2.13 – Струми гілок мережі секціонованої в гілці 5-6

№ гілки	0-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11
Струм, А	29,92	31,96	35,62	39,81	11,58	0	9,7	14,57	8,78	6,88	5,95

Таблиця 2.14 – Рівень напруг в пунктах мережі секціонованої в гілці 6-7

№ пункту	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Напруга, кВ	34,98	34,97	35,01	35,02	35	34,98	35,1	35,07	35,03	35,01	35

Таблиця 2.15 – Струми гілок мережі секціонованої в гілці 6-7

№ гілки	0-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11
Струм, А	26,88	27,64	30,01	33,27	21,36	9,71	0	23,73	17,24	14,54	10,28

Втрати активної потужності в мережі секціонованій в гілці 5-6 становлять 27,48 кВт, втрати реактивної потужності 35,19 кВАр. В мережі секціонованій в гілці 6-7 втрати активної потужності становлять 22,84 кВт, втрати реактивної потужності 29,25 кВАр. Виходячи з даних розрахунків приймаємо рішення про роз'єднання мережі в гілці 6-7. На рис. 2.12 показана графічна модель оптимально секціонованої мережі.

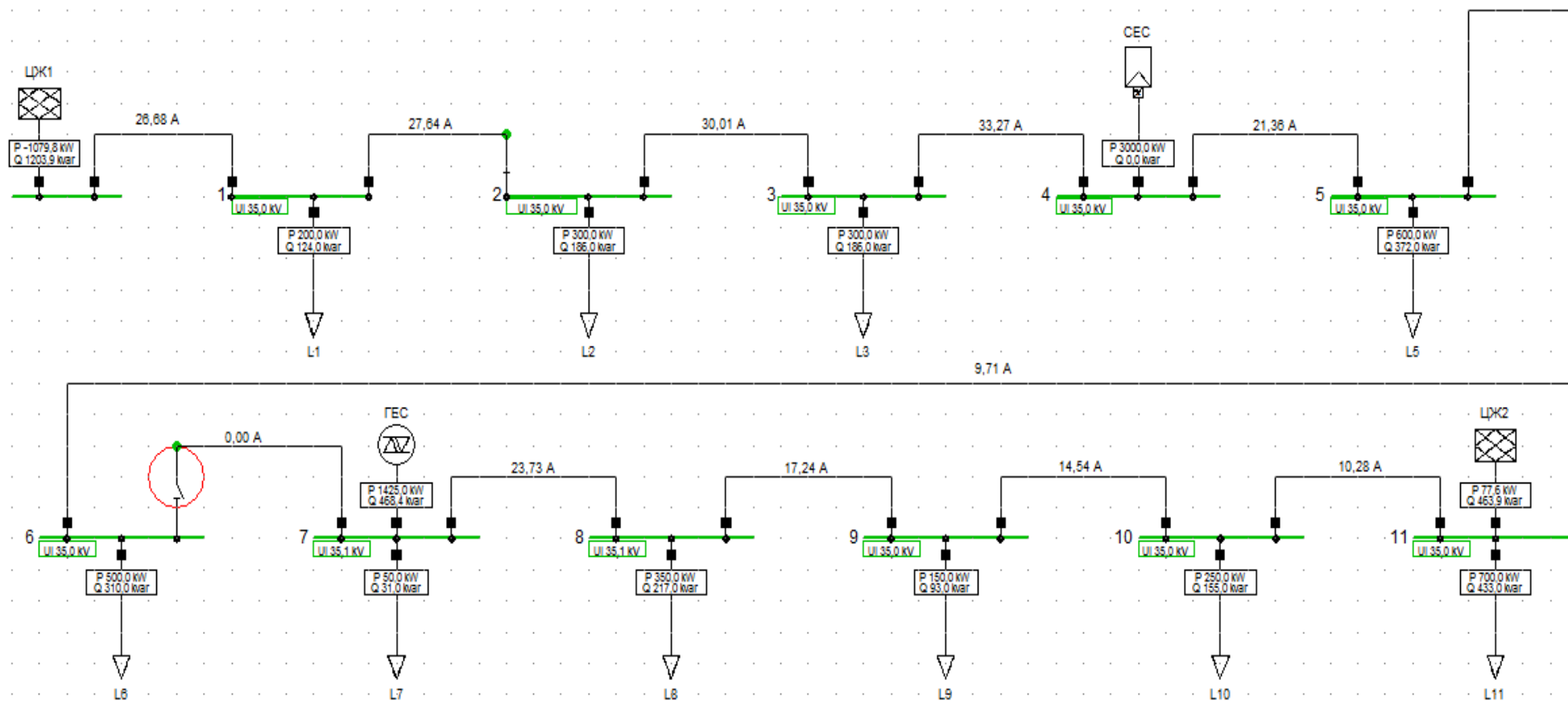


Рисунок 2.12 – Оптимально секціонована мережа з генерацією 1500 кВА від ГЕС

Розглянемо режим, коли потужність СЕС залишається на рівні 3000 кВА, а ГЕС працює з потужністю 4000 кВА. Розраховані параметри даного режиму для замкненої схеми вказані в табл. 2.16 – табл. 2.17.

Таблиця 2.16 – Рівень напруг в пунктах мережі

№ пункту	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Напруга, кВ	35,03	35,12	35,27	35,28	35,27	35,28	35,28	35,22	35,1	35,05	35

Таблиця 2.17 – Струми гілок мережі

№ гілки	0-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11
Струм, А	64,37	66,15	69,21	72,67	31,08	34,43	39,67	40,71	34,56	31,99	27,85

Як видно з отриманих результатів, найменшими будуть завантаження ділянок між вузлами 4-5, 9-10 та 10-11. Тому можна для даного режиму роботи ЛЕС оптимальним місцем секціонування має буде одна з цих ліній, але експериментальні розрахунки вказують на те, що найменші втрати потужності в мережі будуть при розмиканні лінії 5-6. З цього можна зробити висновок, що при підключенні ДРГ, потужність яких значно перевищує навантаження в мережі, визначення оптимального місця секціонування виключно числовим методом не є достовірним. Параметри режиму при оптимальному секціонуванні вказані в табл. 2.18 – табл. 2.19.

Втрати активної потужності в мережі секціонованій в гілці 5-6 становлять 27,48 кВт, втрати реактивної потужності 35,19 кВАр. На рис. 2.13 показана графічна модель оптимально секціонованої мережі.

Точка розмикання кільцевої ділянки розподільних електричних мереж з умов забезпечення надійності схеми може не співпадати з точкою оптимального поточкорозділу за критерієм мінімуму втрат потужності, яка до того ж може змінюватися в залежності від навантаження у вузлах. Підтримувати потоки потужності в ЛЕС, які відповідають оптимальній точці поточкорозділу за критерієм мінімуму втрат потужності, можливо малими ГЕС.

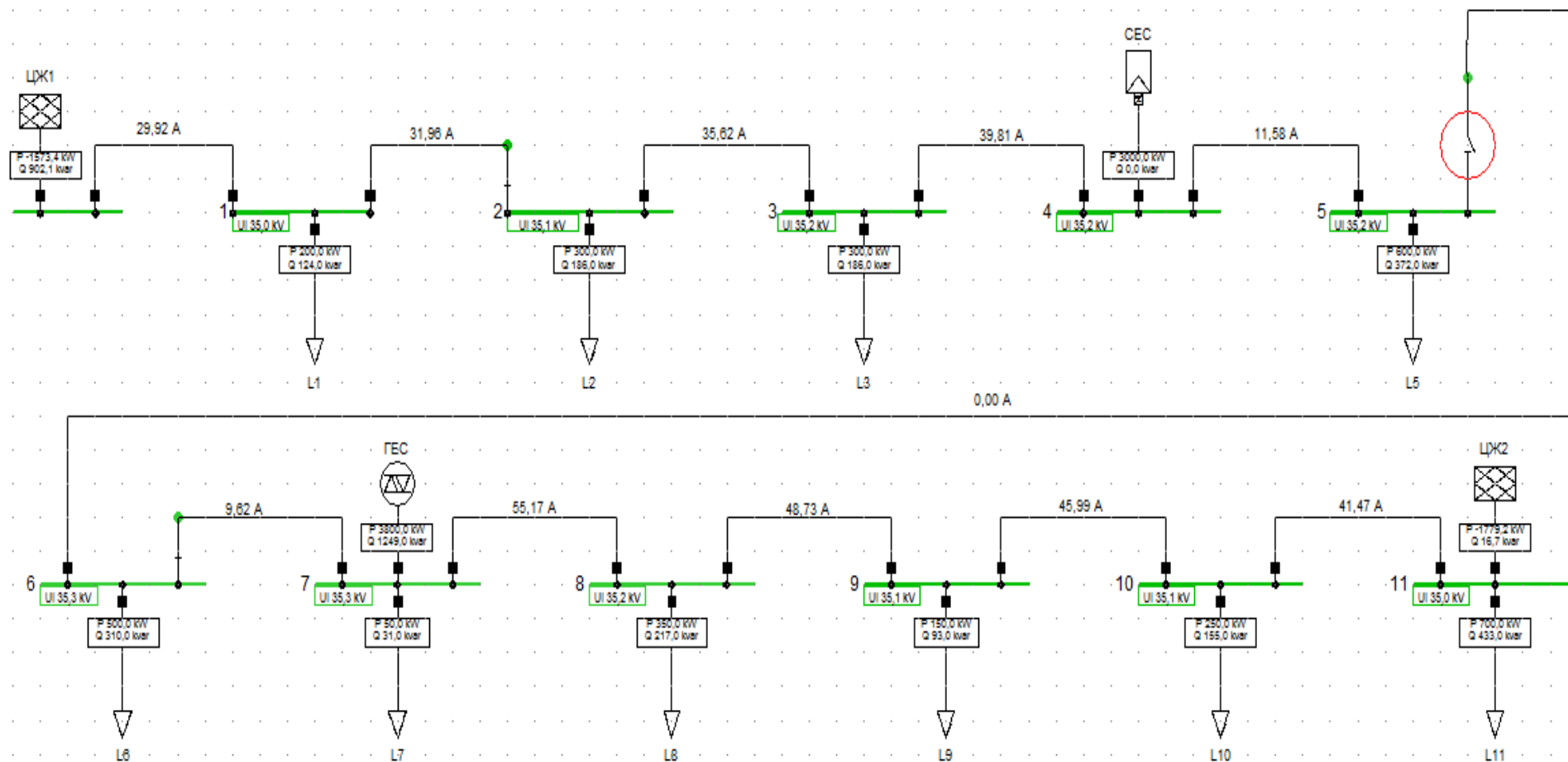


Рисунок 2.13 – Оптимально секціонована мережа з генерацією 4000 кВА від ГЕС

Регулювання потужності малих ГЕС здійснюється за незмінної схеми ЛЕС. Значення потужностей ГЕС визначаються і задаються такими, що вони мають забезпечити потоки потужності, які відповідають оптимальній точці потокорозділу, розрахованій за критерієм мінімуму втрат потужності. Тобто, реальна точка розмикання електричної мережі не змінюється, а потоки потужності за таких умов відповідають розрахунковій оптимальній точці потокорозділу. Цим забезпечується надійність електропостачання за мінімальних втрат електроенергії під час її передавання.

