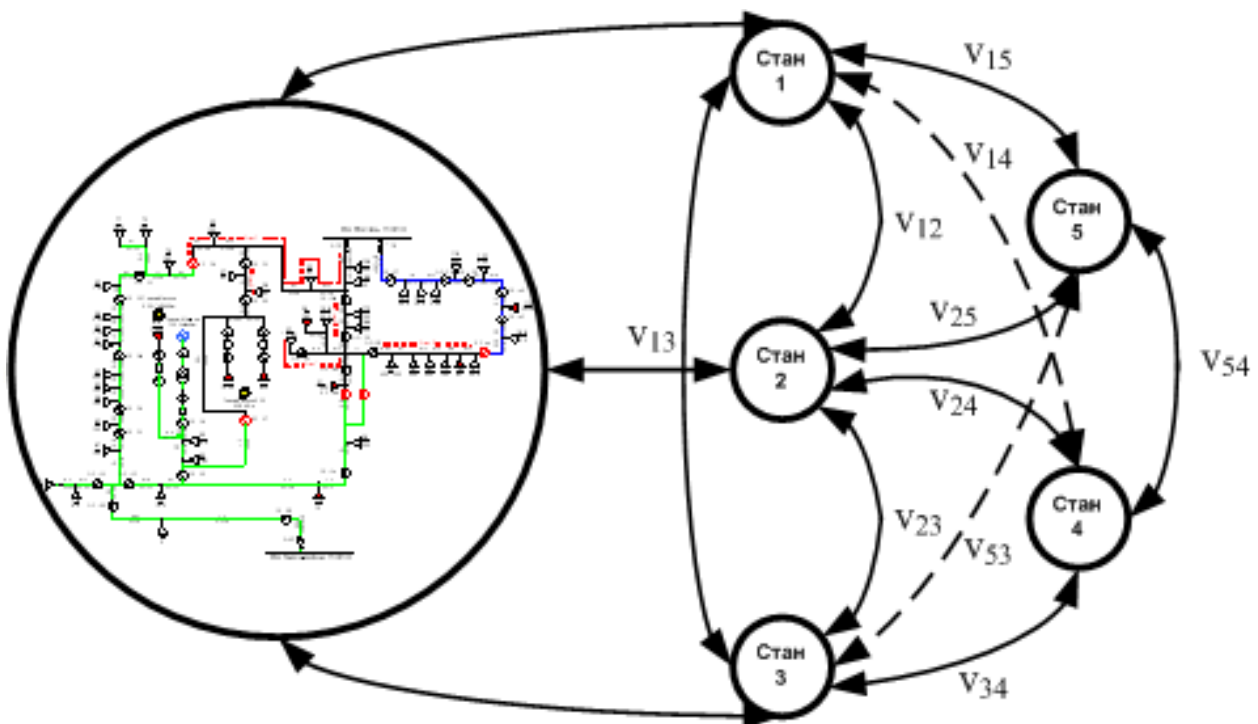


П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, О. В. Сікорська

РОЗОСЕРЕДЖЕНЕ ГЕНЕРУВАННЯ В ЗАДАЧАХ ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ



Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет

П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, О. В. Сікорська

**РОЗОСЕРЕДЖЕНЕ ГЕНЕРУВАННЯ
В ЗАДАЧАХ ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ
РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ**

Монографія

Вінниця
ВНТУ
2023

УДК 621.316.13

Л40

Рекомендовано до друку Вченою радою Вінницького національного технічного університету Міністерства освіти і науки України (протокол № 3 від 27.10.2022 р.).

Рецензенти:

М. С. Сегеда, доктор технічних наук, професор

В. Г. Петрук, доктор технічних наук, професор

Лежнюк, П. Д.

Л40 Розосереджене генерування в задачах підвищення енергоефективності розподільних електричних мереж : монографія / П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, О. В. Сікорська – Вінниця : ВНТУ, 2023. – 195 с.

ISBN 978-966-641-922-7

В монографії досліджується проблема забезпечення балансової надійності електроенергетичних систем з відновлюваними джерелами енергії та задачі, що пов'язані з її реалізацією. Розглянуто основні технології прогнозування погодинного балансу електроенергії на наступний день. Досліджено вплив на точність прогнозування графіка генерування електроенергії фотоелектричними станціями метеорологічних параметрів та реального їх технічного стану, зокрема деградування фотоелектричних модулів.

Книга розрахована на фахівців з планування режимів електричних мереж енергосистем. Може використовуватись студентами, аспірантами та інженерно-технічним працівникам, які займаються підвищенням енергоефективності відновлюваних джерел енергії в електричних мережах енергосистем.

УДК 621.316.13

ISBN 978-966-641-922-7 © П. Лежнюк, В. Комар, О. Сікорська, 2023

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ ТА СКОРОЧЕНЬ	6
ВСТУП.....	8
1. ВПЛИВ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ НА ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ	11
1.1. Проблеми забезпечення якісного електропостачання в сучасних умовах	11
1.2. Вплив фотоелектричних станцій на якість електричної енергії.....	21
1.3. Вплив відновлюваних джерел енергії на надійність розподільних електричних мереж	23
1.4. Вплив ВДЕ на енергоефективність мереж 35 – 110 кВ.....	27
1.5. Аналіз основних заходів підвищення енергоефективності розподільних електричних мережах	36
1.6. Проблема підвищення енергоефективності розподільних електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії. Задачі подальших досліджень.....	40
2. МОДЕЛЮВАННЯ СКЛАДОВИХ ІНТЕГРАЛЬНОГО ПОКАЗНИКА ЯКОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ	44
2.1. Математичне моделювання структурної та балансової надійності в задачі оцінювання якості функціонування електричних мереж.....	44
2.1.1. Загальні положення оцінювання структурної та балансової надійності в електричних мережах.....	45
2.1.2. Застосування моделі Вейбулл-Маркова для побудови інтегрального показника якості функціонування електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії.....	50
2.2. Математичне моделювання режимів електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії для оцінювання складових якості функціонування	54
2.2.1. Режим мінімальних втрат електричної енергії в мереж з ВДЕ.....	54
2.2.2. Врахування імовірнісних характеристик генерування ВДЕ і споживання в задачі оцінювання складових якості функціонування	59
2.2.3. Врахування балансової надійності під час оцінювання якості функціонування.....	63
2.2.4. Математичне моделювання технологічних втрат для врахування в інтегральному показнику якості функціонування	64

2.2.5. Оцінювання складової забезпечення якості електричної енергії в інтегральному показнику	66
2.2.5.1. Нормування показників якості електроенергії	66
2.2.5.2. Оцінювання відхилень напруги у вузлах споживання.....	70
2.2.5.3. Комп'ютерне моделювання процесу поширення вищих гармонік в електричних мережах	72
3. АНАЛІЗ І ОЦІНЮВАННЯ ВІДПОВІДНОСТІ ПАРАМЕТРІВ РЕЖИМУ МЕРЕЖ РІЗНИХ КЛАСІВ НАПРУГИ З ВДЕ ДО ЇХ НОРМАТИВНИХ ЗНАЧЕНЬ.....	80
3.1. Натурно-імітаційне моделювання для оцінювання взаємовпливу мереж різних класів напруги	80
3.2. Інтегральний показник якості функціонування як засіб оцінювання рівня енергоефективності.....	83
3.3. Вибір оптимальної стратегії розвитку електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії	87
3.4. Залежність напруги від навантаження споживачів і генерування ФЕС.	89
3.4.1. Характеристика програмного забезпечення для формування залежностей напруги від навантаження і генерування ВДЕ	89
3.4.2. Техніко-економічне обґрунтування розбудова ВДЕ в електричній мережі з оцінкою відповідності параметрів нормативним значенням.....	95
3.4.2.1. Режим максимальних навантажень	96
3.4.2.2. Режим мінімальних навантажень	103
4. ВІДНОВЛЮВАНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ ЯК ЗАСІБ ПІДВИЩЕННЯ ЯКОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ	108
4.1. Оцінювання впливу генерування ФЕС на якість функціонування ЛЕС	109
4.1.1. Визначення імовірнісних характеристик генерування ФЕС для схеми електричних мереж 10 кВ Ямпільського району	109
4.1.2. Якість функціонування локальної електричної системи	112
4.1.3. Оцінювання впливу генерування ФЕС на режимні параметри ЛЕС	115
4.2. Узгодження графіків генерування ВДЕ та споживання в ЛЕС	118
4.2.1. Визначення оптимальної встановленої потужності ВДЕ	118
4.2.2. Керування споживанням для узгодження графіків генерування та електроспоживання	126

4.3. Використання накопичувачів енергії в електричних мережах з відновлюваними джерелами енергії	134
4.3.1. Накопичувач електричної енергії як елемент підвищення балансової надійності локальних електричних систем	134
4.3.2. Аналіз можливих способів підвищення балансової надійності ЛЕС	144
4.4. Відновлювані джерела енергії з інверторними пристроями перетворення енергії як засіб регулювання реактивної потужності в електричній мережі	145
ОСНОВНІ РЕЗУЛЬТАТИ ТА ВИСНОВКИ	151
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	155
Додаток А. Результати розрахунку втрат електричної енергії для електричних мереж 35 – 110 кВ АТ «Вінницяобленерго»	171
Додаток Б. Результати визначення основних імовірнісних характеристики процесів генерування Гальжбіївської ФЕС та навантаження лінії Ф-15 «ПС Ямпіль 110/10кВ»	173
Додаток В. Розрахунки режимів електричної мережі 110/35/10 кВ АТ «Вінницяобленерго»	179
Додаток Г. Фрагмент масиву коефіцієнтів системи рівнянь Колмогорова.....	194

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ ТА СКОРОЧЕНЬ

ENS	Estimated amount of not-released electricity system (Розрахунковий обсяг недовідпущеної електроенергії)
DMS	Distribution Management System (система управління дистрибуцією (розподілом);
FTA	Fault Tree Analyses (Аналіз дерева пошкоджень)
IRENA	The International Renewable Energy Agency
NREL	National Renewable Energy Laboratory
MAIFI	Momentary Average Interruption Frequency Index (Індекс середньої частоти коротких перерв в електропостачанні)
SAIDI	System Average Interruption Duration Index (Індекс середньої тривалості переривання в роботі системи)
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index (Індекс середньої частоти переривання в роботі системи)
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition (Система диспетчерського управління і збору даних)
АЕС	Атомна електрична станція
АПВ	Автоматичне повторне ввімкнення
АСКОЕ	Автоматизована система комерційного обліку електроенергії;
БСК	Батареї статичних компенсаторів
БМР	Бібліотека можливих режимів
ВВ	Вакуумний вимикач
ВДЕ	Відновлювані джерела енергії
ВЕС	Вітрова електрична станція
ГАЕС	Гідроакумуюча електрична станція
ГЕС	Гідроелектростанція
ДРГ	Джерело розподіленого генерування
ЕЕС	Електроенергетична система
ЕС	Електрична станція
ЕОМ	Електронно-обчислювальні машини
ЕМ	Електрична мережа
ЄС	Європейський Союз

КРП	Компенсація реактивної потужності
КГ	Когенераційне генерування
КП	Компенсувальний пристрій
КУ	Когенераційна установка
ЛЕП	Лінія електропередачі
ЛЕС	Локальна електрична система
МГЕС	Мала гідроелектростанція
НІМ	Натурно-імітаційне моделювання
НКРЕКП	Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг
ОЕС	Об'єднана енергетична система
ОІК	Оперативно-інформаційний комплекс
ОСП	Оператор системи передачі
ОМ	Оператор електричних мереж
ОПН	Обмежувачі перенапруг
ОСР	Оператор системи розподілу
ПК	Програмний комплекс
ПФ	Перетворення Фур'є
РГ	Розподілене генерування
РДЕ	Розосереджені джерела електроенергії;
РЕМ	Розподільні електричні мережі
РЗА	Релейний захист і автоматика
РП	Розподільний пристрій
РПН	Пристрій регулювання під навантаженням
ТЕС	Теплова електрична станція
ТП	Трансформаторна підстанція
САК	Система автоматичного керування
СЕС	Сонячна електростанція
ФЕМ	Фотоелектричний модуль
ФЕС	Фотоелектрична станція
ЦЖ	Центр живлення
ЧР	Часовий ряд

ВСТУП

Відновлювані джерела енергії (ВДЕ) в розподільних електричних мережах вже є невід'ємним елементом електроенергетичних систем (ЕЕС), який задіяний для керування її режимами. Очевидно, що ВДЕ мають оптимально інтегруватися в електричні мережі, нарощуючи потужність генерування та покращуючи техніко-економічні показники електричних мереж, що можливо досягти за рахунок підвищення енергоефективності ВДЕ. В Україні понад 50 % електромереж потребують капремонту, реконструкції та повної заміни через їх значну зношеність та недофінансування робіт з оновлення. Зношеність окремого обладнання енергетичної інфраструктури деяких операторів систем розподілу (ОСР) досягає 70 %. За умов зростання кількості та потужності ВДЕ, приєднаних до зношених розподільних мереж, призводить до зростання пошкоджуваності обладнання цих мереж, що, в свою чергу, призводить також до зменшення енергоефективності ВДЕ. В звітах про результати діяльності Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП) за останні роки зазначено, що технічний стан інфраструктури галузі наближається до критичного через високий ступінь зношеності обладнання, застарілість технологій, відсутність достатнього рівня інвестицій. На більшості електричних станцій технічний ресурс обладнання вже вичерпано і воно експлуатується понад парковий термін експлуатації. Так, наприклад, із 75 енергоблоків генеруючих компаній теплових електростанцій 68 енергоблоків (16962 МВт або 78,7 %) експлуатується понад парковий термін експлуатації, 2 енергоблоки (600 МВт або 2,8 %) експлуатується понад граничний термін експлуатації і 5 енергоблоків (4000 МВт або 18,6 %) експлуатується понад проєктний термін експлуатації. При цьому у 2018 році було виведено із експлуатації 8 енергоблоків. Також в звіті за 2019 р. наголошено, що порівняно з країнами ЄС показники SAIDI і SAIFI в Україні є значно вищими, що зумовлено високим рівнем зносу електричних мереж в Україні. Тому актуальною є задача підвищення енергоефективності ВДЕ для, по-перше, заміни генеруючих потужностей, що використовують органічні види палива, на станції, що використовують відновлювальні види енергії, а по-друге, сприяння забезпечення надійного електропостачання споживачів.

Збільшення потужностей ВДЕ, зокрема фотоелектричних і вітрових електростанцій (ФЕС і ВЕС), малих гідроелектростанцій (МГЕС) впливає на процес балансування режимів ЕЕС, що, в свою чергу, через їх нестабільність генерування створює суттєві проблеми. Залежність від метеорологічних умов ФЕС, ВЕС та МГЕС потребує значного резервування потужностей, наразі це можливо лише завдяки ТЕС і ГЕС. Балансування Об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України забезпечується за рахунок ГЕС/ГАЕС та ТЕС. При потужності ВДЕ більше 3000 МВт, подальше балансування без розвантаження атомних електричних станцій (АЕС) неможливе, по-іншому приходится обмежувати потужність ВДЕ, що практикується зараз. Тому актуальною є задача підвищення енергоефективності ВДЕ в балансі електроенергії в ЕЕС, а особливо це стосується ВЕС і ФЕС, які мають нерівномірний графік генерування.

На сьогодні енергосистема найбільше потребує швидкодіючих резервів первинного та автоматичного вторинного регулювання, зокрема – високоманевреного генерування з швидким стартом/зупинкою і широким діапазоном регулювання потужності. Так, за даними НЕК «Укренерго», потреба в додатковій маневреній потужності оцінюється в 500 МВт уже в поточному році і до 2,5 ГВт – протягом наступних п'яти років. Цей обсяг може бути отриманий або шляхом розширення діапазону регулювання наявних енергоблоків, або введенням в експлуатацію нового високоманевреного генерування.

ВДЕ як і всі електростанції планують погодинний графік вироблення електроенергії на наступну добу, який передається Гарантованому покупцеві для балансування потужності та електроенергії в ОЕС України. ВДЕ, щоб не отримувати штрафних санкцій, мають прогнозувати погодинний графік генерування на наступну добу з допустимою точністю. На похибку в прогнозуванні, в першу чергу, впливає неточність прогнозу погодних умов на наступну доба, а також технічний стан ВДЕ. Для ФЕС технічна готовність щодо виконання заявленого графіка генерування визначається технічним станом фотоелектричних модулів (ФЕМ). Це вимагає дослідження впливу на вироблення електроенергії ФЕМ окремих їх дефектів, як заводських, так і експлуатаційних.