2.4 Аналіз показників балансової надійності електричних мереж

Одним з основних шляхів забезпечення балансової надійності є резервування. Тому питання визначення необхідного рівня резерву, в умовах впровадження відновлювальних джерел електроенергії, генерування яких є нестабільним, особливо важливе. Задача визначення оптимальної потужності резерву ЛЕС незалежно від принципів керування повинна відповідати мінімуму приведених затрат на підтримання потужності резерву та враховувати затрати, що будуть компенсуватись в разі незабезпечення балансової надійності споживачів ЛЕС.

Розглянемо показники балансової надійності на прикладах систем з інтегрованою СЕС. Особливістю СЕС є те, що їх режим роботи залежить від природних умов та змін сезонів року і, як наслідок, тривалості світлового дня. Тому пропонується такі особливості враховувати шляхом аналізу статистичних даних, накопичених завдяки широкому застосуванню автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ).Ця система містить комплекс технічних, алгоритмічних, математичних та програмних засобів. Однією з функцій АСКОЕ є накопичення та зберігання даних про споживання електроенергії в базах даних. Основний економічний ефект від впровадження АСКОЕ полягає в тому, що зменшується плата за споживану електроенергію та потужність, а для енергопостачальних компаній в часи зниження максимумів споживання – в зменшенні капіталовкладень на збільшення генерованої потужності.

На рис. 2.14, як приклад, наведено результати аналізу статистичних даних добової потужності генерування електроенергії СЕС та потужності навантаження протягом року в розрізі кожної доби в проміжок часу 12:30–13:00 для підстанції «Ямпіль 110/10 кВ».

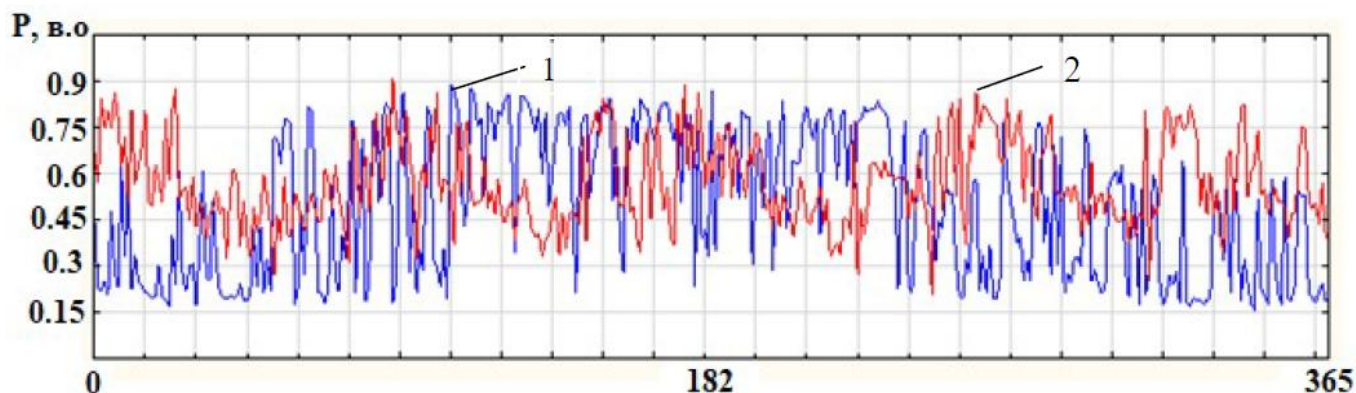


Рисунок 2.14 – Зміна потужності генерування СЕС (1) та навантаження (2) протягом року в заданий проміжок часу доби

Річний графік генерування свідчить про невисоку здатність СЕС самостійно покривати графік навантаження протягом всього року. На рис. 2.15 для розглядуваного прикладу наведені характерні значення потужностей генерування $P_{\text{ген}}$ навантаження $P_{\text{нав}}$ та повторюваність цих значень протягом року у відносних одиницях. Відносні значення генерування на рис. 2.15, а приведені до установленної потужності СЕС, а навантаження на рис. 2.15, б приведені до його максимального значення. На гістограмах наявні декілька мод у вибірці, що свідчить про полімодальність процесу генерування СЕС навіть в межах одного сезону. Така полімодальність обумовлена зміною метеорологічних умов у місці розташування електростанції.

Зрозуміло, що у випадку використання СЕС як основного джерела електропостачання, доцільно говорити лише про певну ймовірність забезпечення балансової надійності як окремого споживача, так і ЛЕС в цілому. Виходячи з цього, виникає задача визначення потужності, яку має забезпечувати джерело резерву.

Таким джерелом можуть бути джерела централізованого електропостачання або накопичувачі електроенергії.

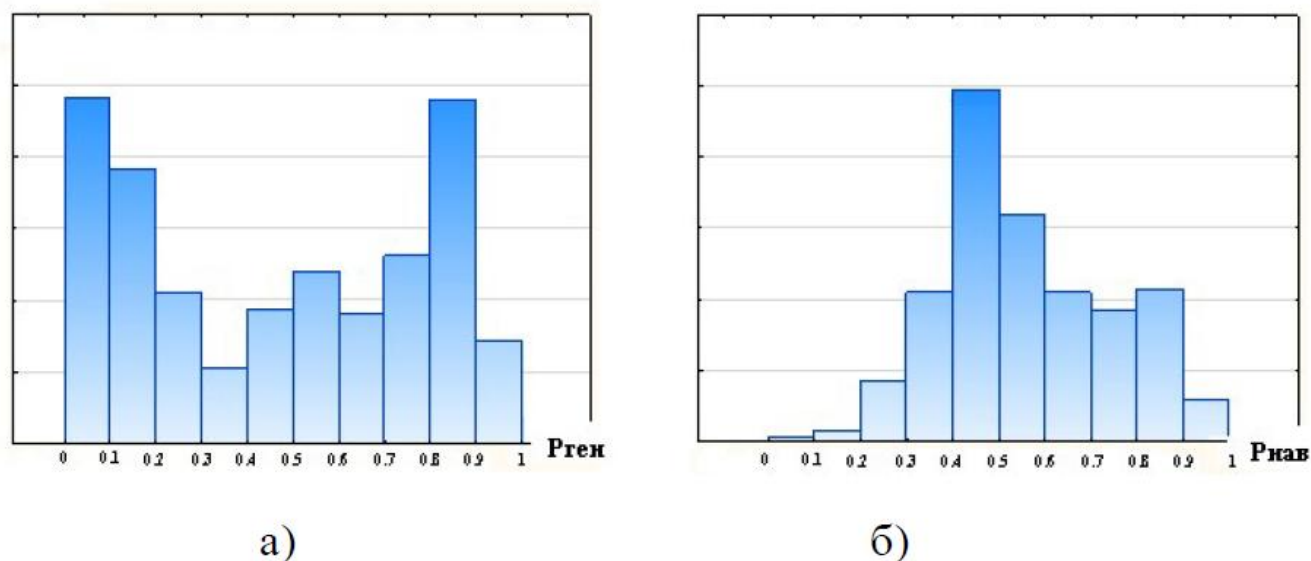


Рисунок 2.15 – Гістограми густин потужності генерування ФЕС (а) та потужності навантаження (б)

В основі розрахунків балансу і режимів електроспоживання лежать добові графіки навантаження. Відомо, що графіки навантаження окремих споживачів відрізняються за формою внаслідок специфіки режиму споживання електроенергії, наприклад, багатозмінні промислові підприємства, тягове навантаження, комунально-побутові навантаження. При підсумовуванні графіків навантаження окремих споживачів ці особливості усереднюються, формуючи узагальнений графік навантаження енергосистеми. Відповідно до нього встановлюються режими роботи генеруючих станцій. Підвищення питомої ваги житлово-комунальних та сільськогосподарських навантажень, скорочення нічних змін призводить до розуцільнення графіків. Підвищення питомої ваги безперервних виробництв, поліпшення завантаження обладнання призводить до ущільнення графіків. Якість графіка навантаження визначається можливістю енергосистеми забезпечити цей графік. Кожна енергосистема має свої особливості, обумовлені кліматичними факторами, електроспоживання балансується в промисловості, можливостями

регулювання енергосистемою добового графіка з метою більш рівномірного розподілу навантаження протягом доби.

У роботі енергосистеми, з точки зору режимів, найбільш складними є години проходження максимумів навантаження, оскільки для її покриття потрібне збільшення обсягів генерації, спостерігається максимальна завантаженість транзитних ліній і трансформаторів. У покритті навантаження енергосистеми постійну величину генерації підтримують АЕС завдяки своїй великій інерційності, більш маневреними є ТЕС і ГЕС. Електростанції, що використовують альтернативні (поновлювані) джерела електроенергії, мають мінливий характер генерації, що створює значні труднощі при формуванні планів добових обсягів генерації.