У першому розділі показано особливості функціонування ВДЕ в Україні і світі та їх взаємовплив з ЕЕС, проведено аналіз тенденцій зміни встановленої потужності та обсягів генерування електроенергії ВДЕ з нерівномірним графіком генерування. Показано як зміни встановленої потужності та обсягів генерування електроенергії ВДЕ впливають на умови реалізації стратегії декарбонізації. На основі проведеного аналізу визначено основні наукові, методичні, технологічні й організаційні проблеми, вирішення яких є необхідним для підвищення енергоефективності ВДЕ в балансі електроенергії в ЕЕС.

Другий розділ посвячено забезпеченню балансової надійності ЕЕС з ВДЕ та проблеми, що пов'язані з їх реалізацією. Розглянуто основні технології забезпечення балансу електроенергії в ЕЕС з ВДЕ та відповідальність виробників ВДЕ за небаланси. Сформульована задача оптимального керування параметрами електроенергетичних систем з відновлюваними джерелами енергії. Показано вплив стану електричних мереж на енергоефективність ВДЕ.

У третьому розділі подано основні методи аналізу генерування ВДЕ та впливу основних метеорологічних факторів. Зокрема проведено аналіз генерування ВДЕ дахових та наземних ФЕС, ВЕС та малих ГЕС. Для визначення найбільш впливових метеорологічних факторів на генерування ВДЕ сформовано базу даних значень генерування ВДЕ та різноманітних метеорологічних факторів.

У четвертому розділі для вирішення завдання підвищення енергоефективності ВДЕ в процесі балансування режиму ЕЕС розроблено дерево пошкоджень ФЕС та її основного елемента фотоелектричного модуля. Дослідження проводились для ФЕС, розташованої на даху електротехнічного факультету Західно-Чеського університету (ЗЧУ), яка введена в експлуатацію в 2005 році, на ФЕС, розташованій на даху факультету електроенергетики та електромеханіки ВНТУ, та на наземних ФЕС, що експлуатуються в Україні. Встановлена можливість використання теорії побудови дерева пошкоджень (Fault Tree Analyses) для аналізу технічного стану ВДЕ.

1. ВПЛИВ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ НА ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

1.1. Проблеми забезпечення якісного електропостачання в сучасних умовах

Стабільне, якісне постачання електроенергією населення і промисловості є однією з визначальних умов економічного розвитку країни. На сьогодні техніко-економічні проблеми електроенергетики полягають у прогресуючому процесі старіння електрообладнання. Стан електроенергетики після тривалого періоду недостатнього інвестування характеризується серйозним зносом як генерувального, так і мережевого обладнання. Зокрема, в результаті експлуатації електричних мереж (ЕМ) за останні 15 років, коли розвиток, відновлення та модернізація відстали від процесу фізичного старіння, а коефіцієнт дефектності електромереж України досяг 13 %, відносно надійне постачання електроенергією може стати ненадійним і незадовільним щодо якості електроенергії [1].

Стан і функціональна готовність електричних мереж об'єднаної енергосистеми України напряму впливає на якість електропостачання. Особливо це стосується розподільних електричних мереж напругою 0,4...35 кВ, які представляють кінцеву ланку в системі забезпечення споживачів електричною енергією.

Об'єктивне зростання вимог споживача до якості електропостачання певним чином мотивується і постійним зростанням тарифів на електричну енергію. Очевидним, в цих умовах, є постійне покращення якості послуг з надання надійного, безперебійного електропостачання.

Забезпечення якісного електропостачання можливе за умов використання сучасного електрообладнання, забезпечення необхідних перетоків потужності засобами регулювання та компенсування. Однак в сучасних умовах недостатньо лише забезпечити функціонування електроенергетичної системи. Необхідно оптимізувати її функціонування шляхом зміни конфігурації системи на основі аналізу параметрів функціонування з дотриманням заданих показників якості електричної енергії і з мінімізацією її втрат.

Після 2020 р. українська енергетика має перейти до нового етапу свого розвитку – повної інтеграції з енергетичним сектором ЄС та інноваційного оновлення, зокрема в електроенергетиці – інтеграція в Європейську мережу системних операторів передавання електроенергії *ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity)*.

До головних проблем електроенергетики, зокрема і розподільних мереж, як однієї з ланок електропостачання, слід віднести такі:

- в наслідок тотального недофінансування значна частина основного і допоміжного обладнання зношене фізично та морально;
- недостатній об'єм маневрених регулюючих потужностей в об'єднаній енергосистемі (ОЕС) України;
- особливості електричних мереж не дозволяють забезпечити необхідний рівень розбудови відновлюваних джерел електроенергії (ВДЕ);
- значні технологічні втрати електричної енергії;
- недостатній рівень інформаційного забезпечення;
- низький рівень автоматизації мереж.

У процесі реформування електроенергетики та ринку електроенергії на перший план вийшли економічна вигода та ціна, а ефективність та стан електричних мереж відійшли на другий план, що супроводжується збільшенням навантаження на мережі та її елементи. Отже, створюється умови, що вимагають збільшення пропускної спроможності електричних мереж, зменшення втрат електроенергії, тобто підвищення ефективності (якості) їх функціонування.

Відповідно до Закону України про ринок електричної енергії вводиться поняття «якість електропостачання» [2]. Якість електропостачання характеризується рівнем надійності (безперервності) електропостачання, економічністю надання послуг з передачі, розподілу та постачання електричної енергії, а також якістю електричної енергії.

Показники, які характеризують якість електропостачання, визначаються постановами Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг. Для оцінювання рівня надійності визначено чотири показники: індекс середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні (SAIDI), індекс середньої частоти довгих перерв в електропостачанні (SAIFI), розрахунковий обсяг недовідпущеної електроенергії (ENS) та індекс середньої частоти коротких перерв в електропостачанні (MAIFI). Для оцінювання якості надання комерційних послуг визначено чотири показники: загальна кількість звернень за квартал, середній фактичний строк виконання послуги, кількість звернень, фактичний строк виконання яких був більший ніж строк виконання послуги відповідно до законодавства та відсоток послуг, наданих з перевищенням установленого строку виконання. Якість електричної енергії регламентується ГОСТ 13109-97 «Межгосударственный стандарт. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» та ДСТУ EN 50160:2014 «Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності» відповідно до них визначено одинадцять показників [3, 4].

У 2017 році загальний показник SAIDI (незапланований з вини компаній) по Україні зріс на 5,5 % і становить 728 хв (див. рис. 1.1) [1].

На сьогодні розподільні електричні мережі напругою 6 (10) кВ практично вичерпали резерв пропускної спроможності, мають надзвичайно низький рівень автоматизації, дистанційне управління обмежене застосуванням застарілого обладнання в РП (ТП). Як правило, вимикачі 6 (10) кВ мають механічний (пружинний) привід і не можуть бути обладнані телекеруванням. Мережі, як правило, дуже розгалужені, мають значну протяжність від 15 до 25 км, іноді до 50 км, секціонування їх практично всюди забезпечується лінійними роз'єднувачами, а застосування сучасних реклоузерів відсутнє.

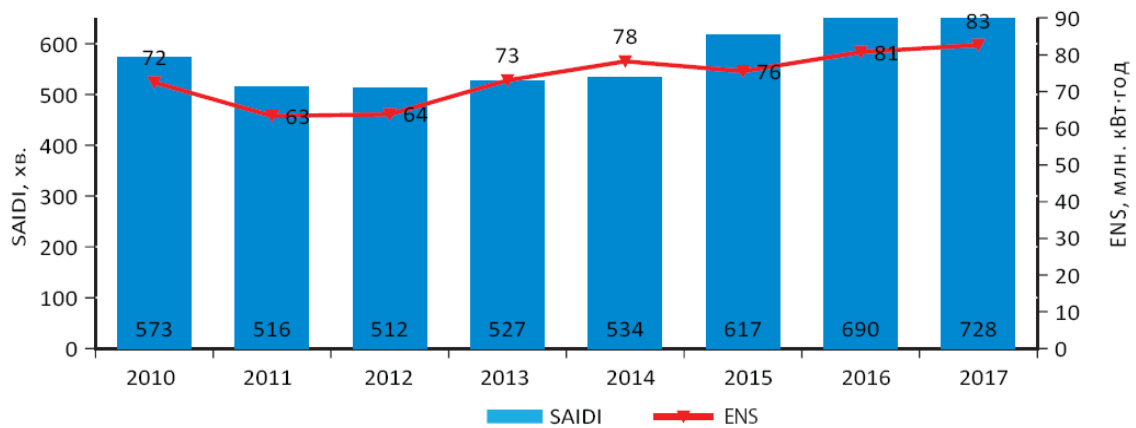


Рис. 1.1. Динаміка SAIDI та ENS за 2010 – 2017 роки

Загальна протяжність розподільних електричних мереж напругою 0,4...10 кВ в Україні на сьогодні час складає: 0,4 кВ – 431 628 км; 6 – 10 кВ – 320 653 км і має тенденцію до щорічного зростання [5]. Станом на 01.01.2016 року в незадовільному технічному стані знаходилися 78 тис. км повітряних ліній 0,4...150 кВ, а також майже 32 тис. одиниць ТП (РП) 6 (10) кВ та 252 ПС 35...150 кВ [6].

Частка недовідпуску електроенергії споживачам з причини технологічних порушень у мережі 6 (10) кВ перебуває в межах 40,5...96 %. Значний відсоток недовідпуску електроенергії обумовлений тим, що повітряні електричні мережі 10 кВ недостатньо оснащені пристроями автоматизації. Прилади для фіксації місць пошкодження на лініях встановлені лише на 3 % підстанцій та майже відсутні пристрої двократного автоматичного повторного включення (АПВ). У мережах 6 (10) кВ мають місце значні втрати електроенергії в зв'язку з низькою пропускнуою спроможністю мереж. Особливо це стосується мереж 6 кВ, які ще використовуються в енергосистемі. В табл. 1.1. представлені експлуатаційні показники в мережах 6...35 кВ по структурних підрозділах – обленерго.

Таблиця 1.1. Експлуатаційні показники в електричних мережах 6...35 кВ

Показник	ПАТ «Київобленерго»	ПАТ «Миколаївобленерго»	ПАТ «Прикарпаттяобленерго»	ПАТ «Кіровоградобленерго»	ВАТ «Запоріжжяобленерго»	ПАТ «Вінницяобленерго»	ПАТ «Сумиобленерго»	ПАТ «Київенерго»
	%	%	%	%	%	%	%	%
Телесигналізація	58	2,5	25,6	52,0	0,91	11,8	41,76	90-100
Телеуправління	58	2,5	18	49,0	0,75	12,7	41,76	90-100
Наявність диспетчерських пунктів	100	100	100	100	100	100	100	7
Наявність диспетчерських щитів	7	100	100	100	96	100	100	7
РЗ на реле	100	95	91,79	95,2	96,1	66	91,67	58
РЗ на мікропроцесорах	33	5	7,63	4,8	3,9	34	8,33	42
Обладнання понад 30 років	63	72	77,79	77,8	69,28	61,4	68,5	45
АСКОЕ	64	2,5	65,87	22,0	2,4	100	–	50

За даними ДП «Енергоринок» технологічні витрати електроенергії в електричних мережах Міненерговугілля всіх класів напруг за 12 місяців 2017 року склали 16,8 млрд. кВт·г або 11,3 % від загального відпуску електроенергії в мережу. У порівнянні із аналогічним періодом 2016 р. відбулося їх збільшення на 0,4 млрд. кВт·г, або збільшення на 0,1 в. п. (12,8 млрд. кВт·г або 11,2 % у 2016 р.).

Нормативна (технічна) складова технологічних витрат електроенергії по Міненерговугілля за 12 місяців 2017 року склала 18,82 млрд. кВт·г або 13,2 % від загального відпуску електроенергії в мережу, у порівнянні з минулим роком збільшилась на 0,3 млрд. кВт·г або на 2,0 % порівняно з минулим роком (14,9 млрд. кВт·г або 13,0 % у минулому році).

Понаднормативна (нетехнічна) складова технологічних витрат електроенергії за 12 місяців 2017 р. по Міненерговугілля склала – 2,0 млрд. кВт·г або – 1,4 % від загального відпуску електроенергії в мережу (2,2 млрд. кВт·г або – 1,5 % у 2016 р.).

За рахунок виконання організаційно-технічних заходів зі зниження технологічних витрат електроенергії в електричних мережах 0,38 – 800 кВ Міненерговугілля за 12 місяців 2017 р. заощаджено 199,3 млн. кВт·г електричної енергії (200,7 млн. кВт·г за відповідний період минулого року).

В останні роки спостерігається стійка тенденція до зміни загальної концепції розвитку енергетики. Мова йде про впровадження нової ідеології – енергетики сталого розвитку [7]. Одним з основних елементів такої ідеології є впровадження джерел розподіленого генерування (РГ) – енергетичних установок невеликої потужності. Широке розповсюдження джерел РГ пов'язано також з розвитком відновлювальних джерел електроенергії (ВДЕ) [8, 7]. Серед останніх найбільш розповсюдженими є вітрові електростанції (ВЕС), сумарна потужність яких в світі станом на 2015 рік становила 356 ГВт [9], та сонячна енергетика. Частка сонячної енергії у світовому електроспоживанні нині становить 280 ГВт – близько 2 % потужності споживання [9].

Останнім часом в Україні розбудова відновлюваних джерел енергії набирає обертів (див. рис. 1.2). Особливо інтенсивно розвиваються фотоелектричні станції (ФЕС) (див. рис. 1.3). Переважна частина ФЕС під'єднуються до розподільних електричних мереж. Це зумовлено, з одного боку, технічними особливостями, а з іншого, фінансовими можливостями. Під'єднання фотоелектричних станцій до розподільних мереж призводить до того, що ці мережі набувають властивостей електричної системи зі всіма перевагами і недоліками. В такому випадку розподільні електричні мережі з джерелами розосередженого генерування, зокрема ВДЕ, логічно буде називати локальними електричними системами (ЛЕС).