На підставі паспортних даних сонячних батарей проведено аналіз сезонної ефективності роботи сонячних електростанцій на території України протягом доби (без урахування переведення часу на літній та зимовий). Результати аналізу наведені у вигляді графіка на рис. 2.16.

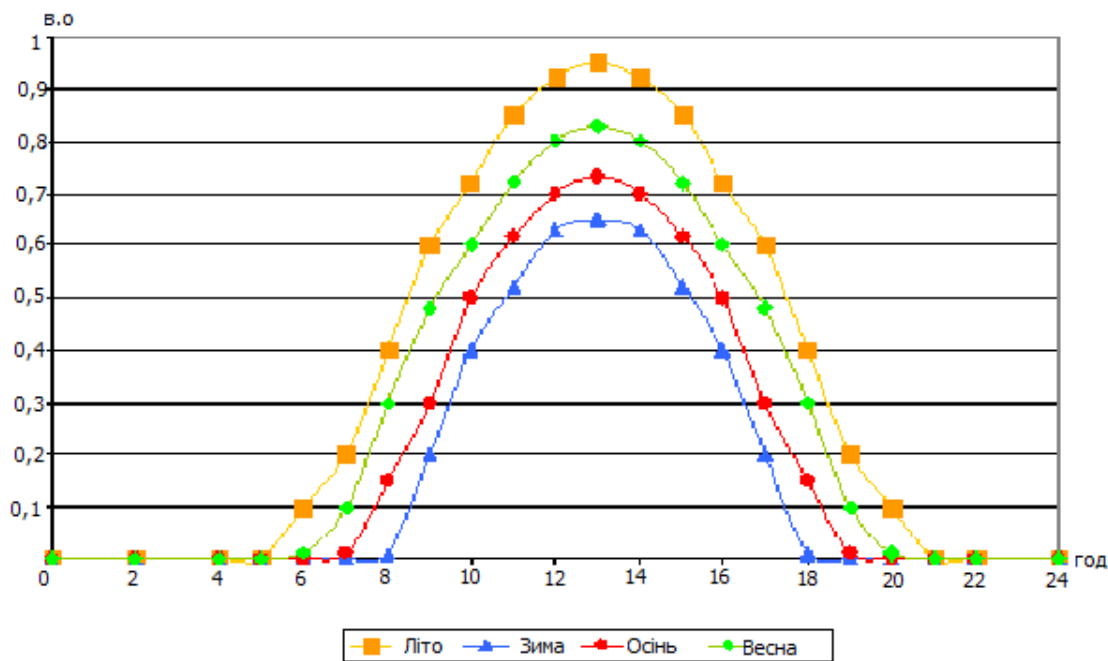


Рисунок 2.16 – Графік роботи сонячних електростанцій

Для оцінки режимів роботи енергосистеми були використані миттєві значення споживаної активної потужності в МВт за кожну годину протягом доби.

Для кожного сезону розглянуті дані за третю середу грудня 2011 року, квітня 2012 року, червня 2012 року і жовтня 2012 року, оскільки вони найбільш повно характеризують роботу енергосистеми. На підставі величин споживаної активної потужності були сформовані узагальнені сезонні добові графіки (без урахування переведення часу на літній і зимовий), наведені на рис. 2.17.

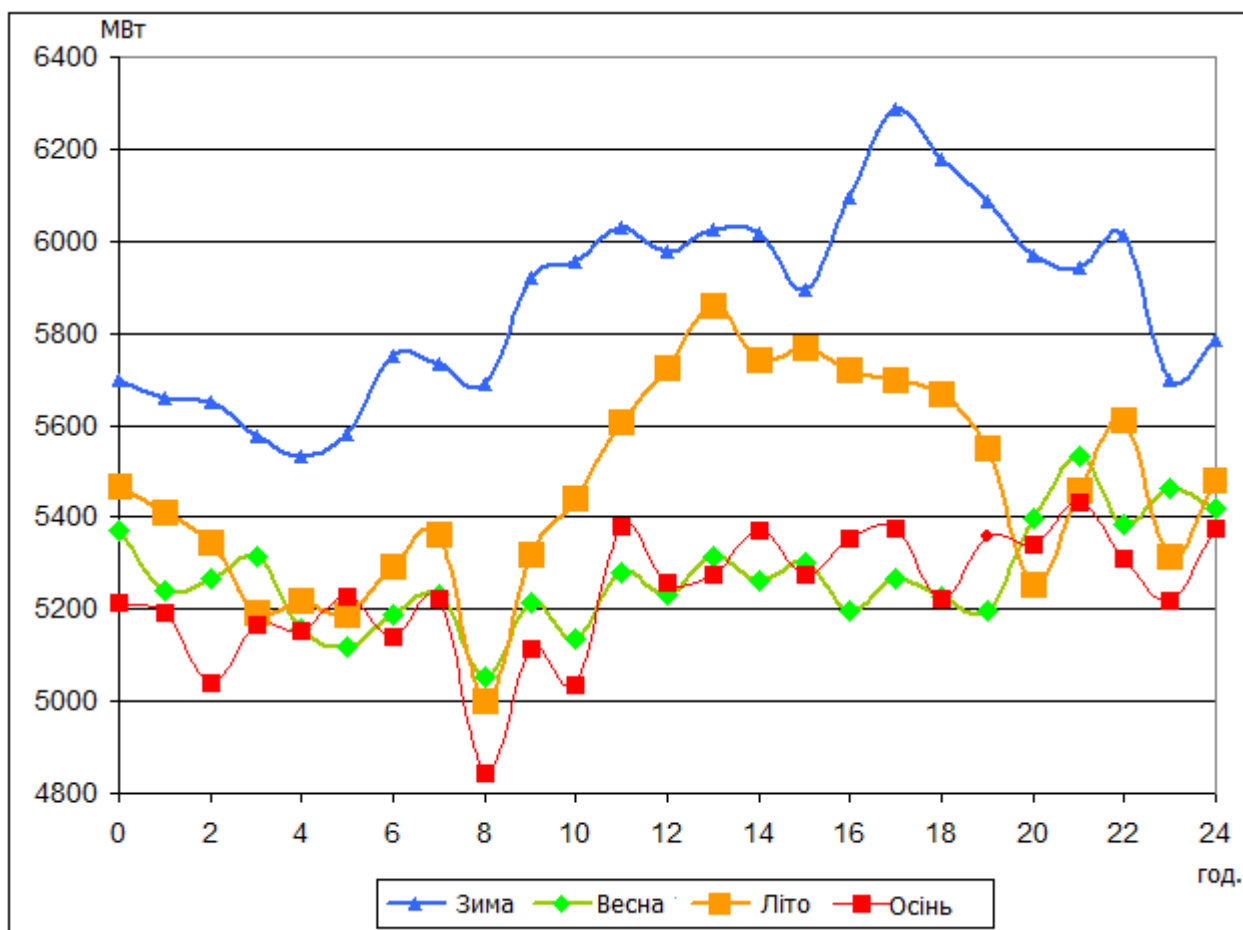


Рисунок 2.17 – Графік споживання енергосистемою активної потужності

Аналіз наведених графіків навантаження енергосистеми і генерації сонячних електростанцій показав, що: в зимовий час споживання енергосистеми максимальне, а генерація сонячних електростанцій мінімальна і не може брати участь у покритті вечірнього максимуму навантаження енергосистеми; в весняний і осінній періоди споживання енергосистеми не має чітко вираженого піку, генерація сонячних електростанцій може досягати 75-85% від номінальної і брати участь в покритті денного напівпіку навантаження, але в вечірній максимум споживання генерація

сонячних електростанцій вже нульова; літній період характерний наявністю чітко вираженого денного максимуму споживання енергосистеми, який повністю збігається з максимумом генерації сонячних електростанцій.

Основною проблемою використання сонячних електростанцій є зниження продуктивності в похмуру погоду. Оскільки ККД фотоелектричних електростанцій в похмуру погоду може знижуватися до 20%, для недопущення виникнення дефіциту активної потужності виникає необхідність резервування за рахунок ТЕС, ГЕС, ГАЕС або накопичувачів енергії.

Розглянемо миттєве зниження генерації внаслідок погіршення погодних умов на прикладі однієї з найпотужніших на території України сонячних електростанцій «Охотникове» з встановленою потужністю 80 МВт.

Величина необхідного резерву потужності СЕС становить, МВт:

$$P_{пра} = P_{вст} \cdot k_{ee} \cdot 0,2 = 80 \cdot 0,95 \cdot 0,2 = 15,2$$

$$P_{пре} = P_{вст} \cdot k_{ee} - P_{пра} = 80 \cdot 0,95 - 15,2 = 60,8$$

де $P_{пра}$, МВт – розрахункове значення максимальної потужності, що генерується СЕС за максимально похмурої погоди;

$P_{вст} = 80$, МВт – встановлена потужність електростанції;

$k_{ee} = 0,95$, в.о. – коефіцієнт ефективності для максимуму річного періоду;

0,2 в.о. – ККД сонячної електростанції за максимально похмурої погоди.

Проведені розрахунки показали, що максимальна величина необхідного резерву генерації для сонячної електростанції «Охотникове» становить 60,8 МВт. При відсутності електрично близьких джерел резервної генерації, різке зниження генерації в обсязі 60,8 МВт призведе до значної посадці напруги в районі та можливого відключення частини споживачів. Установка сонячних електростанцій найбільш «корисна» в електрично віддалених від джерел генерації районах, оскільки дозволяє розвантажити транзитні магістралі в денний час протягом року, але залишає невирішеними питання резервування. При проектуванні сонячних електростанцій необхідно враховувати можливі миттєві зниження генерації і

передбачати наявність резервів в обсязі не менше 76% від максимальної генерації СЕС.

Висновки до розділу 2

Проведене моделювання та натурні експерименти дозволили дати оцінку впливу ВДЕ на режимну і балансову надійності і мають бути враховані під час виконання розрахунків режимів розподільних електричних мереж. Складність врахування особливостей ВДЕ вимагає розробки спеціалізованих програмних продуктів, що дозволило б їх використання інженерно-технічним персоналом. Важливим в досягненні ефективного використання ВДЕ є правильний вибір місця секціонування електричної мережі та встановленої потужності. Оптимізація схем приєднання розосереджених джерел електроенергії до електричної мережі зі співмірною сукупною потужністю навантаження повинна здійснюватися з врахуванням залежності режимів роботи РДЕ від природних умов та параметрів режиму розподільних електричних мереж.

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

Для підвищення техніко-економічної ефективності сумісної експлуатації розосереджених джерел електроенергії і розподільних електричних мереж необхідно розв'язати ряд задач, що дозволить збільшити виробництво електроенергії ВДЕ, зменшити втрати електроенергії в розподільних електричних мережах, покращити якість і надійність електропостачання споживачів.

3 МОДЕЛЮВАННЯ ТА АНАЛІЗ СТАНУ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ З ДЖЕРЕЛАМИ РОЗПОДІЛЕНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ НА ПРИКЛАДІ СКАДОВСЬКИХ РАЙОННИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

3.1 Коротка характеристика Скадовських РЕМ

Сонячна електростанція споруджена між с. Більшовик та с. Лазурне Скадовського району Херсонської області, що наочно показано на рис 3.1. Максимальна генеруюча електрична потужність становить 18 МВт.



Рисунок 3.1 – Карта схема електричних мереж 35-150 кВ та місце розміщення СЕС

Скорочена характеристика обладнання СЕС

- Кількість сонячних модулів встановлених на СЕС становить 75000 шт.;
 - Кількість інверторів постійного струму в змінний 72 шт.;
 - Пікова потужність одного модуля становить 240 Вт;
 - Пікова потужність одного інвертора становить 250 кВт;
 - Видача потужності планується здійснюватися з $\cos \phi = 1$;
 - Нічний обсяг генерації дорівнює «0»;
 - Нічний обсяг споживання – 15-20 кВт (3 кВт інверторне обладнання станції, освітлення території, власні потреби станції тощо);
 - Орієнтовний час роботи станції: зима (9:00 – 15:00), літо (5:30 – 18:30).
- Середньоденний графік видачі обсягів потужності СЕС за місяцями наведений на рис. 3.2.

Обсяги видачі потужності СЕС, МВт/год.

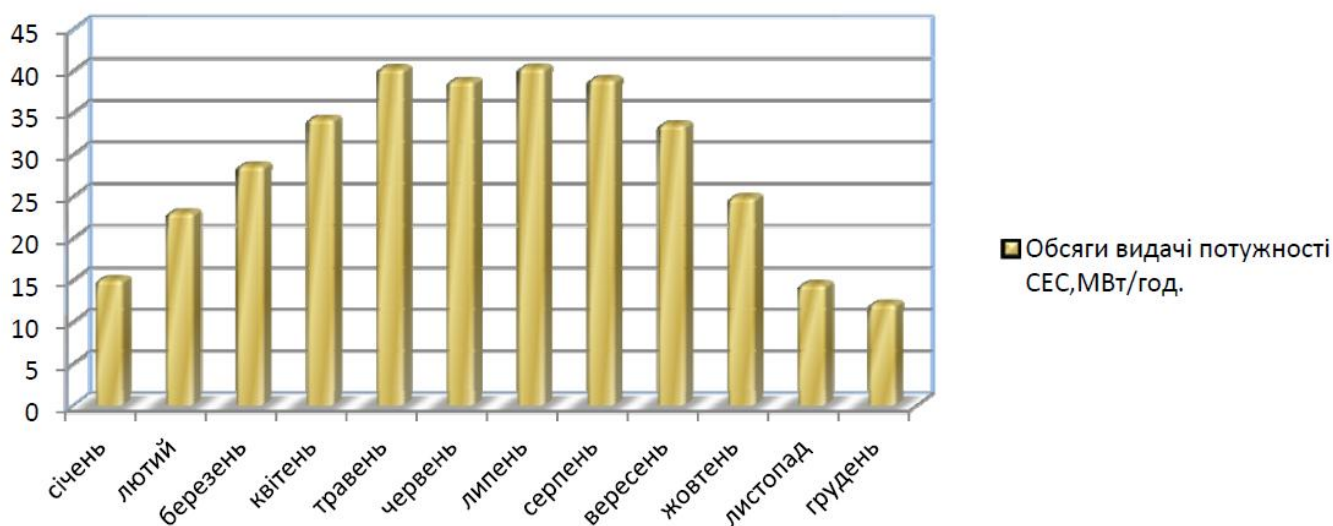


Рисунок 3.2 – Середньоденний графік обсягів видачі потужності СЕС за місяцями

Інтенсифікація розвитку альтернативної енергетики, що спостерігається в останній час, обумовлена державною політикою сприяння розвитку альтернативних джерел енергії (зміни до Закону України «Про електроенергетику» від 01.04.2009 щодо «зеленого» тарифу).

Основними джерелами живлення розподільчої мережі 35 кВ району розміщення СЕС є ПС 150 кВ «Виноградово» та «Чулаковська».

На ПС 150 кВ «Виноградово» встановлено два трансформатори 150/35/10 кВ потужністю 40 МВА кожний. До електричних мереж ПС «Виноградово» приєднана за допомогою ПЛ 150 кВ (провід АС-185, 41,8 км) до ВРУ 150 кВ ПС «КГПП» та ПЛ 150 кВ (провід АС-150, 56,7 км) до ВРУ 150 кВ ПС «Чулаковська».

На ПС 150 кВ «Чулаковська» встановлено два трансформатори 150/35/10 кВ потужністю 25 МВА кожний. До електричних мереж ПС «Чулаковська» приєднана за допомогою ПЛ 150 кВ (провід АС-150, 64,4 км) до ВРУ 150 кВ «Цюрупинська» та до ВРУ 150 кВ ПС «Виноградово».

Від підстанцій «Виноградово» та «Чулаковська» отримують живлення ряд підстанцій розподільчої мережі 35 кВ, такі як:

- ПС 35/10 кВ «Берегова» з двома трансформаторами 2,5 МВА кожний. Підстанція з'єднана з підстанціями «Грушевка» (провід АС-120, 9,87 км) та «Приморська» (провід АС-120, 11,5 км). РУ 35 кВ підстанції виконана за схемою «місток з вимикачами в колах трансформаторів» (35-4);

- ПС 35/10 кВ «Бехтери» з двома трансформаторами 2,5 МВА кожний. Підстанція з'єднана з ПС 150 кВ «Чулаковська» (провід АС-150, 2×10,2 км) та ПС 35 кВ «Залізний Порт» (провід АС-150, 17,5 км). РУ 35 кВ підстанції виконана за нетиповою схемою близькою до «одна робоча, секціонована вимикачем, система шин» (35-4) ;

- ПС 35/10 кВ «Більшовик» з одним трансформатором 2,5 МВА. Підстанція приєднана відгалуженням (провід АС-150, 1,2 км) до ПЛ 35 кВ Залізний Порт – Молодіжна. РУ 35 кВ підстанції виконана за схемою «блок лінія – трансформатор з вимикачем»;

- ПС 35/0,4 кВ «Геолог» з одним трансформатором 0,63 МВА. Підстанція приєднана відгалуженням (провід АС-150, 3,6 км) до ПЛ 35 кВ Залізний Порт – Молодіжна. РУ 35 кВ підстанції виконана за схемою «блок лінія – трансформатор з вимикачем»;

– ПС 35/10 кВ «Грушівка» з трансформаторами 2,5 та 1,6 МВА. Підстанція з'єднана з підстанціями «Берегова» (провід АС-120, 9,87 км) та «Таврія» (провід АС-120, 14,3 км). РУ 35 кВ підстанції виконана за нетиповою схемою;

– ПС 35/10 кВ «Долматівка» з трансформаторами 4 та 2,5 МВА. Підстанція з'єднана з підстанціями «Сов. Азербайджан» (провід АС-95, 8,5 км), «Михайлівка» (провід АС-120, 18,5 км) та «Чулаковська» (провід АС-150, 18,5 км). РУ 35 кВ підстанції виконана за нетиповою схемою;

– ПС 35/10 кВ «Залізний Порт» з двома трансформаторами 6,3 МВА кожний. Підстанція з'єднана з підстанціями «Молодіжна» (провід АС-150, 22,1 км), «Бехтери» (провід АС-150, 17,5 км) та «Сов. Азербайджан» (провід АС-95, 23,3 км). Секційний вимикач на підстанції в нормальному режимі вимкнений. РУ 35 кВ підстанції виконана за нетиповою схемою близькою до схеми «одна робоча секціонована вимикачем, система шин» (35-5);

– ПС 35/10 кВ «Красна» з двома трансформаторами 4 МВА кожний. Підстанція з'єднана з підстанціями «Новоросійська» (провід АС-150, 12,8 км), «Новомиколаївка» (провід АС-150, 14,6 км) та «Скадовськ» (провід АС-150, 14,5 км). РУ 35 кВ підстанції виконана за нетиповою схемою близькою до схеми «одна робоча секціонована вимикачем, система шин» (35-5);

– ПС 35/10 кВ «Михайлівка» з одним трансформатором 2,5 МВА. Підстанція з'єднана з підстанціями «Долматівка» (провід АС-120, 18,5 км) та «Новомиколаївка» (провід АС-120, 3,4 км). РУ 35 кВ підстанції виконана за схемою близькою до схеми «блок лінія – трансформатор з роз'єднувачем»;

– ПС 35/10 кВ «Молодіжна» з трансформаторами 6,3 та 2,5 МВА. Підстанція з'єднана з підстанціями «Новоросійська» (провід АС-150, 9,7 км) та «Залізний Порт» (провід АС-150, 22,1 км). ПЛ 35 кВ Молодіжна – Залізний Порт в нормальному стані заведена під АВР та відключена зі сторони ПС «Молодіжна». РУ 35 кВ підстанції виконана за схемою близькою до схеми «місток з вимикачами в колах трансформаторів» (35-4);

– ПС 35/10 кВ «Морська» з двома трансформаторами 4 МВА кожний. Підстанція з'єднана з підстанцією «Скадовськ» (провід АС-120, 1 км) та ПС 150 кВ