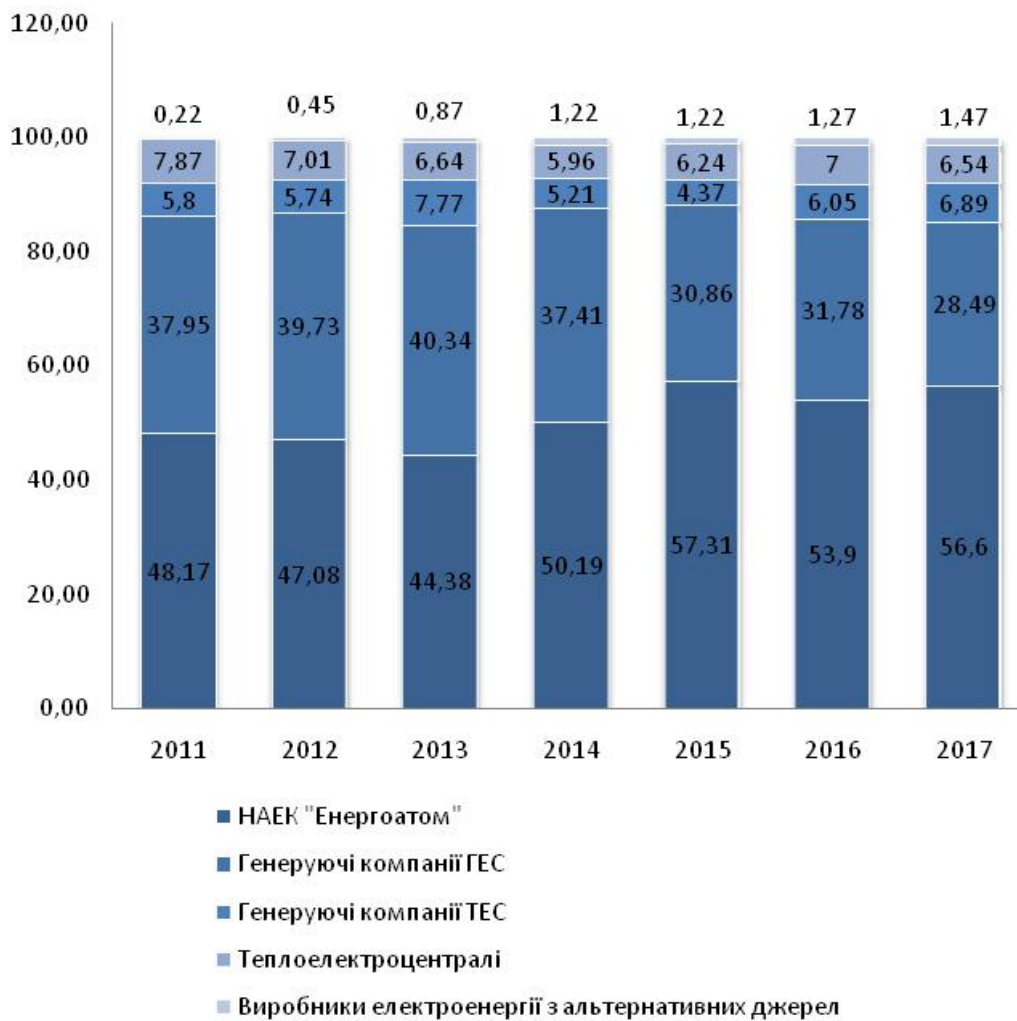


Рис. 1.2. Динаміка основних складових балансу електричної енергії на Оптовому ринку електроенергії за 2011 – 2017 роки, %

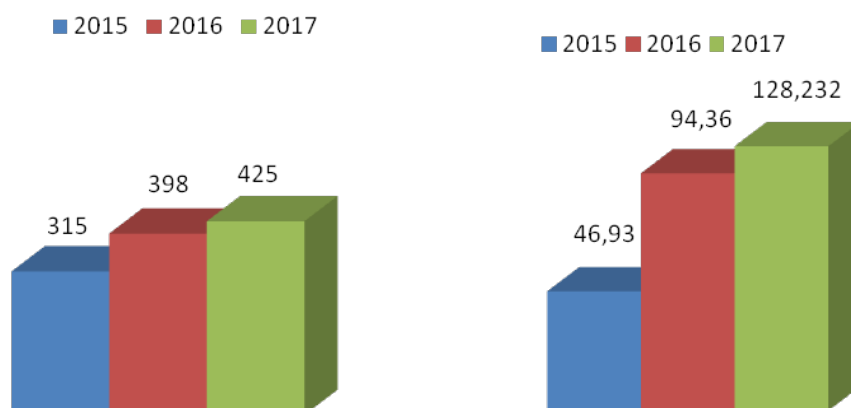


Рис. 1.3. Приріст установленної потужності ФЕС за останні роки (МВт): по ОЕС України а) та ПАТ «Вінницяобленерго» б)

Розбудова ВДЕ, зокрема ФЕС, відбувається нерівномірно в межах України. Так, за даними Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП), на початок 2017 року майже чверть потужності ФЕС під'єднано до мереж ПАТ «Вінницяобленерго» (див. рис. 1.3). Крім того по районах Вінницької області теж розподіл нерівномірний. Це призводить до появи ЛЕС зі значною потужністю відновлювальних джерел електроенергії. Відсоток навантаження, яке покривається ВДЕ, може досягати в окремих районах 20 %. Враховуючи особливості таких джерел енергії та реальний стан електричних мереж, до яких вони приєднуються, необхідно виконувати оцінювання потенційного об'єму впровадження ВДЕ. Враховуючи план розвитку Об'єднаної енергетичної системи України на 2017 – 2026 табл. 1.2 [10] оцінювання повинно проводитись на основі аналізу різних показників, які характеризують функціональну готовність електричних мереж, і дозволити систематизувати процес розбудови РГ для забезпечення необхідного рівня якості електропостачання.

Таблиця 1.2. Розвиток основних відновлювальних джерел енергії (МВт)

Джерело/ рік	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
ВЕС	1085	1382	1640	1670	1700	1720	1740	1760	1780	1790
ФЕС	1094	1393	1655	1680	1700	1720	1740	1760	1780	1790
БіоЕС	450	580	686	700	720	745	770	800	830	840

Під час планування розвитку ВДЕ в електричних мережах слід розглядати два варіанти. Перший – розбудова ВДЕ без суттєвих змін в схемі електричної мережі та без оновлення її електрообладнання, інший – розвиток генерування в електричній мережі з одночасною її реконструкцією і модернізацією. Враховуючи нинішній технічний стан обладнання мереж доцільнішим є другий варіант. Розвиваючись за цим варіантом, одночасно з покращанням технічного стану електричної мережі можна збільшувати установлену потужність ВДЕ до значень, які відповідають сонячному потенціалу, гідро- та вітроресурсу регіону. Тоді як за першим варіантом допустиму установлену потужність ВДЕ суттєво обмежує пропускна здатність елементів електричної мережі.

В умовах обмежених фінансових можливостей, дії «зеленого» тарифу та за відсутності плану комплексного розвитку електричних мереж ВДЕ розбудовуються не скоординовано, тобто за першим варіантом. Проте навіть у цьому випадку можливо і доцільно, впроваджуючи ВДЕ, забезпечити покращання техніко-економічних показників електричної мережі. Розглянемо це на простих прикладах вказаних в роботі [11].

На рис. 1.4 наведено два можливі варіанти під'єднання ВДЕ до електричної мережі, які суттєво відрізняються за ефектом впливу на неї. На рис. 1.4а ВДЕ під'єднані до шин підстанції 110/10 кВ. При цьому за рахунок розвантаження трансформатора і ліній електропередачі (ЛЕП) 110 кВ втрати потужності зменшуються:

$$\Delta P = \frac{(P - P_{ВДЕ})^2 + (Q - Q_{ВДЕ})^2}{U^2} R_{ек}, \quad (1.1)$$

де $P + jQ$ – потужність навантаження в головній ділянці фідера; $P_{ВДЕ} + jQ_{ВДЕ}$ – потужність ВДЕ за виключенням навантаження, під'єданого безпосередньо до шин ВДЕ; $R_{ек}$ – еквівалентний опір трансформатора і живлячих ЛЕП вищої напруги.

Якщо змістити точку під'єднання ВДЕ у вузол 2 (див. рис. 1.4б), то розвантажуються на $P_{ВДЕ} + jQ_{ВДЕ}$ не тільки трансформатор і ЛЕП вищої напруги, а й ділянки ЛЕП 10 кВ між вузлами 1 і 2. Чим ближче точка під'єднання ВДЕ до навантаження, тим менші будуть втрати потужності в мережі:

$$\Delta P = \frac{(P - P_{ВДЕ})^2 + (Q - Q_{ВДЕ})^2}{U^2} R'_{ек}, \quad (1.2)$$

а також покращується якість напруги, оскільки зменшуються її втрати:

$$\Delta U = \frac{(P - P_{ВДЕ})R'_{ек} + (Q - Q_{ВДЕ})X'_{ек}}{U}. \quad (1.3)$$

В (1.2) і (1.3) $R'_{ек}, X'_{ек}$ – опори з врахуванням мережі нижчої напруги.

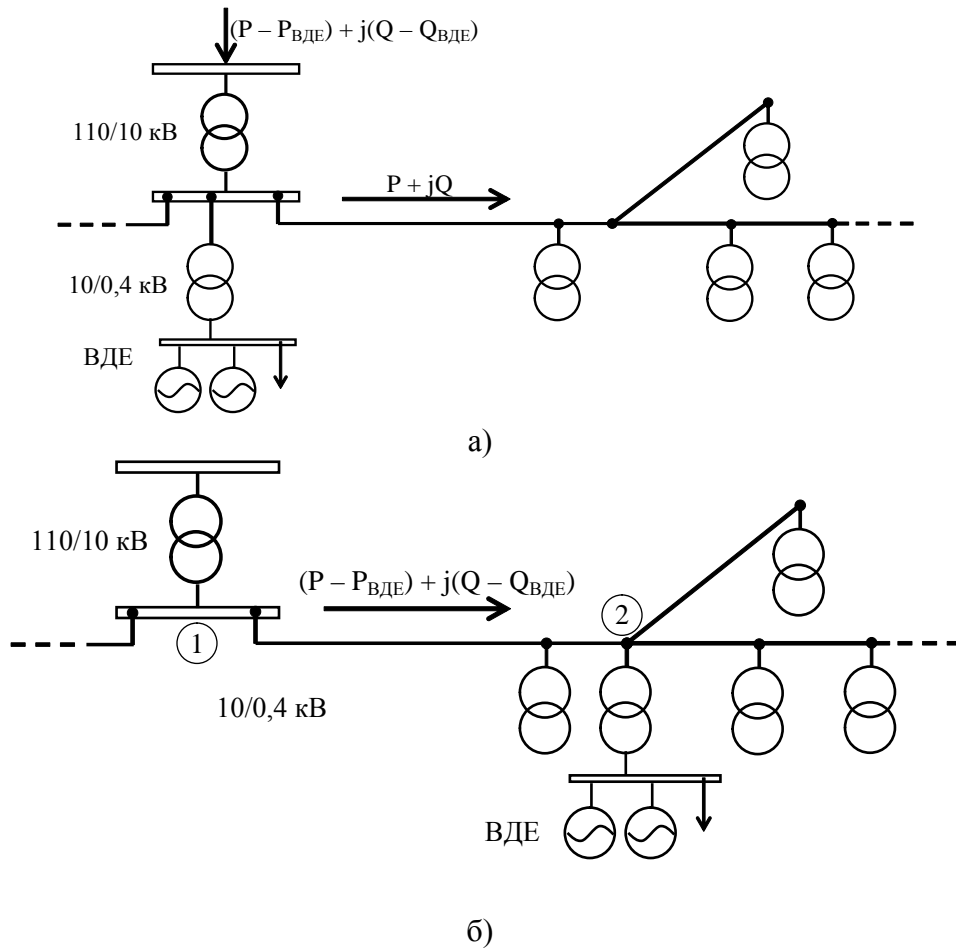


Рис. 1.4. Варіанти приєднання ВДЕ в електричній мережі

Проте, як видно з (1.2) і (1.3), позитивний ефект від ВДЕ буде проявлятися до тих пір, коли їх потужність генерування суттєво не перевищить потужність споживання. За певного значення потужності генерування ВДЕ втрати потужності та електроенергії в мережі почнуть зростати, а напруга може перевищити допустиме значення. Отже, потрібно визначати не тільки оптимальну точку під'єднання ВДЕ, а й оптимальну їх установлену потужність.

Якість електропостачання залежать від надійності електричних мереж, оптимальних технологічних втрат електроенергії під час її транспортування та забезпечення нормативних параметрів якості електроенергії. Оскільки ці фактори забезпечення якісного електропостачання часто є суперечливими, тобто покращання одного погіршує інший, то доцільним є розроблення методології інтегрального оцінювання якості функціонування електричних мереж в умовах розбудови ВДЕ.

1.2. Вплив фотоелектричних станцій на якість електричної енергії

Використання в ряді схем відновлюваних джерел електричної енергії інверторних перетворювачів зумовлюють ін'єкцію вищих гармонік в електричну мережу. Це підтвердили і результати моделювання засобами PSCAD X4 наведені на рис. 1.6 та 1.7. Спотворення синусоїди струмів та напруг зумовлені технічними особливостями таких джерел енергії не заперечуються і виробниками інверторів (на рис. 1.8 наведені дані компанії Huawei щодо сумарного коефіцієнта спотворення синусоїди напруги в різних режимах роботи інверторів, зумовлені рівнем його завантаження).

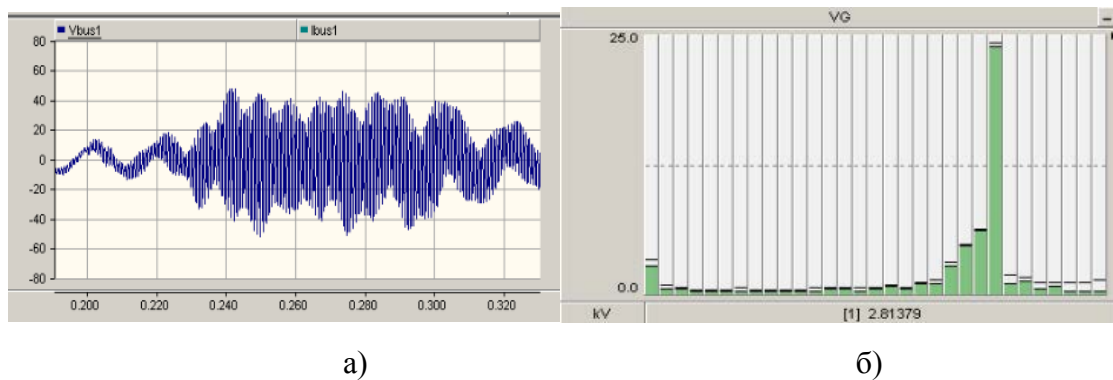


Рис. 1.6. Почергове увімкнення ФЕС1 і ФЕС2 та потужного споживача:

- а) спотворення синусоїди напруги на шинах ПС 10 кВ;
- б) спектр гармонійних складових напруги на ПС 10 кВ

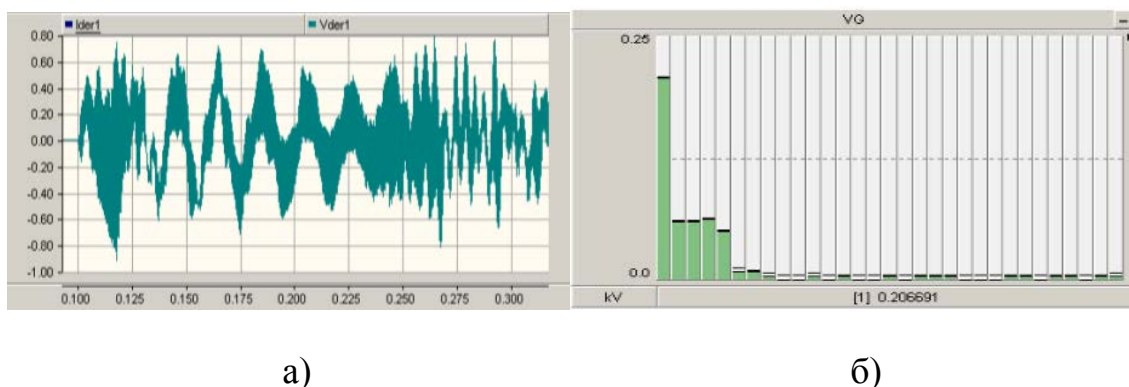


Рис. 1.7. Одночасне ввімкнення ФЕС1 і ФЕС2 та потужного споживача
(при успішному АПВ):

- а) спотворення синусоїди напруги на шинах ФЕС1 0,4 кВ;
- б) спектр гармонійних складових напруги на ФЕС1 0,4 кВ

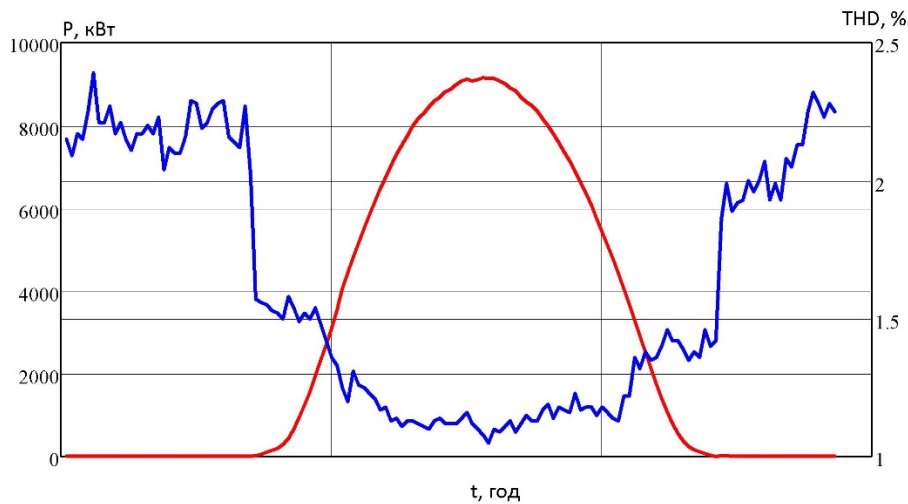


Рис. 1.8. Залежність коефіцієнта сумарних спотворень синусоїди напруг THD (синя крива) від завантаження (генерована потужність – червона крива)

Результати моделювання також перевірялись під час натурального експерименту на ФЕС «Писарівка» встановленою потужністю 2МВт, розташованої в Калинівському районі Вінницької області. Станція побудована за стрінговою схемою.