«Виноградово» ». РУ 35 кВ підстанції виконана за схемою близькою до схеми «місток з вимикачами в колах трансформаторів» (35-4);

– ПС 35/10 кВ «Новомиколаївка» з трансформаторами 2,5 та 4 МВА. Підстанція з'єднана з підстанціями «Красна» (провід АС-150, 14,6 км), «Михайлівка» (провід АС-120, 3,4 км) та ПС 150 кВ «Виноградово» (провід АС-120, 21,6 км). ПЛ 35 кВ НС-319 – Новомиколаївка знаходиться в вимкненому стані. РУ 35 кВ підстанції виконана за нетиповою схемою близькою до схеми «одна робоча секціонована вимикачем, система шин»;

– ПС 35/10 кВ «Новоросійська» з трансформаторами 2,5 та 4 МВА. Підстанція з'єднана з підстанціями «Молодіжна» (провід АС-150, 9,7 км) та «Красна» (провід АС-150, 12,8 км). РУ 35 кВ підстанції виконана за схемою «місток з вимикачами в колах трансформаторів» (35-4);

– ПС 35/0,4 кВ «Озерна» з двома трансформаторами 1 МВА. Підстанція приєднана відгалуженням (провід АС-120, 0,2 км) до ПЛ 35 кВ Скадовськ – Приморська. РУ 35 кВ підстанції виконано за нетиповою схемою;

– ПС 35/10 кВ «Приморська» з трансформаторами 2,5 та 4 МВА. Підстанція з'єднана з підстанціями «Берегова» (провід АС-120, 11,5 км), «Морська» (провід АС-120, 0,99 км) та «Скадовськ» (провід АС-120, 27,9 км). РУ 35 кВ підстанції виконана за схемою «місток з вимикачами в колах трансформаторів» (35-4);

– ПС «35/10 кВ «Скадовськ» з трансформаторами 2,5 та 4 МВА. Підстанція з'єднана з підстанціями «Приморська» (провід АС-120, 27,9 км) та «Красна» (провід АС-150, 14,5 км). РУ 35 кВ підстанції виконана за нетиповою схемою;

– ПС 35/10 кВ «Сов. Азербайджан» з двома трансформаторами 2,5 МВА кожний. Підстанція з'єднана з підстанцією «Залізний Порт» (провід АС-95, 23,3 км) та «Долматівка» (провід АС-95, 8,5 км). РУ 35 кВ підстанції виконана за схемою «місток з вимикачами в колах трансформаторів» (35-4);

– ПС 35/10 кВ «Таврія» з трансформаторами 2,5 та 4 МВА. Підстанція приєднана відгалуженням (провід АС-120, 0,2 км) до ПЛ 35 кВ Виноградово – Грушевка та відгалуженням (провід АС-95, 4 км) до ПЛ 35 кВ Виноградово –

Морська. РУ 35 кВ підстанції виконана за нетиповою схемою близькою до схеми «місток»;

– ПС 35/10 кВ «Широке» з одним трансформатором 2,5 МВА. Підстанція приєднана до секції шин 35 кВ ПС 35 кВ «НС-312» (провід АС-120, 14,5). РУ 35 кВ підстанції виконана за нетиповою схемою.

Тобто живлення споживачів району в основному здійснюється від РУ низької напруги підстанцій 35 кВ. В основному це підстанції з двома трансформаторами, рідше з одним трансформатором. Потужність трансформаторів варіюється від 630 кВА до 10 000 кВА. Повітряні лінії, які утворюють розгалужену мережу 35 кВ регіону, в більшості виконані проводом АС-120 та АС-150 в одноланцюговому виконанні.

Лінії розімкнені та заведені під АВР в кінці лінії. Так, наприклад, ПЛ 35 кВ Бехтери – З.Порт – Молодіжна, виконана проводом АС-150, має довжину 22,1 км, заведена під АВР на шинах підстанції «Молодіжна». ПЛ 35 кВ Чулаковська – Долматівка – Сов. Азербайджан – З.Порт, яка виконана проводом АС-150 довжиною 18,5 км (Чулаковська – Долматівка) та АС-95 довжиною 31,8 км, заходить на другу секцію шин ПС «З.Порт». Як зазначалося вище, перша та друга секції шин з'єднані секційним вимикачем, який в нормальному режимі вимкнений.

Регіон характеризується великою кількістю насосних станцій, до яких не приєднують нових споживачів, тобто навантаження живлячих їх підстанцій з часом не збільшується. Насосні підстанції 35 кВ в більшості однотрансформаторні з трансформаторами 35/0,4 кВ потужністю від 630 кВА до 2500 кВА.

3.2 Аналіз режиму літнього мінімуму навантаження

Розрахунок режиму літнього мінімуму навантаження діючої мережі Скадовських електричних мереж виконано в програмному середовищі PowerFactory. Принципова схема зображена на рис. 3.3.

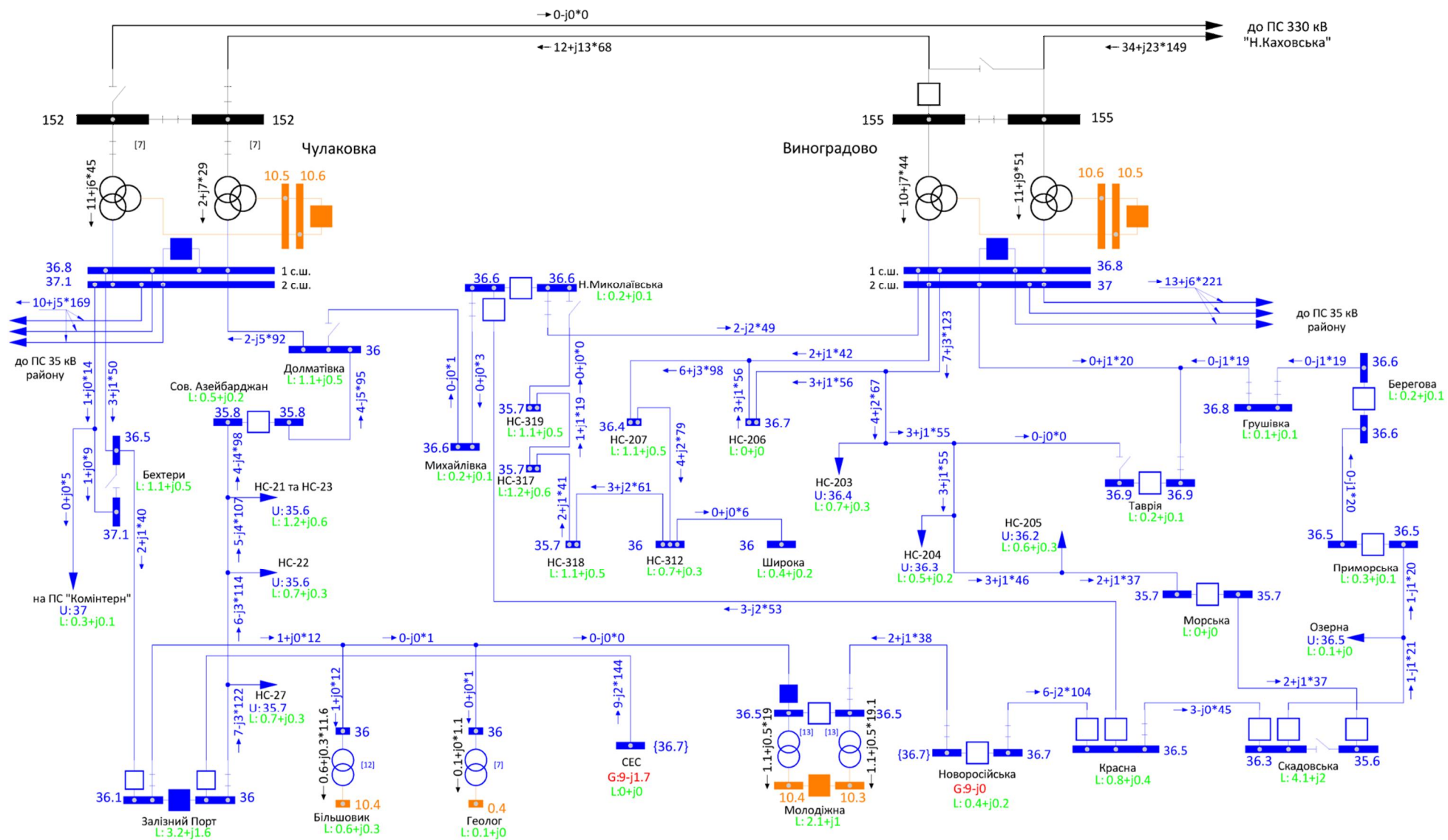


Рисунок 3.3 – Режим мінімальних літніх навантажень 2017 року

Навантаження підстанцій в режимі літнього мінімуму вказані в табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Номінальні напруги та рівень навантаження підстанцій станом на 2017 рік

№	Клас напруги	Назва	$S_{\text{ном, TP}}$, МВА	$S_{\text{нав}}$, МВА
1	35 кВ	Берегова	2х2,5	0,21
2	35 кВ	Бехтери	2х2,5	1,18
3	35 кВ	Більшовик	2,5	0,71
4	35 кВ	Геолог	0,63	0,06
5	35 кВ	Грушівка	2,5 та 1,6	0,12
6	35 кВ	Долматівка	4 та 2,5	1,21
7	35 кВ	Зал. Порт	6,3 та 10	3,60
8	35 кВ	Красна	2х4	0,90
9	35 кВ	Михайлівка	2,5	0,21
10	35 кВ	Молодіжна	2,5 та 6,3	2,37
11	35 кВ	Морська	2х4	0,01
12	35 кВ	Н. Миколаївка	2,5 та 4	0,24
13	35 кВ	Н. Російська	2,5 та 4	0,45
14	35 кВ	Озерна	2х1	0,00
15	35 кВ	Приморська	2,5 та 4	0,30
16	35 кВ	Скадовськ	10, 6,3 та 10	4,60
17	35 кВ	Сов. Азербайджан	2х2,5	0,54
18	35 кВ	Таврія	2,5 та 4	0,16
19	35 кВ	Широке	2,5	0,40
20	35 кВ	НС 21	1	0,42
21	35 кВ	НС 22	0,63	0,79
22	35 кВ	НС 23	1	0,91
23	35 кВ	НС 27	1	0,79
24	35 кВ	НС 203	1	0,79
25	35 кВ	НС 204	0,63	0,55
26	35 кВ	НС 205	1	0,61
27	35 кВ	НС 206	1	резерв
28	35 кВ	НС 207	2,5 та 1,6	1,21
29	35 кВ	НС 312	1 та 1,6	0,79
30	35 кВ	НС 317	1,6	1,33
31	35 кВ	НС 318	2х1	резерв
32	35 кВ	НС 319	1	1,21

В заданій схемі використовуються наступні типи проводів: АС-95, АС-120 та АС -150. Всі параметри схеми заміщення проводів та кабелів занесені в табл. 3.2.