Результати, наведені на рис. 1.9, можна поділити на три області, які мають свій вплив як на режим роботи мережі, так і на режим роботи самої станції. Область 1 (див. рис. 1.9) – «вимкнення») супроводжується значними коливаннями струму та напруги, які можуть спричинити перенапруги. Область 2 – «увімкнення та синхронізація з мережею» (супроводжується помірними коливаннями струму, що може негативно впливати на роботу обладнання станції). Область 3 – «нормальна робота».

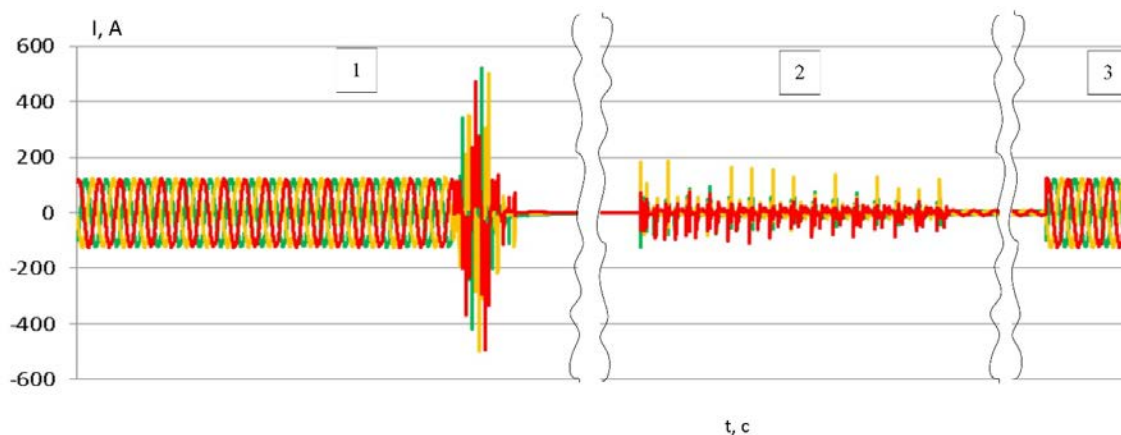


Рис. 1.9. Зміна струму під час виконання комутації

Ці результати натурального експерименту підтверджуються аналізом пошкоджень високовольтного обладнання Південно-Західної електроенергетичної системи, ПАТ «Вінницяобленерго», АТ «Хмельницьк-обленерго».

1.3. Вплив відновлюваних джерел енергії на надійність розподільних електричних мереж

Високочастотні комутаційні перенапруги сягають $2 - 2,5 U_{ном}$. З часом вони можуть призвести до руйнування ізоляції і до к. з. в трансформаторі. Результати, отримані під час натурального експерименту і наведені в попередньому розділі, підтверджуються в ПРАТ «Кіровоградобленерго». Вони свідчать про безпосередній вплив ФЕС на надійність розподільних електричних мереж.

На рис. 1.10 приведено фрагмент схеми 35 – 10 кВ з ФЕС. За спостереженнями чергового персоналу на ПС 35/10 кВ «Благовіщенська» в момент ввімкнення ФЕС «Новоселиця» в силових трансформаторах 1Т, 2Т виникають звукові явища, що відрізняються від звуку нормальної їх роботи. Вимірювання струмів та напруг, які з'являються в момент включення ФЕС, здійснюються за допомогою переносного пристрою Рекон-11МА (див. рис. 1.11). На ПС 35/10 кВ «Благовіщенська» 30.07.2019 р. за оперативною заявкою були відімкнені приєднання 35 кВ ФЕС Л-760 та Л-762. Регістратор Рекон-11МА приєднаний до вторинних ланцюгів трансформатора 2Т, Л-762 та ТН-32.

Нормально 2Т був заживлений по Л-712 від ПС 150/35/10 кВ «Завалля». В момент ввімкнення ВВ Л-762 записано значення струмів та напруг: вторинних напруг ТН-32; вторинних струмів трансформатора 2Т (ТС сторони 35 кВ, схема з'єднання – зірка); вторинних струмів Л-762. Запис виконувався регістратором з частотою дискретизації 20 кГц. Після включення ВВ Л-762 змінилася тональність роботи трансформатора 2Т. На реконограмі (див. рис. 1.11) відслідковується момент включення лінії Л-762 з появою однополярних імпульсів струму. При цьому відразу ж змінюється форма струму, що протікає по ТС 2Т, яка набуває несинусоїдального вигляду, що говорить про наявність високого рівня гармонік.

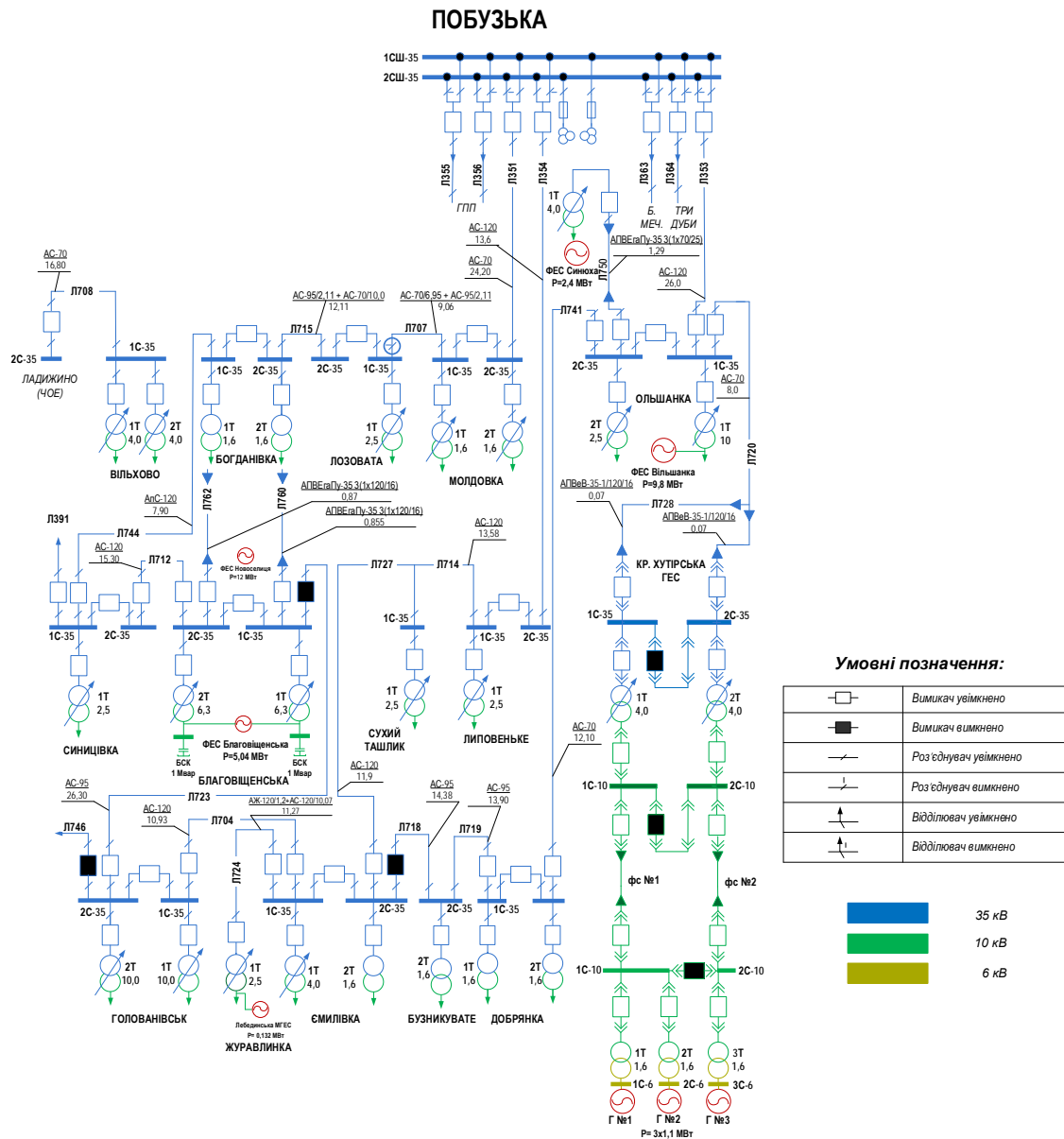


Рис. 1.10. Фрагмент схеми підстанції «Благовіщенська»
«Кіровоградобленерго»

Також змінюється й форма напруг ТН-32, хоча й не в такій мірі, як струми трансформатора 2Т. Приблизно через 5 – 10 хвилин після ввімкнення Л-762 звук роботи трансформатора нормалізувався, що співпадає з нормалізацією форми струмів 2Т та напруг ТН-32. Струми Л-762 також приймають нормальний синусоїдальний вигляд (на реконограмі цього не видно, оскільки максимальна тривалість запису реконограм за такої частоти дискретизації 8 сек.).

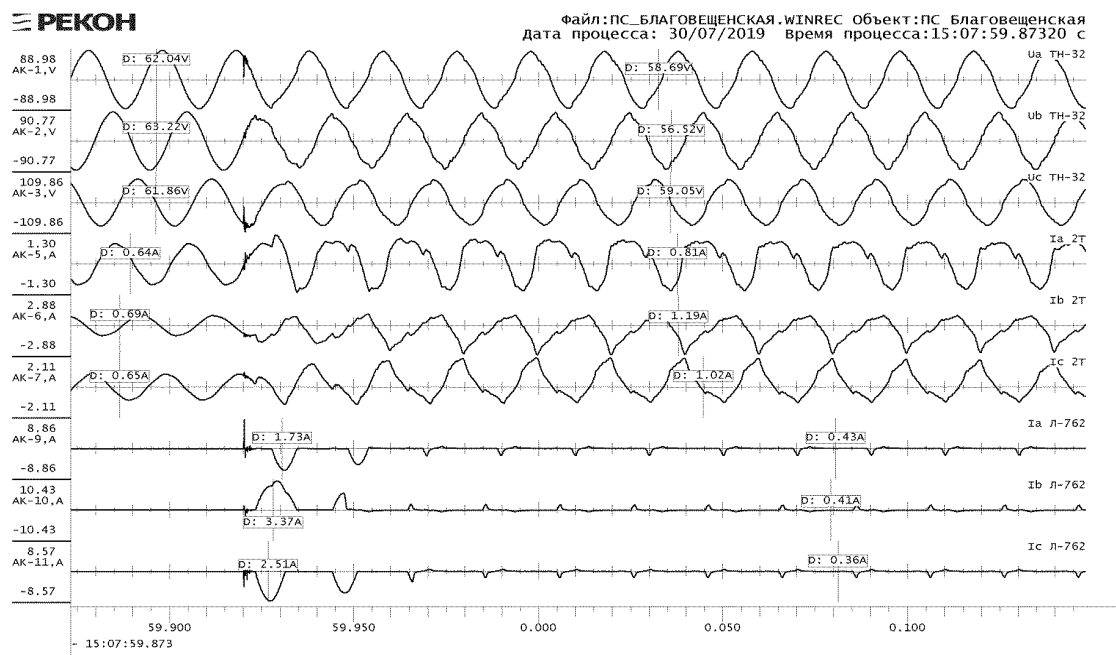


Рис. 1.11. Реконограма, знята на ПС 35/10 кВ «Благовіщенська»



а)



б)

Рис. 1.12. Фото обмотки силового трансформатора 10/0,4 кВ

Приклади пошкодження електрообладнання розподільних електричних мереж, які пов'язують з роботою фотоелектричних станцій, показано на рис. 1.13.



1

2

3



4



5



6



7

Рис. 1.13. Пошкоджуваність електричного обладнання електричних мереж, в яких експлуатуються ФЕС

На рис. 1.13 показані: 1, 2 – пошкоджені ОПН та розрядник (ПАТ «Вінницяобленерго»); 3, 4 – пошкоджений трансформатор напруги 35 кВ ПЗЕС підстанція «Вінницька 750»; місце пошкодження розрядників 10 кВ; 3, 4 – пошкодження даху будівлі складу внаслідок

займання сонячних панелей, що розташовані на даху та спричиненою цим займанням пожежі; 7 – місце пошкодження розрядників 10 кВ на Писарівській ФЕС ТОВ «ВінСолар».

1.4. Вплив ВДЕ на енергоефективність мереж 35 – 110 кВ

Інтенсивна розбудова ВДЕ, зокрема фотоелектричних станцій, зумовлює появу зворотних потоків енергії з мереж 10 кВ в мережі 35 та 110 кВ, змінюючи режим їх роботи. Для мереж 35 – 110 кВ ПАТ «Вінницяобленерго» було виконано розрахунки нормальних режимів і виконано аналіз результатів. Під час виконання дослідження нормальних режимів роботи виконувався аналіз рівнів напруг на шинах підстанцій, а також перетоки потужності по лініях електропередавання та трансформаторних зв'язках. Основна увага приділяється головним ділянкам ліній електропередавання, якими здійснюється живлення підстанцій району.

За даним АСКОЕ та режимних днів (літній – 19.06.2019, зимовий – 18.12.2019) були проаналізовані усталені режими.

На рис. 1.14 та 1.15 наведені відсоток втрат електричної енергії по відношенню до сумарного навантаження для електричних мереж 110 кВ та 35 кВ по режимним дням 19.06.2019 та 18.12.2019 з та без фотоелектричних станцій відповідно.

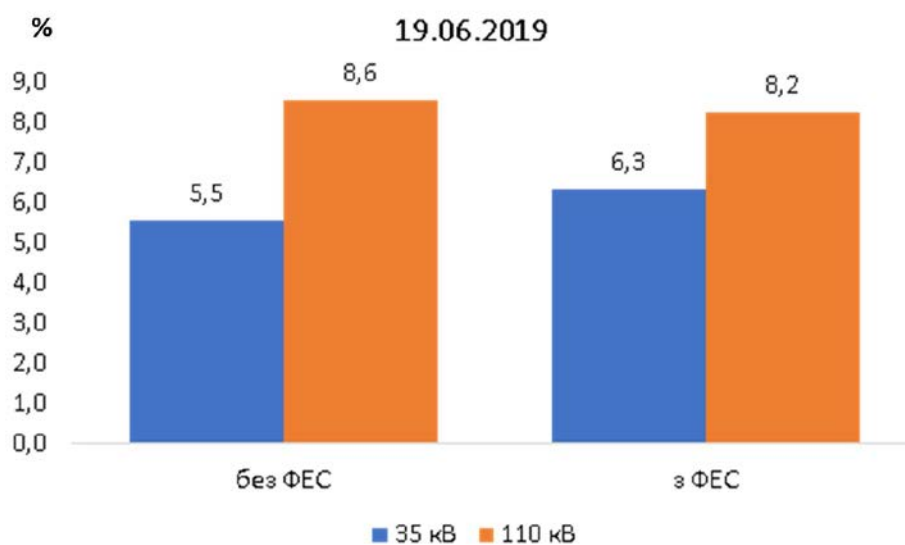


Рис. 1.14. Відсоткове значення втрат електричної енергії в мережах 110 кВ та 35 кВ для 19.06.2019

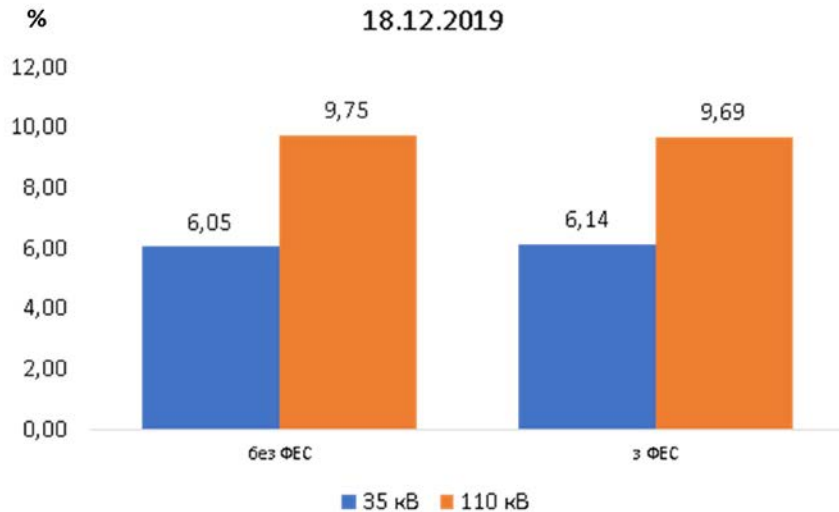


Рис. 1.15. Відсоткове значення втрат електричної енергії в мережах 110 кВ та 35 кВ для 18.12.2019

Аналіз отриманих результатів дозволяє зробити висновок про незначну зміну втрат в електричних мережах АТ «Вінницяобленерго» при появі фотоелектричних станцій в них. Спостерігається незначне зростання втрати в електричних мережах 35 кВ: для літнього режимного дня 19.06.2019 – 0,8 % та зимового режимного дня 18.12.2019 – 0,9 %, та незначне зниження втрат 110 кВ: для літнього режимного дня 19.06.2019 – 0,4 % та зимового режимного дня 18.12.2019 – 0,06 %.

На рис. 1.16 – 1.21 показано зміну втрат електричної енергії по мережам 110 кВ протягом режимного дня (цифрові значення втрат електричної енергії наведені в Додатку А).

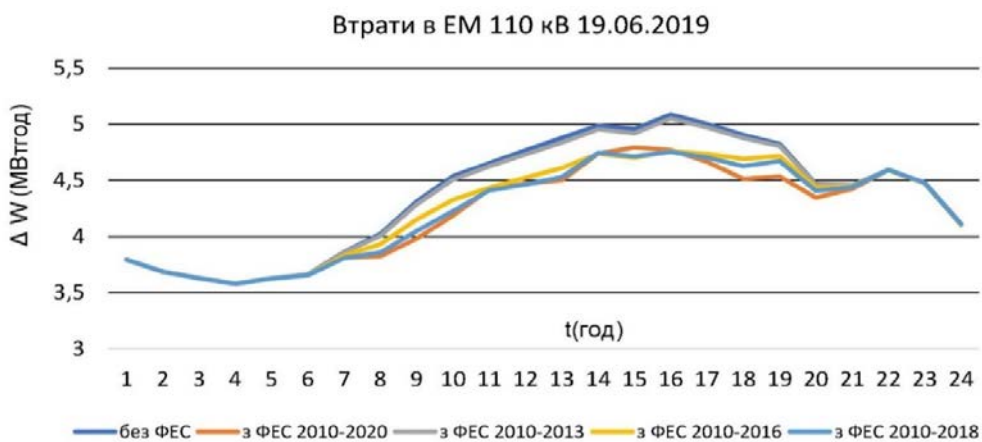


Рис. 1.16. Зміна сумарних втрат електричної енергії в мережах 110 кВ протягом 19.06.2019

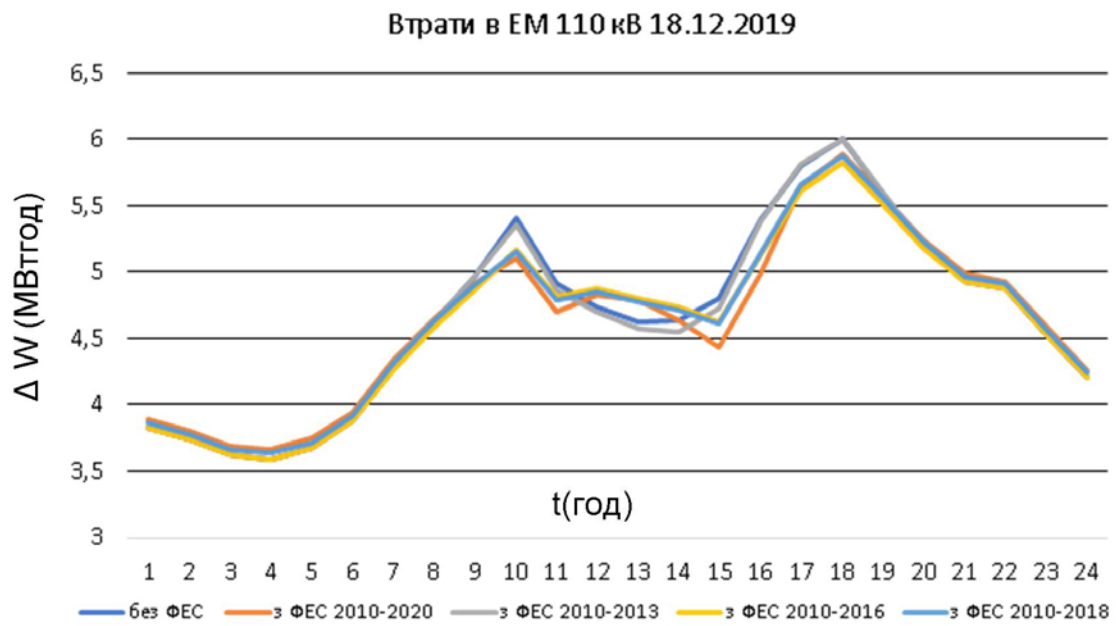


Рис. 1.17. Зміна сумарних втрат електричної енергії в мережах 110 кВ протягом 18.12.2019

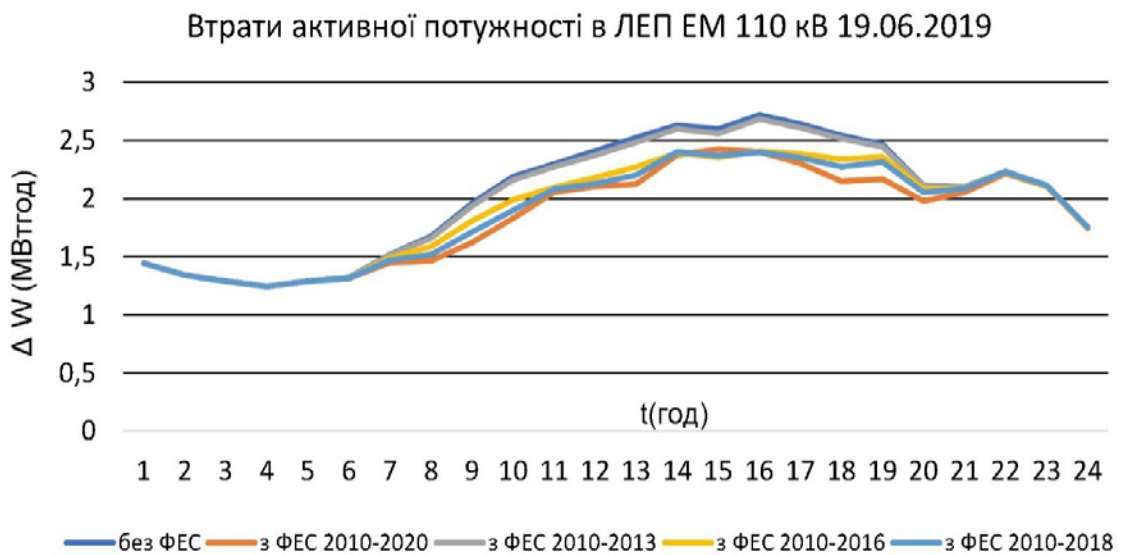


Рис. 1.18. Зміна втрат електричної енергії в лініях електропередачі мереж 110 кВ протягом 19.06.2019

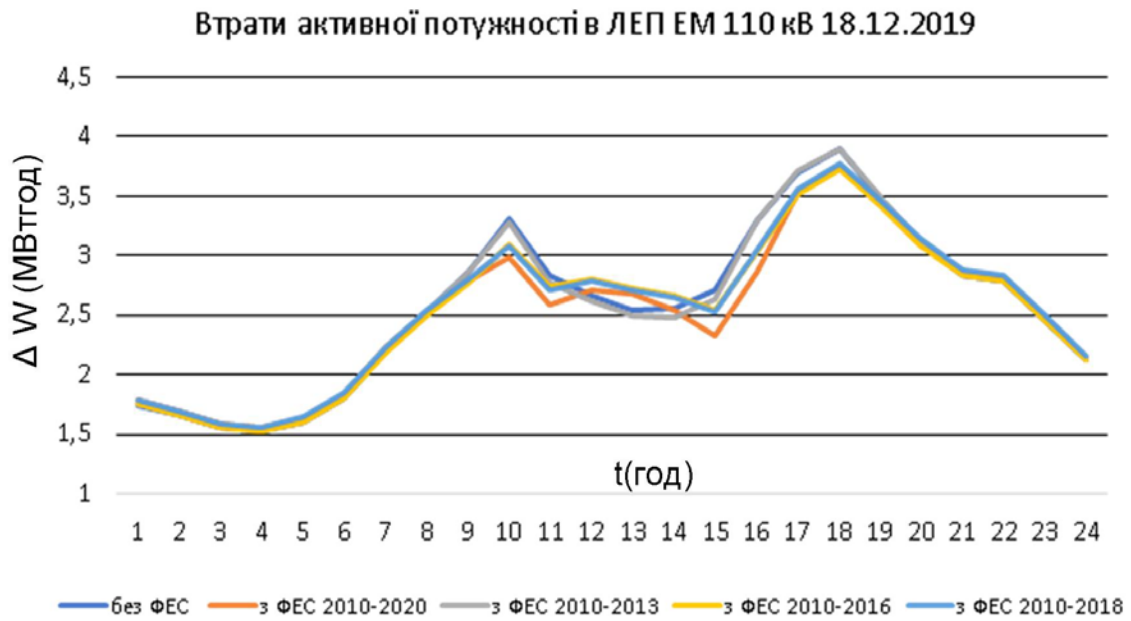


Рис. 1.19. Зміна втрат електричної енергії в лініях електропередачі мереж 110 кВ протягом 18.12.2019

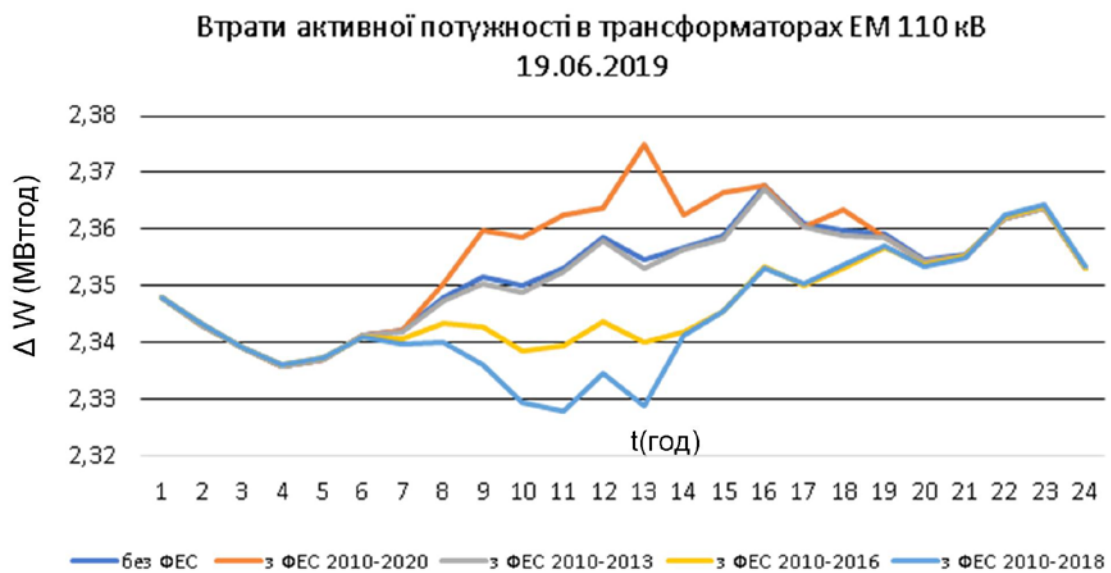


Рис. 1.20. Зміна втрат електричної енергії силових трансформаторах мереж 110 кВ протягом 19.06.2019

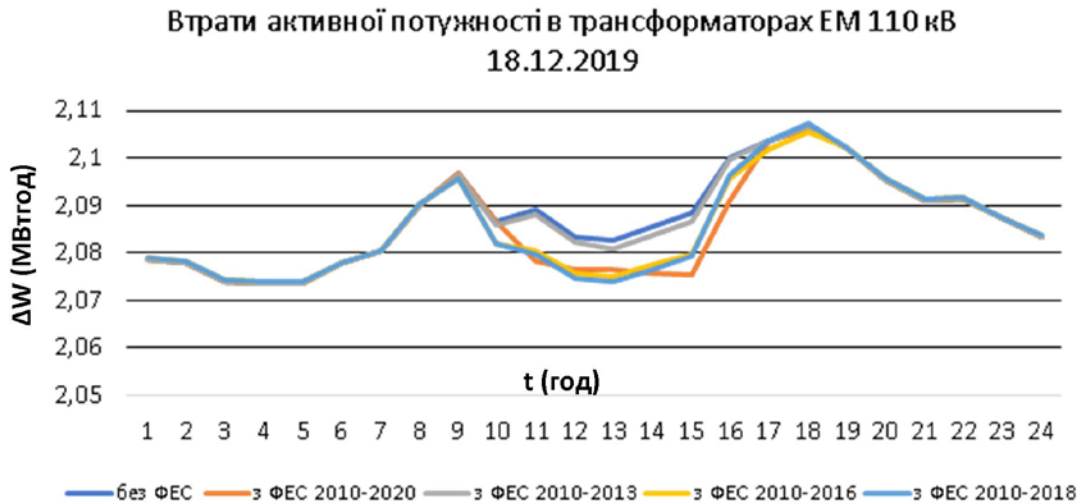


Рис. 1.21. Зміна втрат електричної енергії силових трансформаторів мереж 110 кВ протягом 18.12.2019

Розрахунки, показані на рис. 1.16 – 1.21, проведені з врахуванням динаміки розбудови фотоелектричних станцій в мережах АТ «Вінницяобленерго» починаючи з 2010 по 2020 рр. Розбудова ФЕС до 2018 року супроводжувалась розвантаженням як ліній електропередачі, так і силових трансформаторів мереж 110 кВ протягом літнього та зимового режимних днів. Однак суттєве зростання сумарної потужності введених ФЕС протягом 2019 – 2020 рр. призвело до завантаження силових трансформаторів протягом 19.06.2019 та зростанням втрат в ЛЕП порівняно з попереднім розрахунком періодом. Очевидно, що зростання несуттєві, однак подальша розбудова ФЕС без обґрунтування місць підключення і встановленої потужності може призвести до негативних наслідків і знизити ефективність функціонування електричних мереж АТ «Вінницяобленерго».

На рис. 1.22 – 1.27 показано зміну втрат електричної енергії по мережах 35 кВ протягом режимного дня (цифрові значення втрат електричної енергії наведені в Додатку А).