Таблиця 3.2 – Погонні параметри схеми заміщення ліній

Марка проводу	Активний опір, Ом/км	Реактивний опір, Ом/км	Реактивна провідність, мкСм/км
АС-95	0,32	0,397	3,35
АС-120	0,25	0,391	3,43
АС-150	0,21	0,378	3,52

В результаті розрахунку усталеного режиму в програмному середовищі PowerFactory було отримано рівні напруг в пунктах, струми та потужності в лініях, коефіцієнти завантаження ліній по допустимому струму, сумарні втрати активної та реактивної потужності. В розрізі інтеграції СЕС в розподільну мережу найбільш вагомим параметром розрахунку режиму є рівень напруг на шинах підстанцій. Рівні напруг в усіх вузлах схеми вказано в табл. 3.3.

Таблиця 3.3 – Рівні напруг у вузлах розподільної мережі

Назва пункту(КТП, ТП, ЗТП)	Рівень напруги, кВ	Рівень напруги, в.о.
1	2	3
Берегова	35,91	1,026
	35,91	1,026
Бехтери	36,64	1,047
	37,28	1,067
Більшовик	38,54	1,101
Геолог	38,76	1,107
Грушівка	36,5	1,043
Долматівка	35,57	1,016
Зал. Порт	38,43	1,098
	33,55	0,959
Красна	34,8	0,998
Молодіжна	34,26	0,979
	34,26	0,979

Продовження таблиці 3.3

1	2	3
Михайлівка	36,76	1,05
Морська	36,47	1,042
Н. Миколаївка	36,76	1,05
	36,76	1,05
Н. Російська	34,45	0,984
	34,45	0,984
Озерна	резерв	резерв
Приморська	35,24	1,007
	35,24	1,007
Скадовськ	35,19	1,005
	36,45	1,041
Сов. Азербайджан	34,97	0,999
	34,97	0,999
Таврія	36,75	1,05
	36,75	1,05
Широке	36,4	1,04
ПС СЕС	39,03	1,115

Як бачимо з даних розрахунків, рівні напруг на шинах підстанцій «Більшовик», «Геолог», «Залізний порт» та «ПС СЕС» значно перевищують допустимі. Для нормалізації рівнів напруг за наявності джерела некерованої генерації необхідно довантажити мережу за реактивною потужністю. Найпростішим ефективним методом вирішення даної задачі буде встановлення керованого шунтуючого реактора (КШР) безпосередньо на шини підстанції «ПС СЕС».

Дослідним шляхом було визначено необхідну потужність КШР, що забезпечує нормалізацію рівнів напруг на шинах вищевказаних підстанцій. Номінальна потужність реактора має становити не менше, ніж 6 МВАр. На вітчизняному ринку для номінальної напруги 35 кВ представлено КШР виробництва заводу «Запоріжтрансформатор» – РТК-25000/35, його принципова схема зображена на рис. 3.4.

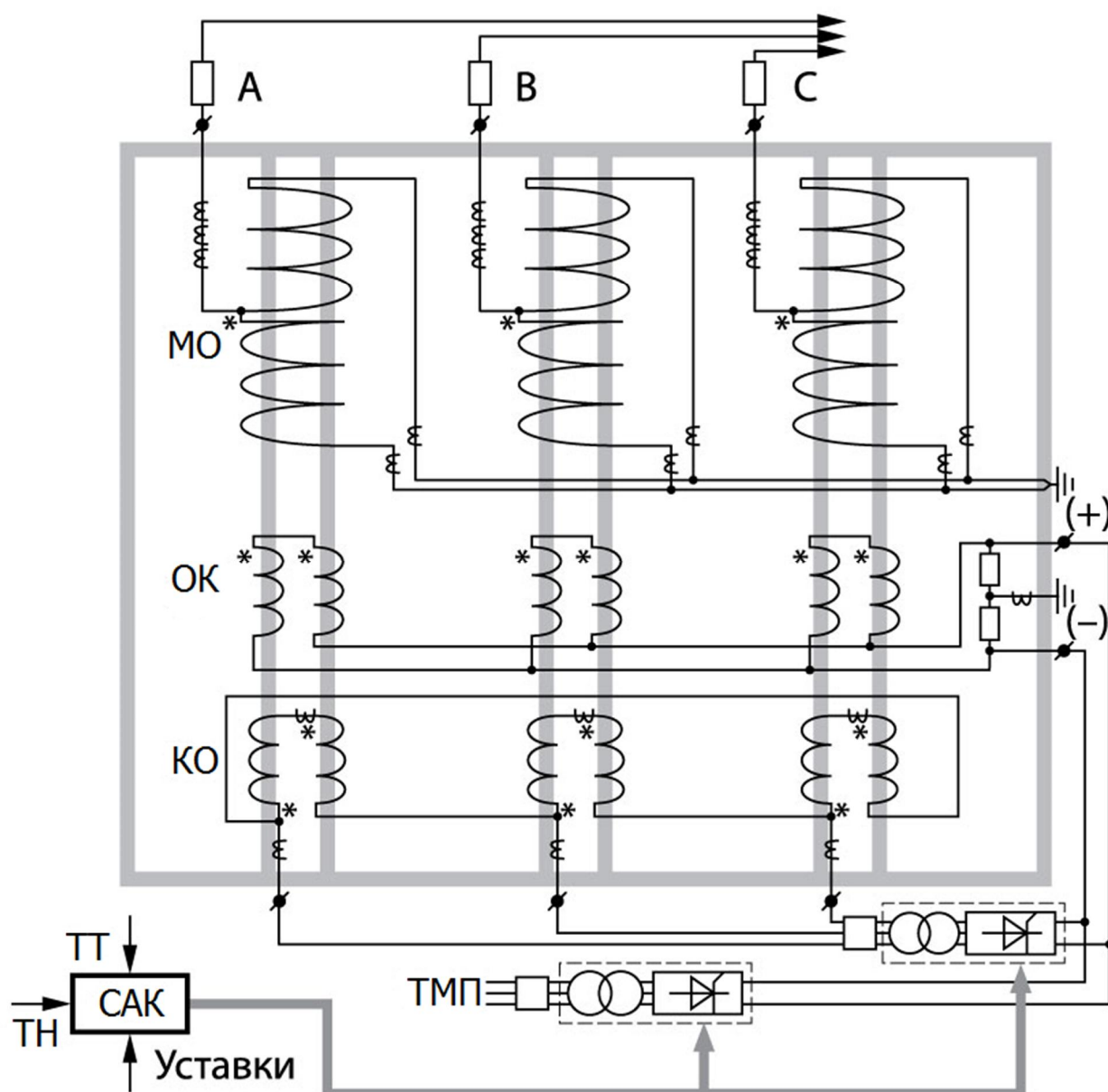


Рисунок 3.4 – Електромагнітна схема трифазного триобмоткового КШР з підмагнічуванням серії РТК (МО, ОК і КО – мережева обмотка, обмотка керування, компенсаційна обмотка реактора; ТМП – трансформатор з перетворювачем (основний і резервний); САК – система автоматичного керування; ТС, ТН - трансформатори струму і напруги.)

Кожна фаза МО виконується паралельними гілками з введенням в середину і намотується поверх вторинних обмоток з охопленням обох напівстержнів. МО з'єднується в схему «зірка з заземленою нейтраллю», підключається до шин підстанції або до лінії та забезпечує споживання реактивної потужності відповідно до заданого законом регулювання.

КО з номінальною напругою 10 кВ, поєднана в «трикутник», виконує дві основні функції: виключення з споживаного струму мережі гармонік, кратних трьом, і живлення основного трансформатора з перетворювачем, що забезпечує необхідний рівень підмагнічування магнітопроводу через ОК.

Оскільки встановлена потужність ТМП становить 1 МВА (номінальний первинний струм менше 60 А), а споживана потужність в сталому номінальному режимі не перевищує 300 кВт, КО розраховується на тривале проходження максимального струму третьої гармоніки і має зменшений переріз (якщо на КО не передбачається інше додаткове навантаження, наприклад, при можливому підключенні конденсаторної батареї).

Завдяки зустрічному включенню своїх секцій обмотка управління має еквіпотенціальні виводи (+) і (-), на яких в нормальних сталих і перехідних режимах відсутня змінна напруга від обмоток МО або КО. При закритих тиристорах основного або резервного ТМП випрямлена напруга на цих виводах ОК також відсутня, відповідно відсутній і струм підмагнічування в ОК, тому магнітна система знаходиться в ненасиченому стані, а КШР – в режимі ХХ як звичайний трансформатор. У міру відкриття тиристорів і зростання випрямленої напруги наростає струм підмагнічування в секціях ОУ, в результаті чого відбувається насичення стрижнів магнітопроводу і зростання споживаного струму реактора.

Тиристори основного ТМП (а при його профілактиці або несправності – резервного) управляються від цифрової системи автоматичного керування (САК) за обраним алгоритмом стабілізації напруги або підтримки заданого значення споживаної реактивної потужності. Для реалізації цих алгоритмів в САК подаються сигнали від трансформаторів напруги та струму, а також уставки регулювання, що задаються персоналом за вказівкою диспетчера енергосистеми. Після вибору режиму і завдання необхідних уставок втручання персоналу в автоматичну роботу реактора не потрібно.