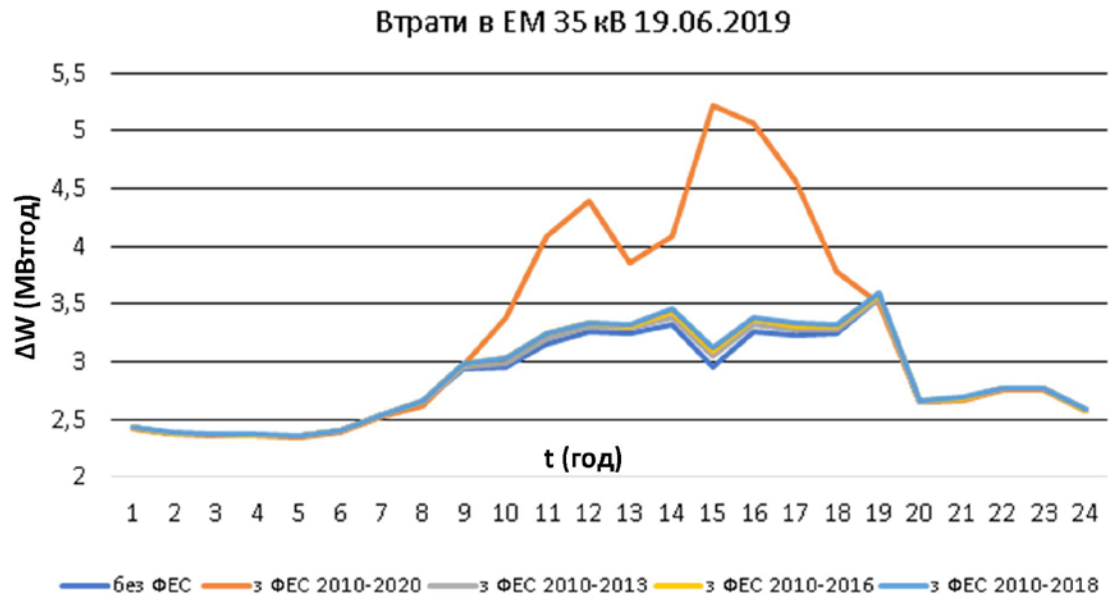


Рис. 1.22. Зміна сумарних втрат електричної енергії в мережах 35 кВ протягом 19.06.2019

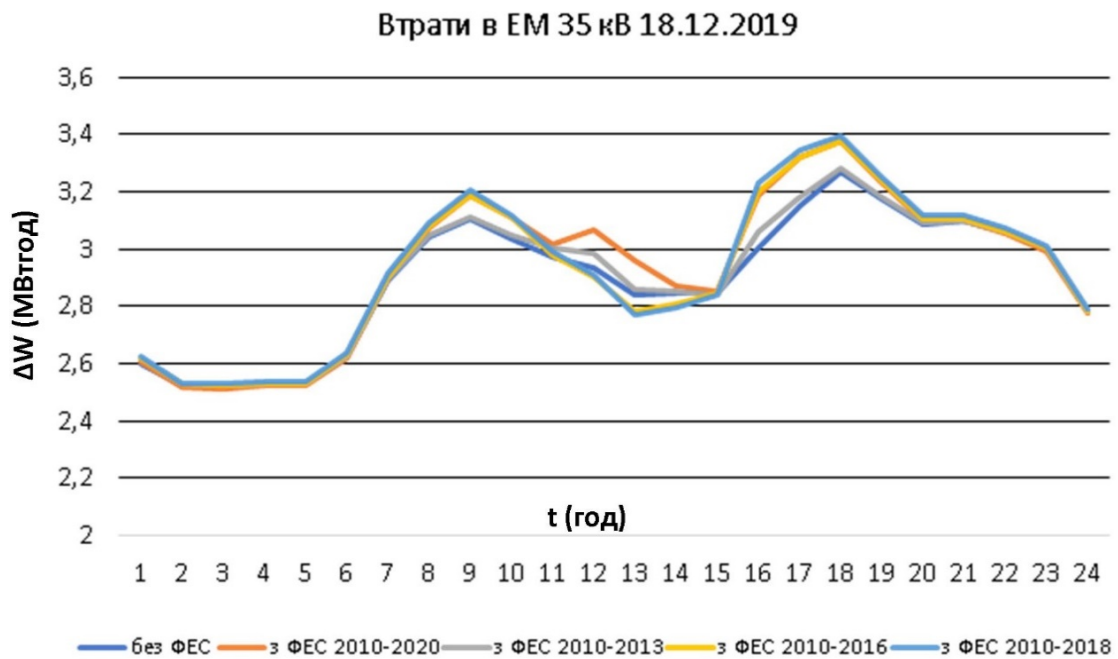


Рис. 1.23. Зміна сумарних втрат електричної енергії в мережах 35 кВ протягом 18.12.2019

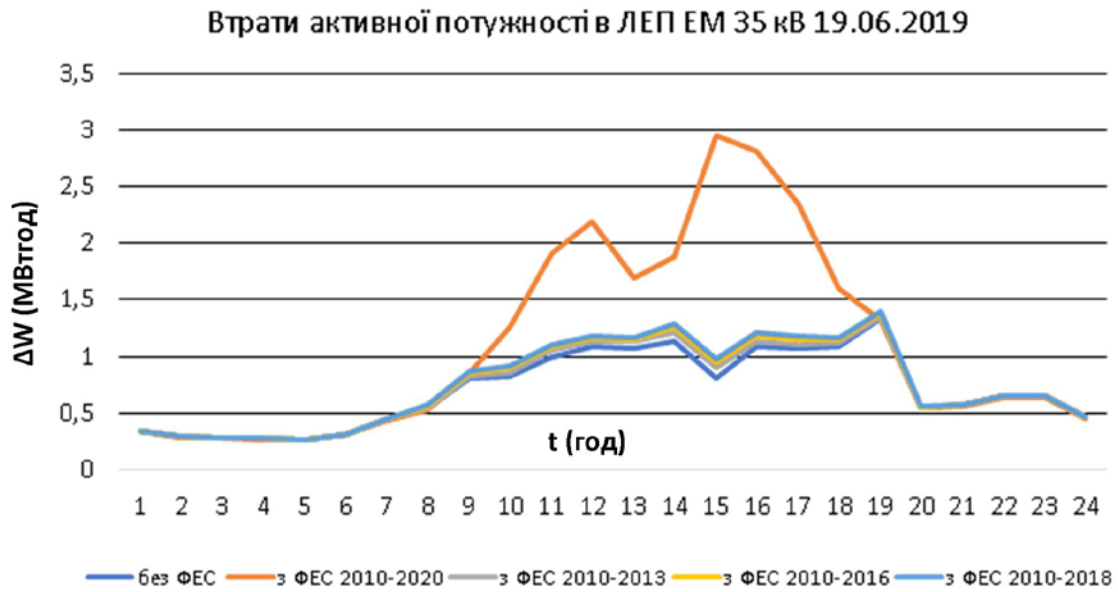


Рис. 1.24. Зміна втрат електричної енергії в лініях електропередачі мереж 35 кВ протягом 19.06.2019

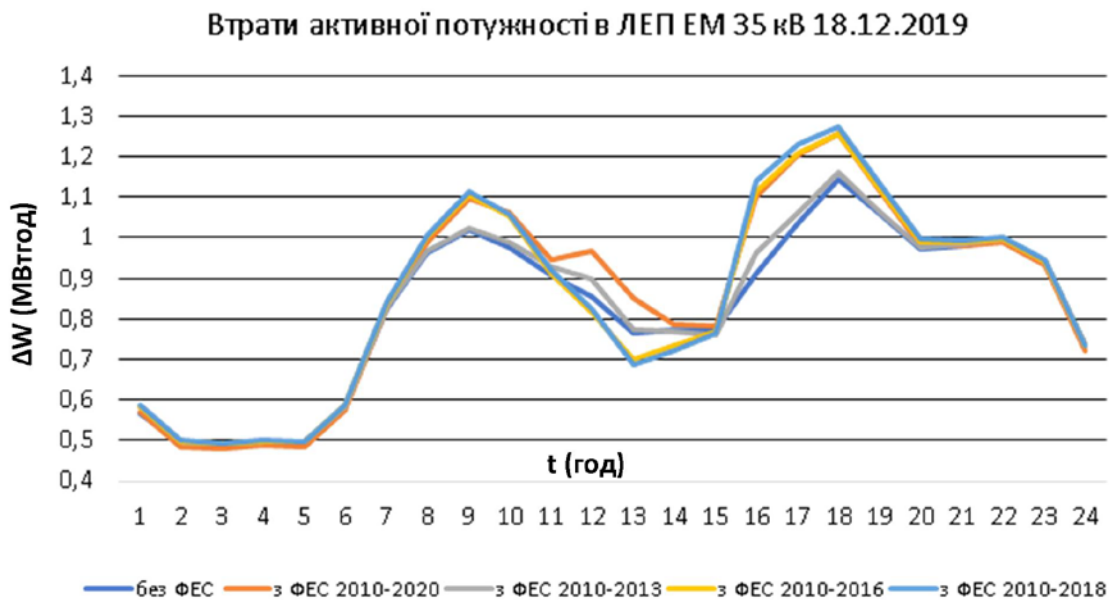


Рис. 1.25. Зміна втрат електричної енергії в лініях електропередачі мереж 35 кВ протягом 18.12.2019

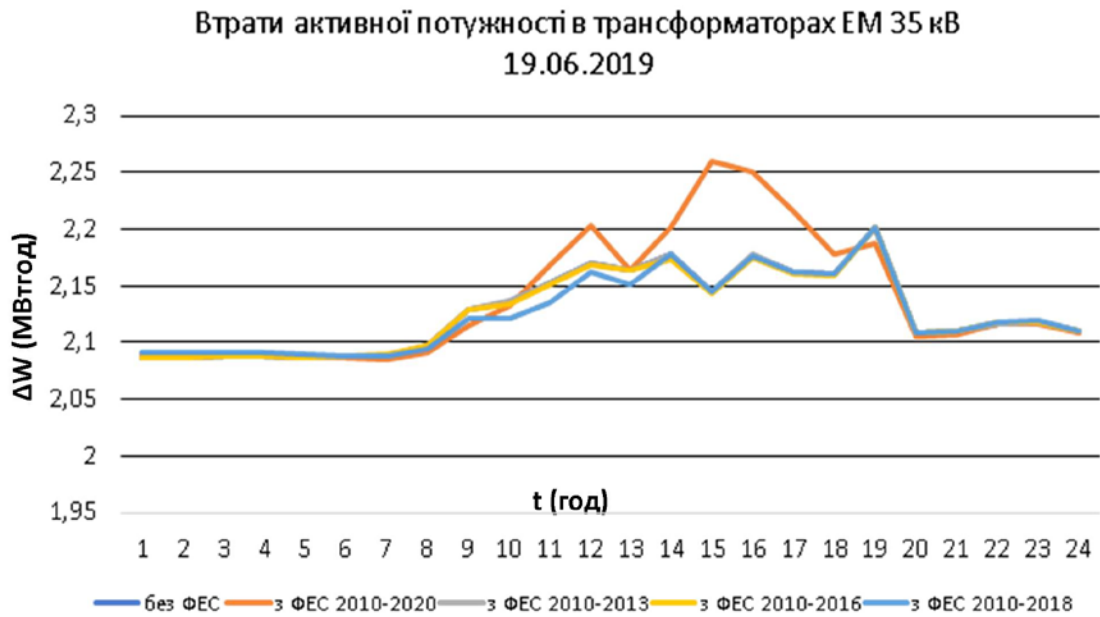


Рис. 1.26. Зміна втрат електричної енергії силових трансформаторах мереж 110 кВ протягом 19.06.2019

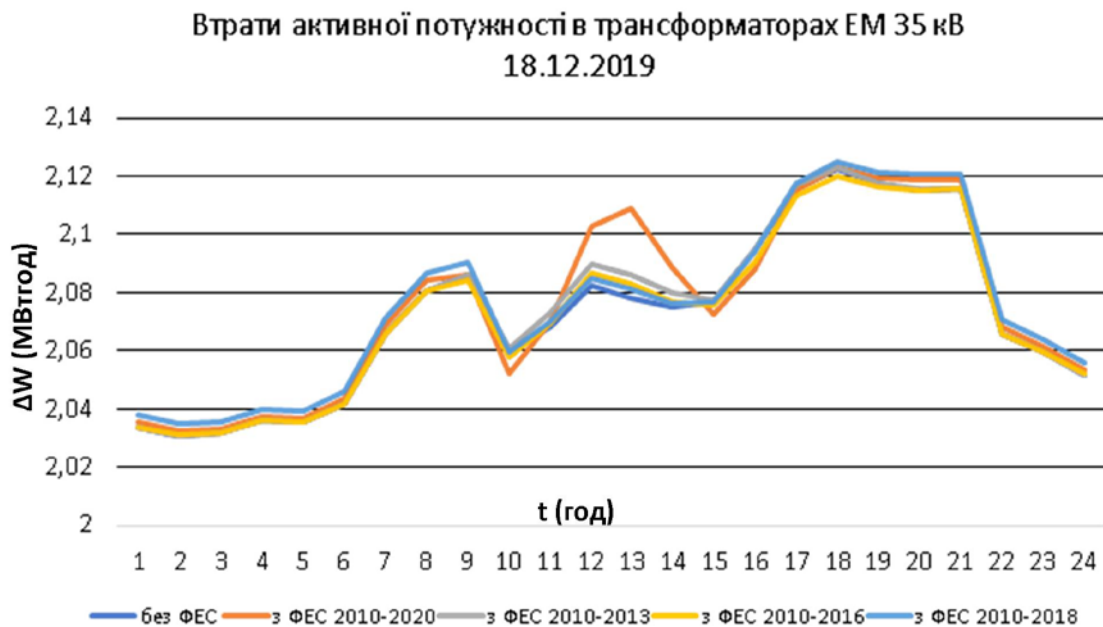


Рис. 1.27. Зміна втрат електричної енергії силових трансформаторах мереж 110 кВ протягом 18.12.2019

Розрахунки, показані на рис. 1.20 – 1.25, проведені з врахуванням динаміки розбудови фотоелектричних станцій в мережах АТ «Вінницяобленерго» починаючи з 2010 по 2020 рр. Розбудова ФЕС за незначним виключенням взимку призводило до незначного зростання втрат як в лініях електропередачі так і трансформаторах. Це пояснюється неспівпаданням графіків генерування і споживання протягом. Крім цього суттєве зростання втрат в електричних мережах 35 кВ 19.06.2019 зумовлене неоптимальною схемою підключення ряду потужних електричних станцій.

Для виявлення цих випадків розглянемо зміну втрат в районних електричних мережах ПАТ «Вінницяобленерго».

На рис. 1.26 – 1.27 показано сумарні втрати у відсотках від навантаження ПАТ «Вінницяобленерго».

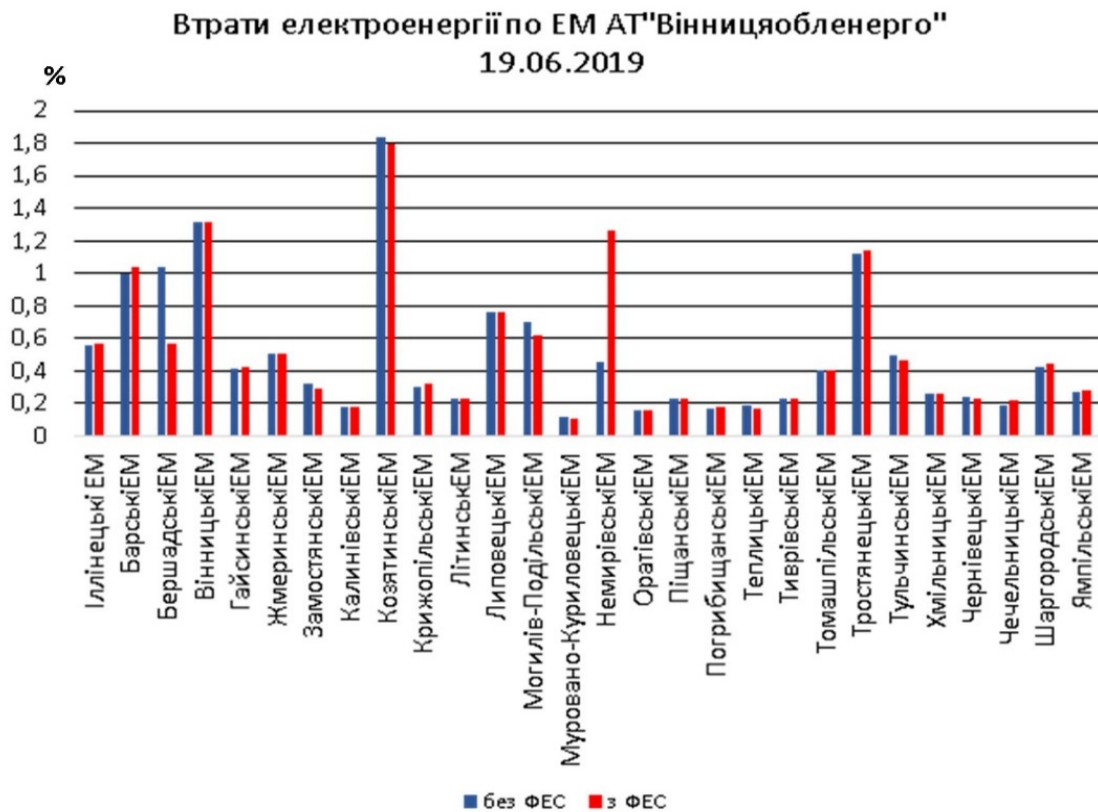


Рис. 1.28. Відсоткове значення втрат електричної енергії в районних електричних мережах для 19.06.2019

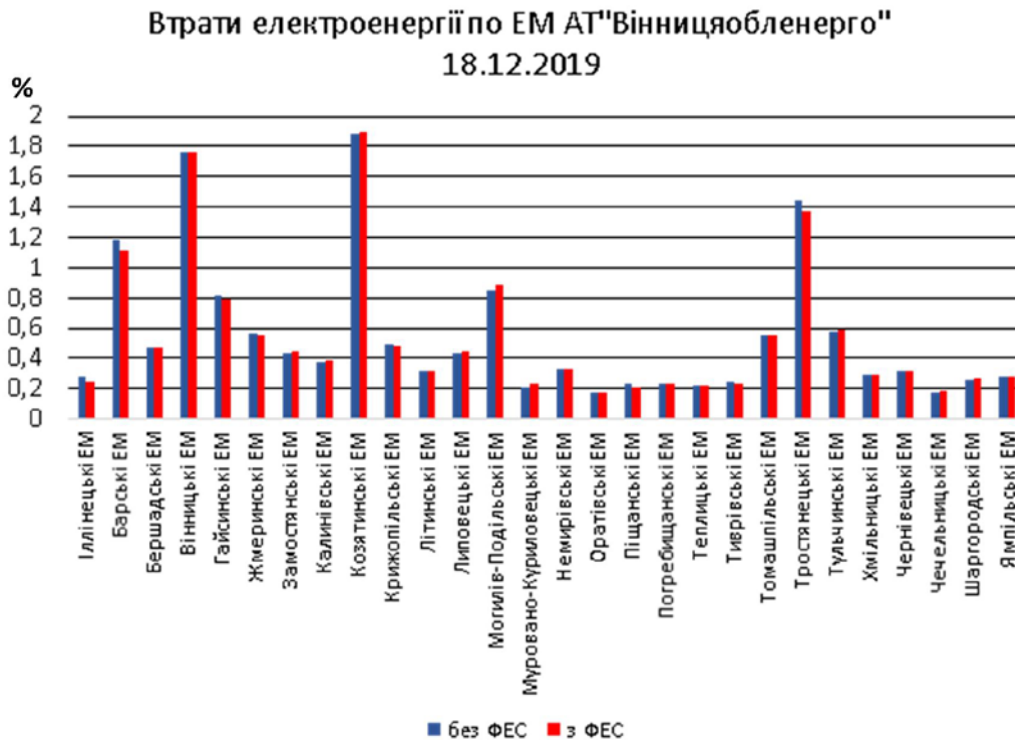


Рис. 1.29. Відсоткове значення втрат електричної енергії в районних електричних мережах для 18.12.2019

1.5. Аналіз основних заходів підвищення енергоефективності розподільних електричних мережах

Проведений аналіз впливу відновлюваних джерел енергії на енергоефективність розподільних мереж підтверджує необхідність системного підходу до розбудови ВДЕ, що потребує визначення засобів підвищення ефективності функціонування РЕМ і їх значущості.