На рис. 3.5 зображено вплив введення КШР на нормалізацію напруги шин підстанцій «Більшовик», «Геолог», «Залізний порт» та «ПС СЕС».

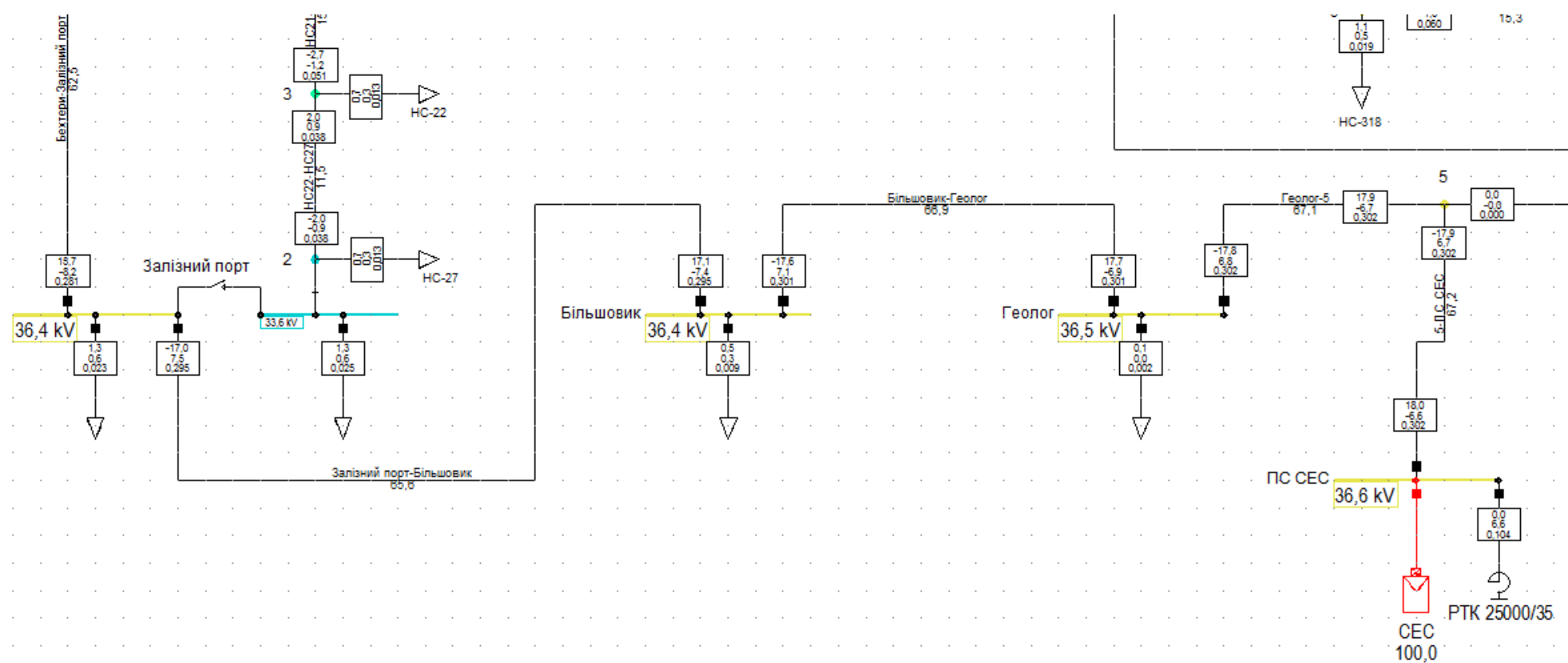


Рисунок 3.5 – Схема фрагменту мережі після встановлення КШР

Як видно з рис. 3.5 рівень напруг не перевищує допустимого. Отже можна зробити висновок про доцільність застосування КШР в якості установки компенсації реактивної потужності в межах даного об'єкту.

3.3 Аналіз післяаварійних режимів за умови літнього мінімуму навантаження

Розглянемо післяаварійний режим при відключенні одного з найбільш завантажених фідерів мережі – фідера 7. Резервування цих навантажень виконано на лінії між підстанціями «ПС СЕС» та «Молодіжна». Перший крок моделювання проведено за відсутності генерації від сонячної електростанції. Рівні напруг в післяаварійному режимі вказані в табл. 3.4.

Таблиця 3.4 – Рівні напруг в післяаварійному режимі за відсутності генерації від сонячної електростанції

Назва пункту(КТП, ТП, ЗТП)	Рівень напруги, кВ	Рівень напруги, в.о.
1	2	3
Берегова	32,66	0,933
	32,66	0,933
Бехтери	36,64	1,047
	35,85	1,024
Більшовик	34,33	0,981
Геолог	34,19	0,977
Грушівка	32,63	0,932
Долматівка	35,57	1,016
Зал. Порт	34,43	0,983
	33,55	0,959
Красна	33,14	0,947
Молодіжна	33,97	0,971
	33,97	0,971
Михайлівка	36,76	1,05
Морська	36,47	1,042
Н. Миколаївка	36,76	1,05
	36,76	1,05

Продовження таблиці 3.4

1	2	3
Н. Російська	33,59	0,96
	33,59	0,96
Озерна	резерв	резерв
Приморська	32,73	0,935
	32,73	0,935
Скадовськ	32,73	0,935
	36,45	1,041
Сов. Азербайджан	34,97	0,999
	34,97	0,999
Таврія	32,59	0,931
	32,59	0,931
Широке	36,4	1,04

В результаті розрахунку можна зробити висновок про неоптимальність параметрів даного режиму, а саме – напруги на шинах підстанцій «Берегова», «Грушівка», «Приморська», «Скадовськ» та «Таврія» нижче мінімально допустимих. Наступним кроком проведемо моделювання аналогічного режиму з введеною в роботу на максимальну потужність сонячну електростанцію. Потужність КШР знижуємо до 2 МВАр. Рівні напруг в післяаварійному режимі за максимальної генерації СЕС вказані в табл. 3.5.

Таблиця 3.5 – Рівні напруг в післяаварійному режимі за максимального рівня генерації від сонячної електростанції

Назва пункту(КТП, ТП, ЗТП)	Рівень напруги, кВ	Рівень напруги, в.о.
1	2	3
Берегова	35,33	1,009
	35,33	1,009
Бехтери	36,59	1,045
	36,64	1,047
Більшовик	36,53	1,044
Геолог	36,59	1,045
Грушівка	35,3	1,009

Продовження таблиці 3.5

1	2	3
Долматівка	35,57	1,016
Зал. Порт	36,51	1,043
	33,55	0,959
Красна	35,77	1,022
Молодіжна	36,53	1,044
	36,53	1,044
Михайлівка	36,76	1,05
Морська	36,47	1,042
Н. Миколаївка	36,76	1,05
	36,76	1,05
Н. Російська	36,18	1,034
	36,18	1,034
Озерна	резерв	резерв
Приморська	35,39	1,011
	35,39	1,011
Скадовськ	35,4	1,011
	36,45	1,041
Сов. Азербайджан	34,97	0,999
	34,97	0,999
Таврія	35,27	1,008
	35,27	1,008
Широке	36,4	1,04
ПС СЕС	36,71	1,049

За результатами моделювання бачимо, що рівень напруг на шинах всіх підстанцій знаходиться в допустимих межах. З цього можна зробити висновок про позитивний характер впливу джерел розподіленої генерації на нормалізацію рівнів напруги післяварійних відключень живлення в мережі. Тим не менш, враховуючи непостійний характер генерування та невисоку маневреність таких джерел як, наприклад, сонячні або вітрові електростанції виникає потреба в постійному регулюванні потужності. З метою обмеження перенапруг доцільно використовувати

пристрої компенсації реактивної потужності, а для забезпечення балансової стійкості – резервні високоманеврені джерела генерації.

3.4 Аналіз режиму за умови літнього максимуму навантаження та реконфігурація схеми мережі з точки зору мінімізації втрат потужності

Розрахунок режиму літнього максимуму навантаження діючої мережі Скадовських електричних мереж виконано в програмному середовищі PowerFactory. Навантаження підстанцій в режимі літнього максимуму вказані в табл. 3.6.

Таблиця 3.6 – Номінальні напруги та рівень навантаження підстанцій

№	Клас напруги	Назва	$S_{\text{ном, TP}}$, МВА	$S_{\text{нав}}$, МВА
1	2	3	4	5
1	35 кВ	Берегова	2х2,5	0,44
2	35 кВ	Бехтери	2х2,5	1,54
3	35 кВ	Більшовик	2,5	0,95
4	35 кВ	Геолог	0,63	0,10
5	35 кВ	Грушівка	2,5 та 1,6	0,28
6	35 кВ	Долматівка	4 та 2,5	1,83
7	35 кВ	Зал. Порт	6,3 та 10	4,50
8	35 кВ	Красна	2х4	1,07
9	35 кВ	Михайлівка	2,5	0,43
10	35 кВ	Молодіжна	2,5 та 6,3	3,08
11	35 кВ	Морська	2х4	0,05
12	35 кВ	Н. Миколаївка	2,5 та 4	0,48
13	35 кВ	Н. Російська	2,5 та 4	0,50
14	35 кВ	Озерна	2х1	0,00
15	35 кВ	Приморська	2,5 та 4	0,47
16	35 кВ	Скадовськ	10, 6,3 та 10	9,82
17	35 кВ	Сов. Азербайджан	2х2,5	1,07
18	35 кВ	Таврія	2,5 та 4	0,33
19	35 кВ	Широке	2,5	0,40
20	35 кВ	НС 21	1	0,42
21	35 кВ	НС 22	0,63	0,79
22	35 кВ	НС 23	1	0,91
23	35 кВ	НС 27	1	0,79
24	35 кВ	НС 203	1	0,79
25	35 кВ	НС 204	0,63	0,55
26	35 кВ	НС 205	1	0,61

Продовження таблиці 3.6

1	2	3	4	5
27	35 кВ	НС 206	1	резерв
28	35 кВ	НС 207	2,5 та 1,6	1,21
29	35 кВ	НС 312	1 та 1,6	0,79
30	35 кВ	НС 317	1,6	1,33
31	35 кВ	НС 318	2х1	1,21
32	35 кВ	НС 319	1	1,21

Рівні напруг в усіх вузлах схеми після розрахунку усталеного режиму вказано в табл. 3.7.