Компенсація реактивної потужності (КРП) із застосуванням, в першу чергу, автоматично керованих батарей статичних конденсаторів (БСК) залишається одним з найбільш ефективних заходів щодо зниження втрат в розподільних електричних мережах на номінальній напрузі 10 (6) – 0,4 кВ. Крім стійкого енергозберігаючого ефекту КРП забезпечує розвантаження електричних мереж, а також робить позитивний вплив на якість електроенергії (фільтрація гармонік і стабілізація рівнів напруги). При сильному впливі на параметри мережі спотворюючих електроприймачів слід застосовувати фільтрокомпенсуючі пристрої або враховувати реальні рівні напруги при виборі номінальної напруги конденсаторів.

Вибір місць установки компенсуючи установок (КУ) й їх потужність необхідно здійснювати з врахуванням чутливості до них втрат електроенергії, впливу на рівні напруги в ЕМ, а також з врахуванням технічної можливості встановлення КУ на підстанціях, де це було б найвигідніше зробити з економічної точки зору [12, 13]. При цьому необхідно оцінити і порівняти між собою недовикористаний ефект від неможливості встановлення КУ на розрахованій підстанції і вимушеному перенесенні КУ в інше місце з затратами на реконструкцію тієї підстанції, де було б найдоцільніше встановити КУ за техніко-економічними показниками. Очевидно, що пристрої КРП повинні забезпечувати свою окупність в прийнятні терміни за рахунок результуючого ефекту, що досягається [12, 13].

Оптимізація нормальної схеми ЕМ є досить ефективним маловитратним енергозберігаючим заходом, що дозволяє досягати суттєвого ефекту. Відповідні розрахунки передбачені в багатьох прикладних програмних пакетах. Проте в переважній більшості випадків не враховується важлива обставина: зміну точок розмикання обумовлює перерозподіл активних і реактивних навантажень між вузлами живлячих мереж і, отже, приводить до зміни значення втрат в них. Тому при оптимізації місць розмикання слід враховувати результуюче зниження втрат у цій мережі та у живлячій мережі. Таким чином, при оптимізації точок нормального розмикання в мережах 10 (6) – 0,4 кВ (диспетчерська приналежність районних ЕМ) слід як мінімум враховувати результуючу зміну втрат в мережах обласних енергокомпаній. Слід також враховувати, що зміна конфігурації ЕМ впливає на надійність і якість електропостачання, що вказує на доцільність введення такого критерію якості функціонування електричної мережі, який би дозволяв комплексну (загальну) оцінку.

Оптимізація режимів ЕМ по реактивній потужності, напрузі і коефіцієнтам трансформації передбачає проведення єдиного розрахунку для розподільних і живлячих мереж, що визначає оптимальні (з погляду мінімізації втрат) значень генерування джерелами та споживання електроприймачами реактивної потужності і рівнів напруги. Цей захід дуже ефективний, проте його реалізація представляється в даний час проблематичною, оскільки регіональні електростанції як основні джерела реактивної потужності і електричні мережі належать різним власникам [12].

Оптимізація режимів мережі по напрузі і реактивній потужності в розподільних мережах використовується з урахуванням специфіки їх роботи. При цьому в розподільних мережах, в яких немає джерел активної потужності не потрібне узгодження з оптимізаційним розрахунком по активній потужності. Напруга в розподільних мережах регулюється в центрах живлення (ЦЖ). Основним завданням регулювання напруги в ЦЖ є забезпечення допустимих відхилень напруги у електроприймачів, приєднаних до мереж 6 – 10 кВ і нижче. При цьому, як правило, вдається одночасно знизити і втрати електроенергії в мережах. Можливості такого зниження збільшуються за наявності в ЦЖ всіх мереж 6 – 10 кВ трансформаторів з РПН.

Проте в розподільних мережах підвищення рівня напруги призводить не тільки до зменшення втрат потужності, але і до зростання споживання активної і, особливо, реактивної потужності відповідно до їх статичних характеристик по напрузі. Тому для визначення доцільності підвищення рівня напруги в розподільних мережах потрібно аналізувати його вплив на зміни втрат потужності в мережі і споживання навантажень. Крім того, треба враховувати і збиток споживачів від низької якості напруги [14]. Таким чином, збільшення напруги в ЦЖ покращує якість електроенергії, але оскільки призводить до збільшення споживання активної і реактивної потужностей, то суттєво погіршується ефект від зменшення втрат електроенергії в ЕМ.

Вирівнювання графіків навантаження споживачів є дієвим механізмом підвищення ефективності функціонування розподільних мережах особливо в умовах розбудови ВДЕ. Для успішного застосування цього заходу необхідно відпрацювати форми взаємодії між мережевими компаніями і підприємствами, що включають відповідні стимули для споживачів [16]. На сьогодні це нормативно врегульовано багатоставочними тарифами, проте вимагається відповідне технічне оснащення [16, 17].

Особливість цього заходу в його системному ефекті. З однієї сторони, вирівнювання графіків навантаження через зменшення коефіцієнта форми графіка дозволяє зменшити втрати електроенергії в розподільних мережах. З іншої – більш рівномірний графік навантаження сприяє покращенню техніко-економічних показників

електричних станцій. Особливо це стосується теплових станцій, які вимушено приймають участь в регулюванні графіків активної і реактивної потужності та напруги в ЕМ.

Застосування DMS-систем. Рішення всіх описаних вище задач об'єднують в своїй функціональності так звані *DMS-системи* (*Distribution Management System*), що набувають все більшого розповсюдження в світовій електроенергетиці. Це сучасні інтегровані експертні системи управління розподіленими мережами, що мають в своєму складі динамічну модель електричної мережі з можливою прив'язкою до геоінформаційної системи, мікро-*SCADA* і пакет доданків для вирішення завдань різного характеру: експлуатаційних, оперативних, режимних, РЗА і ін. Окрім цього, *DMS-системи* мають широкий вибір інструментів розробки рішень зі зниження технічних втрат [12].

Заміна проводів на перевантажених лініях знаходить застосування в основному в розподільних електричних мережах 380 В і 6 – 10 кВ. Захід здійснюється переважно з метою підвищення пропускної спроможності перевантажених ліній, заміни фізично зношених проводів ліній за їх капітального ремонту, заміни сталевих проводів на алюмінієві та сталєво-алюмінієві. Зниження втрат енергії тут в більшості випадків хоча й є побічним ефектом, але він повинен враховуватися. Цей ефект досягається за рахунок зменшення питомої густини струму в проводі в А/мм². Тобто, якщо заміна проводів супроводжується зменшенням питомої густини струму, то цей захід призведе до зменшення втрат електроенергії і покращення напруги [12].

Переведення електричних мереж на більш високу номінальну напругу застосовується в основному для підвищення пропускної спроможності електричних мереж або їх ділянок в тих випадках, коли навантаження мереж досягло граничного значення для діючої номінальної напруги. При цьому, як правило, вже не виправдовують себе технічні заходи по реконструкції ЕМ, оскільки вони ведуть до незначного збільшення пропускної спроможності мереж в порівнянні із збільшенням номінальної напруги. Цей захід, в першу чергу, стосується тих випадків, коли населений пункт або його частина переводяться на електроопалення. В цьому випадку розподіл електроенергії повинен здійснюватися на напрузі 10 кВ, а довжина ліній 0,38 кВ зводиться до мінімуму [12, 18].

Оптимізація місць розмикання ліній 6-35 кВ з двостороннім живленням. Цей захід для ЕМ 6 – 35 кВ по-суті є обов'язковим. По-перше споживачі першої та другої категорії по надійності повинні житись від двох джерел (тому лінії з двостороннім живленням), а по-друге – традиційно склалося, що мережі 6 – 35 кВ експлуатуються за радіально-магістральними схемами. Розімкнений режим експлуатації цих мереж дозволяє зменшити негативний вплив мереж вищої напруги, який через їх неоднорідність проявляється в е. р. с. небалансу і, як наслідок, в додаткових втратах електроенергії через струми небалансу, що циркулюють в замкнених контурах [12].

Розмикання лінії 6 – 35 кВ з двостороннім живленням призводить до перерозподілу навантажень між живлячими підстанціями і зміною втрат в зовнішній мережі.

В якості основної режимної інформації використовуються потоки активної і реактивної енергії у вузлах лінії 35 кВ і вище і на головних ділянках лінії 6 – 10 кВ. Для здійснення економічних розімкнених режимів розподільної мережі з найменшими втратами щорічно, до настання осінньо-зимового максимуму навантаження, або кілька разів на рік персоналом електромережі розробляється так звана нормальна схема експлуатації з чітко визначеними точками розмикання контурів і умовами роботи пристроїв релейного захисту і автоматики.

1.6. Проблема підвищення енергоефективності розподільних електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії. Задачі подальших досліджень

Інформаційне забезпечення задач енергозбереження складається з комплексу заходів, направлених на своєчасне і надійне представлення інформації з достатньою точністю і в об'ємі, необхідному для вирішення даного завдання. Основною тенденцією в підвищенні якості інформаційного забезпечення експлуатаційних завдань розподільних електричних мереж на сьогоднішній день є розширення їх оснащення новими засобами збору і передачі даних, відображення схемної і режимної інформації, її автоматичної реєстрації і статистичної обробки з метою переходу від традиційних методів аналізу режимів роботи мереж до автоматизованих систем.

При цьому математичне забезпечення, що вимагає розробки і вдосконалення алгоритмів і програм розрахунку, аналізу, планування, прогнозування режимів роботи електричних мереж (у тому числі і контролю втрат електроенергії) в реальному часі, розвивається істотно повільніше. Цей аспект знижує ефективність інформаційних систем в цілому.

Останнім часом помітно ускладнюються завдання вибору оптимальних рішень в енергетиці. Тенденція до ускладнення цих завдань логічно витікає з самої суті електроенергетики як великої системи, оскільки її розвиток і функціонування підпорядковане виконанню значної кількості різноманітних завдань. Енергосистема повинна забезпечувати якісне і надійне постачання споживачів електроенергією, економічність, зокрема мінімальні втрати електроенергії під час її транспортування і розподілу, і нормований вплив на навколишнє середовище. До цього переліку додається ще багато інших, переважно локальних, завдань.

За наявності багатьох, часто суперечних цілей, а також різних типів вихідної початкової інформації про систему, в результаті пошуку найкращого рішення виявляється багато альтернатив. Природно, що серед них бажано не вибрати найкращу, в якомусь певному сенсі, а знайти оптимальне рішення задачі з огляду на системний підхід.

Режим роботи розподільної мережі характеризується набором критеріїв, в якому поліпшення одного, що має місце при одноцільовій оптимізації, часто викликає погіршення інших. Наприклад, зниження приведених витрат за рахунок зменшення капіталовкладень може призводити до зниження надійності електропостачання, якості електроенергії і т. п.

Організація вибору заходів підвищення ефективності одночасно по критеріях, що характеризують стійкість, надійність, якість, економічність режиму роботи розподільної мережі, забезпечує вибір такого заходу, який часто не є оптимальним ні за одним з критеріїв, однак виявляється найбільш прийнятним за їх сукупністю. В цьому випадку доцільно оцінити ефективність заходу за показником якості функціонування електричної мережі, який охоплює сукупність експлуатаційних характеристик мережі [19 – 21].

Отже, підводячи підсумки, можна стверджувати, що у наш час для розподільних електричних мереж характерна проблема невизначеності вихідних даних. Неповнота інформації примушує використовувати методи розрахунку, які засновані на тих або інших припущеннях, що визначають передбачуваний вплив на результати розрахунку відсутньої інформації. Для цього методи визначення втрат електроенергії необхідно адаптувати для використання сучасних інформаційних можливостей, в тому числі АСКОЕ.

Впровадження засобів телевимірювання у розподільні мережі в межах створення АСКОЕ частково вирішують проблему інформаційного забезпечення задач планування заходів підвищення ефективності. Для встановлення ефективності електроощадних заходів в розподільних мережах необхідно розробити метод і алгоритм їх кількісного оцінювання, а також визначення передумов їх розроблення та черговості практичної реалізації. Оскільки проведення заходів в електричних мережах зачіпає крім втрат електроенергії й інші їх характеристики, зокрема надійність і якість електроенергії, то необхідно адаптувати математичну модель комплексного показника якості функціонування складної системи [20, 21] з метою використання його для оцінювання покращання якості функціонування ЕМ за рахунок електроощадних заходів. Це стосується, в першу чергу, оптимізації схем електропостачання ЕМ 10 (6) кВ на підставі комплексних показників якості їх функціонування.

Отже, виходячи з наведеного вище напрямком досліджень у цій роботі є підвищення енергоефективності розподільних мережах за умов інтенсивної розбудови відновлюваних джерел енергії на підставі комплексного показника якості функціонування та аналізу чутливості, а саме:

- виконати аналіз взаємовпливу розподільних електричних мереж різних класів напруги з відновлюваними джерелами енергії;
- розробити метод, що дозволить врахувати взаємовплив електричних мереж різних класів напруги з відновлюваними джерелами енергії за обмеженої вихідної інформації ;
- адаптація математичної моделі комплексного показника якості функціонування складної системи з метою використання для оцінювання ефективності електроощадних заходів в електричних мережах;

- виконати аналіз впливу потужності відновлюваних джерел енергії під'єднаних до розподільних електричних мереж на їх енергоефективність і сформулювати умови доцільного рівня розбудови ВДЕ;
- виконати аналіз засобів підвищення енергоефективності, які ґрунтуються на застосуванні технічних особливостей електричних мереж, відновлюваних джерел енергії та споживачів;
- сформулювати умови етапності розбудови розподільних електричних мереж з ВДЕ, що дозволить комплексно розв'язати задачу підвищення їх енергоефективності.

2. МОДЕЛЮВАННЯ СКЛАДОВИХ ІНТЕГРАЛЬНОГО ПОКАЗНИКА ЯКОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

2.1. Математичне моделювання структурної та балансової надійності в задачі оцінювання якості функціонування електричних мереж

Врахування значної кількості характеристик ЕМ для оцінювання її якості зумовлює доцільність у визначенні інтегрального показника. Як зазначалось в [22] загальні вимоги, яким має відповідати такий показник є: відображення об'єктивної реальності; оцінка ефективності, якості та оптимальності; можливість фізичного та абстрактного тлумачення; можливість обчислення, з використанням ЕОМ; нормування і відображення «крайніх» станів системи з урахуванням потенційно та реально можливих; повинен бути до певної міри узагальнюючим (характеризувати окремі підсистеми і системи в цілому в усіх життєвих циклах); повинен легко розкладатись на часткові показники та об'єднуватись в узагальнені; повинен мати теоретичну основу і дозволяти розробляти нову теорію або розвивати стару; володіти евристичністю, дозволяти приймати рішення на підставі досвіду та інтуїції тощо.