Таблиця 3.7 – Рівні напруг у вузлах розподільної мережі

Назва пункту(КТП, ТП, ЗТП)	Рівень напруги, кВ	Рівень напруги, в.о.
1	2	3
Берегова	34,9	0,997
	34,9	0,997
Бехтери	36,65	1,047
	37,15	1,061
Більшовик	38,22	1,092
Геолог	38,45	1,098
Грушівка	36,16	1,033
Долматівка	35,25	1,007
Зал. Порт	38,12	1,089
	32,79	0,937
Красна	32,63	0,932
Молодіжна	31,8	0,909
	31,8	0,909
Михайлівка	36,6	1,046
Морська	36,16	1,033
Н. Миколаївка	36,62	1,046
	36,62	1,046
Н. Російська	32,13	0,918
	32,13	0,918
Озерна	резерв	резерв

Продовження таблиці 3.7

1	2	3
Приморська	33,49	0,957
	33,49	0,957
Скадовськ	33,38	0,954
	36,11	1,032
Сов. Азербайджан	34,56	0,987
	34,56	0,987
Таврія	36,7	1,049
	36,7	1,049
Широке	36,46	1,042
ПС СЕС	38,72	1,106

Втрати активної потужності в мережі становлять 2,5 МВт, втрати реактивної потужності – 3,13 МВАр. Беручи до уваги те, що на шинах багатьох підстанцій рівень напруги знаходиться поза допустимими границями, а також достатньо великі втрати потужності в мережі доцільним методом оптимізації визначення нових місць секціонування. Основним критерієм даної оптимізації буде мінімізація втрат потужності в мережі.

За оптимальні місця секціонування мережі приймемо найменш завантажені ділянки за результатом розрахунку режиму в повністю замкненій схемі. Назви ділянок секціонування та струми в них вказано в табл. 3.8.

Таблиця 3.8 – Значення струмів найменш завантажених ділянок мережі

Назва лінії	Струм, А
1 – Бехтери	27,9
Чулаковська – Бехтери	37,02
Долматівка – Михайлівка	16,67
Долматівка – Сов. Азербайджан	25,37
НС206 – 11	3,77
Н. Миколаївська – Красна	20,54
Скадовська – Озерна	25,86
13 – Таврія	41,53
Красна - Скадовська	31,67

При обранні даних місць секціонування втрати активної потужності в мережі складають 541,64 кВт, а реактивної – 203,43 кВАр. Проте дана оптимізована схема не може стабільно функціонувати так як сонячна електростанція працює в острівному режимі на певну групу споживачів, які не мають прямого зв'язку з зовнішньою мережею. Такий режим роботи є недопустимим у через непостійність генерування СЕС. Отже в наступному кроці оптимізації параметр мінімізації втрат потужності стає другорядним, після задачі недопущення роботи СЕС в острівному режимі.

Очевидно, що для вирішення задачі необхідно розімкнути мережу в місцях, максимально наближених до точок потокорозподілу, але таким чином аби зберегти зв'язок всіх споживачів. Для цього вживаємо наступних заходів:

- замикаємо роз'єднувач на лінії «Чулаковська – Бехтери»;
- замикаємо роз'єднувач на лінії «1 – Бехтери»;
- замикаємо роз'єднувач на лінії «Долматівка – Михайлівка»;
- розмикаємо шинний роз'єднувач ПС «Бехтери»;
- розмикаємо шинний роз'єднувач ПС «Н. Миколаївська».

Рівні напруг на шинах підстанцій в оптимально секціонованій мережі вказано в табл. 3.9.

Таблиця 3.9 – Рівні напруг у вузлах розподільної мережі

Назва пункту(КТП, ТП, ЗТП)	Рівень напруги, кВ	Рівень напруги, в.о.
1	2	3
Берегова	36,65	1,047
	36,65	1,047
Бехтери	36,65	1,047
	36,25	1,036
Більшовик	35,63	1,018
Геолог	35,76	1,022
Грушівка	36,74	1,05
Долматівка	36,34	1,038
Зал. Порт	35,58	1,016
	35,58	1,016
Красна	35,51	1,015

Продовження таблиці 3.9

1	2	3
Молодіжна	35,79	1,023
	35,79	1,023
Михайлівка	36,22	1,035
Морська	35,63	1,018
Н. Миколаївка	36,21	1,035
	36,75	1,05
Н. Російська	35,64	1,018
	35,64	1,018
Озерна	резерв	резерв
Приморська	36,59	1,045
	36,59	1,045
Скадовськ	35,52	1,015
	35,52	1,015
Сов. Азербайджан	34,66	0,99
	34,66	0,99
Таврія	36,76	1,05
	36,76	1,05
Широке	36,46	1,042
ПС СЕС	35,97	1,028

Втрати активної потужності в оптимально секціонованій електричній мережі становлять 904,59 кВт, а реактивної – 428,47 кВАр. Ці показники майже вдвічі більші, ніж в попередньому варіанті секціонування, але втрата живлення споживачів від зовнішньої мережі є недопустимим. З даних досліджень можна зробити висновок, що критерій мінімізації втрат електричної енергії не є основним в задачі секціонування мережі з наявністю ДРГ.

Висновки до розділу 3

Аналіз моделювання режимів роботи мережі з інтегрованими джерелами розподіленої генерації показав, що їх впровадження призводить до появи нових як

позитивних, так і негативних явищ впливу. Основною проблемою в режимі мінімальних навантажень є значні перенапруги на шинах прилягаючих до ДРГ підстанцій, що призводить до необхідності встановлення пристроїв компенсації реактивної потужності, або штучного зниження потужності генерації за умови керованості ДРГ. В післяаварійних режимах ДРГ мають позитивний вплив на підтримання напруги в допустимих межах та відновлення живлення споживачів. Після введення в роботу мережі будь якого ДРГ необхідно визначити оптимальні місця її секціонування. Дана задача ускладнюється тим, що окрім досягнення мінімуму втрат потужності існує також критерій недопущення роботи станції в «острівному» режимі.

ВИСНОВКИ

Джерела розподіленої генерації мають великий потенціал для підвищення продуктивності розподільних електричних мереж. Однак конструкція системи розподілу і режими їх роботи створюють низку проблем для впровадження розподілених джерел енергії.

В даній магістерській дисертації були проаналізовані та запропоновані шляхи вирішення актуальної наукової задачі управління режимами роботи малозавантажених електричних мереж із ДРГ, що дозволяє підвищити надійність та ефективність систем електропостачання локальних об'єктів з ДРГ. У зв'язку з постійно зростаючою потужністю комплексів ВДЕ найбільш актуальними задачами на даний момент постають забезпечення якості електроенергії, балансової стійкості та надійності енергосистем.

Внаслідок моделювання розподільної мережі напругою 35 кВ з встановленою СЕС потужністю 18 МВт було розглянуто питання керування та оптимізації режиму роботи енергосистеми. Так як наявність некерованих ДРГ в електромережі здатна суттєво впливати на підвищення рівнів напруг доцільним буде встановлення пристрою компенсації реактивної потужності індуктивного характеру.

За критерієм мінімізації втрат потужності оптимальним режимом роботи СЕС є режим «локального енергоострова». Враховуючи нестабільність генерації більшості ВДЕ та фактичну некерованість даний режим є неприйнятним з огляду на необхідність забезпечення стабільності роботи енергосистеми. Отже задача вибору місць оптимального секціонування мережі стає багатокритеріальною і критерій втрати потужності відходить на другий план. З урахуванням різного ступеню генерації ДРГ в залежності від погодних умов, точки поточкорозподілу можуть суттєво зміщуватись, що призведе до неминучого збільшення втрат потужності. Вирішенням даної задачі є резервування генерувальних потужностей високоманевреними електростанціями або накопичувачами електроенергії.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Красовский А.А. Справочник по теории автоматического управления. – М.: Наука. –1987. – 712 с.
2. Кириленко О.В., Павловський В.В., Лук'яненко Л.М. Технічні аспекти впровадження джерел розподіленої генерації в електричних мережах // Технічна електродинаміка. — 2011. — № 1. — С. 46—53.
3. 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.
4. Cutsem V. Voltage Stability of Electric Power Systems. – Kluwer Academic Publishers Group, Boston, 1998. – 379 p.
5. J. P. Lopes, et al., "Defining control strategies for microgrids islanded operation," Power Systems, IEEE Transactions on, vol. 21, pp. 916-924, 2006.
6. Кириленко О.В., Праховник А.В. Енергетика сталого розвитку: виклики та шляхи побудови // Праці Інституту електродинаміки. Спеціальний випуск. – 2010. – С. 10-16.
7. Жильцов А. В., Гай О.В., Бодунов В.М. Алгоритм встановлення джерел розподіленої генерації в електричних мережах // Збірник наукових праць Інституту проблем моделювання в енергетиці ім. Г.Є. Пухова НАН України. – 2011. – Вип. 59. – С. 3–7.
8. В центре Санкт-Петербурга будет построена интеллектуальная сеть [Електронний ресурс]. – Репортер, 6 мая 2010. – Режим доступа: <http://newsdesk.pcmag.ru/node/24272>.
9. Тугай Ю.І., Козирський В.В., Гай О.В., Бодунов В.М. Інтеграція поновлюваних джерел енергії в розподільні електричні мережі сільських регіонів // Технічна електродинаміка. – 2011. – №5. – С.63–67.
10. Mahat P. Control 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 электроснабжения. – 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 енергоострову: 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 розподіленої генерації 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 острівних режимів під час вибору потужності джерел розподіленої генерації // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2013. – №6. – С. 82–83.