До властивостей технічної системи, які визначають її якість функціонування, найбільш часто відносять [23, 24, 25] надійність, економічність і безпечність, а при певних вимогах до системи – живучість. Основною задачею електричної мережі є забезпечення надійного постачання якісною електроенергією споживачів, які під'єднанні до неї [26]. Тому основні характеристики, які повинен об'єднувати інтегральний показник якості функціонування, є надійність, якість електричної енергії та економічність роботи ЕМ (рис. 2.1).



Рис. 2.1. Властивості, які визначають якість функціонування ЕМ

2.1.1. Загальні положення оцінювання структурної та балансової надійності в електричних мережах

Важливим методичним аспектом під час вивчення якості функціонування електричної мережі є виділення ієрархічних рівнів розгляду. Розрізняють такі ієрархічні рівні (див. рис. 2.2).

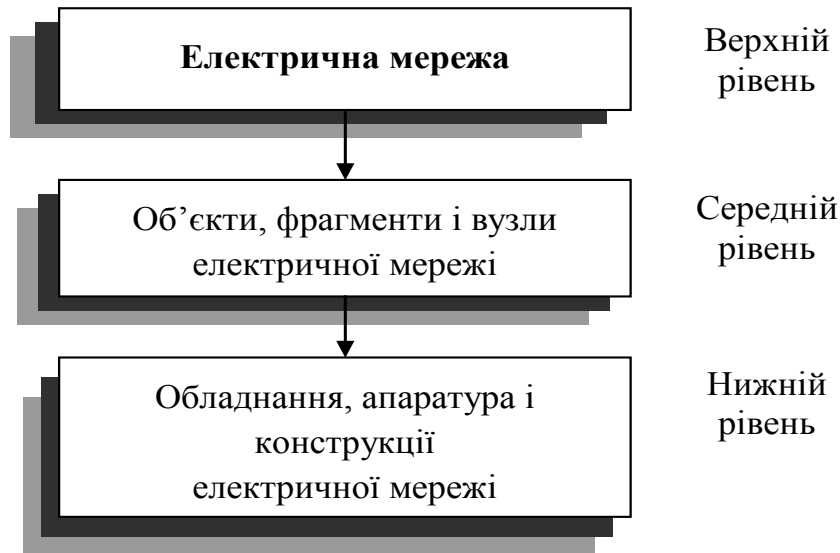


Рис. 2.2. Ієрархічні рівні електричної мережі

Нижній рівень – обладнання, апаратура та конструкції. Він включає в себе електромережеве силове обладнання, комутаційну апаратуру, елементи і конструкції ліній електропередачі і електропідстанцій, апаратуру систем автоматики, релейного захисту і управління. Все перераховане відноситься до заводських виробів, як правило, серійного випуску.

Середній рівень – електромережеві об'єкти, фрагменти і вузли електричної мережі. До цього рівня відносяться більшість типових технічних рішень, які можуть повторюватися під час проектування ліній електропередачі, вузлів електропідстанцій (збірних шин, систем власних потреб, трансформаторного блоку і іншого), зовнішнього електропостачання виділеного вузла навантаження, комплексу релейного захисту та автоматики та іншого.

Верхній рівень – електрична мережа в цілому.

Важливим методичним аспектом, що визначає підхід до оцінки надійності електричної мережі, є те, що технологічні порушення і пов'язані з ними відмови утворюють в часі потік подій. Залежно від визначених ієрархічних рівнів розгляду поняття надійності та її показники можуть відрізнятися. Так, на нижньому рівні (рис. 2.2) згідно [27, 28] під надійністю розуміється властивість об'єкта зберігати в часі у встановлених межах значення всіх параметрів, що характеризують здатність виконувати необхідні функції в заданих режимах і умовах застосування, технічного обслуговування, зберігання і транспортування.

На середньому ієрархічному рівні розглядаються об'єкти, що містять у своїй структурі декілька одиниць обладнання, апаратури і конструкцій (елементів попереднього ієрархічного рівня), які з'єднані певним чином (послідовне, паралельне або змішане з'єднання). Отримані таким чином технічні утворення (об'єкти) нерідко виступають в якості типових технічних рішень. Використовувані оцінки надійності роботи об'єктів на цьому ієрархічному рівні мають деякі відмінності в порівнянні з попереднім рівнем. Так, надійність визначається як властивість об'єкта виконувати передбачені при його створенні функції за певних умов експлуатації.

Основним завданням електричної мережі є забезпечення надійного постачання електричної енергії споживачам, приєднаних до мережі. Тому надійність електричної мережі визначається як властивість мережі забезпечити необхідний технологічний зв'язок між генерувальними джерелами (внутрішніми і зовнішніми) і вузлами споживання енергії для виконання договірних зобов'язань мережі з надійного електропостачання споживачів. Враховуючи інтегральність поняття «надійність» доцільним є розгляд не лише ієрархічних рівнів електричної мережі, але й розбиття поняття на складові: структурна та балансова надійність.

Структурна надійність (СН). Надійність структурна – це результуюча надійність електричної мережі для заданої її структури і відомих значеннях надійності всіх елементів, які входять в неї [29]. Під час розрахунку показників структурної надійності вважається, що відмови електропостачання вузла навантаження немає, якщо існує хоча б один шлях, що зв'язує цей вузол з джерелом живлення. Тут

приймається допущення про нескінченну пропускну спроможність міжвузлових зв'язків і ігноруються обмеження режимних параметрів. Для оцінювання структурної надійності широкого розповсюдження набув метод простору станів. Перед використанням методу формуються множина станів, в яких може перебувати мережа, і можливі переходи між цими станами. Стан мережі визначається станом кожного її елемента: елемент знаходиться або в робочому стані, або в стані відмови. Якщо змінюється стан хоча б одного елемента, то і мережа, в склад якої він входить, переходить в новий стан. Сукупність всіх можливих станів мережі утворює множину станів.

В теорії про структурну надійність електричних мереж приймається допущення, що процес переходу від одного стану до іншого описується експоненціальним розподілом. Припущення про експоненціальний розподіл подій на інтервалі часу, що передують події яка розглядається, є основою більшості технічних прикладних програм [30]. Однак якщо розглядається тривалий проміжок часу функціонування системи, то модель з постійною інтенсивністю переходів дає задовільні результати і в тих випадках, коли ці розподіли в дійсності не експоненціальні. Крім того, не експоненціальні (наприклад, гама- або нормальний) розподіли можна моделювати штучними структурами з експоненціальними розподілами переходів [31, 32].

Балансова надійність (БН). Надійність балансова – здатність енергосистеми забезпечувати сукупну потребу в електричній потужності та енергії споживачів з урахуванням обмежень у вигляді планових і непланових відключень елементів енергосистеми та обмежень на поставку енергоресурсів [33]. Під час вибору показників, які характеризують балансову надійність (ПБН) електричних мереж з РДЕ, необхідно враховувати прості і очевидні рекомендації [28, 34]. Їх число повинно бути мінімальним і в той же час достатнім для прийняття рішень з забезпечення необхідного рівня балансової надійності. Необхідно уникати складних ПБН, вони повинні мати простий фізичний зміст і допускати можливість оцінювання значень різними методами. Вибрані ПБН розподільної електричної мережі з ВДЕ повинні бути чутливими до збурень, які призводять до зниження або підвищення її надійності (зміни режиму генерації відновлюваних джерел електричної енергії).

Відповідно до [35] для оцінювання показників надійності електропостачання повинні застосовуватись такі показники:

– показник середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні в системі (далі – SAIDI) розраховується за формулою:

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^k t_i \cdot n_i}{n}, \quad (2.1)$$

де t_i – тривалість i -ої довгої перерви в електропостачанні, хв.; n_i – кількість точок продажу електричної енергії, відключених у результаті i -ої довгої перерви в електропостачанні, шт.; k – кількість довгих перерв в електропостачанні протягом звітнього періоду; i – номер довгої перерви в електропостачанні, $i = 1, 2, 3, \dots, k$; n – загальна кількість точок продажу електричної енергії, шт.

– показник середньої частоти довгих перерв в електропостачанні в системі (далі – SAIFI) розраховується за формулою:

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^k n_i}{n}. \quad (2.2)$$

– показник середньої частоти коротких перерв в електропостачанні в системі (далі – MAIFI) розраховується за формулою:

$$MAIFI = \frac{\sum_{j=1}^r n_j}{n}, \quad (2.3)$$

де n_j – кількість точок продажу електричної енергії, відключених у результаті j -ої короткої перерви в електропостачанні, шт.; r – кількість коротких перерв у електропостачанні протягом звітнього періоду; j – номер короткої перерви в електропостачанні, $j = 1, 2, 3, \dots, r$; n – загальна кількість точок продажу електричної енергії, шт.

– розрахунковий обсяг недовідпущеної електроенергії (далі – ENS) розраховується за формулою:

$$ENS = \sum_{l=1}^6 \sum_{i=1}^k \frac{n_i^{z_l} \cdot t_i \cdot Q^{z_l}}{43800} \text{ (тис. кВт} \cdot \text{год)}, \quad (2.4)$$

де z_1 – ознака рівня напруги та відповідності території (z_1 – 0,4 кВ – міський населений пункт, z_2 – 0,4 кВ – сільський населений пункт, z_3 – 6 – 20 кВ – міський населений пункт, z_4 – 6 – 20 кВ – сільський населений пункт, z_5 – 27,5 – 35 кВ, z_6 – 110/154 кВ); i – номер довгої перерви в електропостачанні, $i=1,2,3,\dots,k$; $n_i^{z_i}$ – кількість точок продажу електричної енергії, відключених внаслідок i -го довгого переривання з z -ю ознакою рівня напруги та відповідної території, шт.; t_i – тривалість i -ої довгої перерви в електропостачанні, хв.; Q^{z_i} – середньомісячне споживання електричної енергії в попередньому році на одну точку продажу електричної енергії з z_i -ою ознакою рівня напруги та відповідної території, тис. кВт·год; 43800 – звітний період часу (середньомісячний за рік), перерахований у хвилини.

Оскільки розглянуті показники визначаються як усереднені, то можливості оцінити вплив ВДЕ на надійність електричних мереж в повній мірі не є можливим. Тому додатково було виконано аналіз вітчизняних і зарубіжних джерел на предмет відшукування показників балансової надійності, що задовольняють рекомендаціям. Відповідно до [36, 37, 38, 39] найбільш повно рекомендаціям відповідають такі ПБН:

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

- математичне очікування компенсаційних затрат від ненадійного електропостачання споживачів (для заданих характеристик питомих затрат Y_0) (млн. грн);

- відносне забезпечення споживачів електричної енергії (коефіцієнт забезпечення балансу) $k_{зб} = 1 - \frac{M(\Delta E)}{M(E_n)}$, $M(E_i)$ – математичне очікування попиту на електричну енергію);

- інтегральні імовірності появи дефіциту потужності, найбільш широко використовуються в зарубіжній практиці. До них відносяться:

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

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

де $Q_i = 1/T$ – імовірність ступені графіка навантаження; P_{ik} – імовірність стану генерувальних потужностей пов'язаних з відмовою агрегатів; $\Delta P_{ik} = P_{Гik} - P_{Нik} < 0$ – дефіцит потужності в розподільних електричних мережах для k -го випадкового стану генерувальних потужностей.

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

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

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

Найбільш цікавими показниками є відносні ПБН, особливо за поставленої в роботі задачі врахування відновлюваних джерел електричної енергії під час оцінювання надійності роботи електричних мереж. Однак такі показники як *LOLP*, *LOLE* та *LOLH*, по-перше, не враховують залежності роботи ВДЕ від природних умов, а, по-друге, не дозволяють характеризувати стабільність цих джерел по відношенню до графіка електроспоживання, оскільки розроблялись для джерел, режим роботи яких продиктований споживачами електричної енергії. Тому необхідно розробити метод врахування впливу ВДЕ на балансову потужність, як джерел, режим роботи яких залежить від природних умов регіону їх розташування.

2.1.2. Застосування моделі Вейбулл-Маркова для побудови інтегрального показника якості функціонування електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії

Розбудова ВДЕ в електричних мережах додатково ускладнює задачу оцінювання якості функціонування і зокрема складової надійності. Тому доцільним є використання марковських моделей, основною перевагою яких є можливість декомпозиції задачі оцінювання впливу ВДЕ на надійність електропостачання [40]. Забезпечується

можливість розгляду процесу функціонування електричної мережі як множини станів, які визначаються її структурними особливостями. Відповідно, в кожному стані можна оцінити показники балансової надійності, на які впливають окремі ВДЕ.

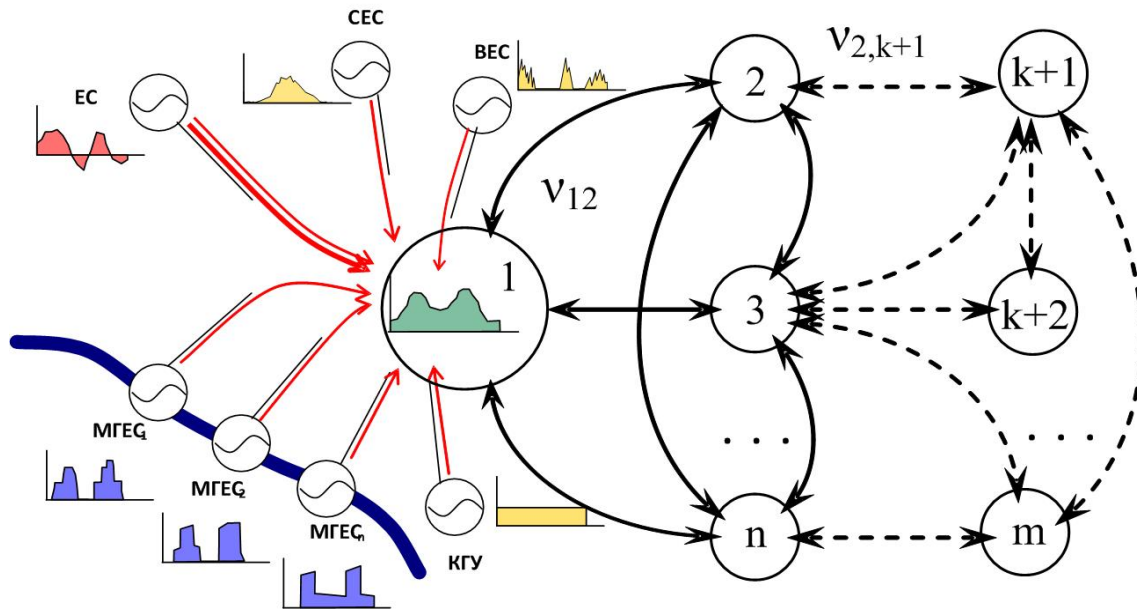


Рис. 2.3. Графічна інтерпретація оцінювання комплексного показника якості функціонування розподільної електричної мережі з розосередженим генеруванням

Використовуючи цей підхід можна виконати декомпозицію задачі оцінювання надійності ЕМ з відновлюваними джерелами. На першому етапі на основі аналізу структурної надійності електричної мережі необхідно побудувати граф можливих станів (див. рис. 2.3), в яких може перебувати ЕМ в залежності від стану її елементів (робочі/відмовили). На цьому етапі не враховується вплив ВДЕ.

Наступним етапом для кожного робочого стану виконується аналіз балансової надійності та інших складових якості. Відповідно до проведеного аналізу для кожного робочого стану визначається показник якості функціонування мережі в певному стані i .

В задачах визначення надійності електроенергетичних систем набули поширення методи на основі однорідних марковських моделей [31, 41, 42, 43]. Однак, експоненціальний розподіл випадкової події, який є обов'язковою умовою застосування марковських моделей, не

завжди виконується, особливо коли мова йдеться про час відновлення або перемикання. Часом ідуть на використання однорідних марковських моделей і у випадках, для яких не виконується експоненціальний розподіл для всього процесу функціонування системи, обґрунтовуючи відсутністю можливості проведення аналітичних обчислень іншими методами. В роботах [44, 45] запропоновано Вейбулл-Марковську модель, яка є напівмарковською. В цій моделі використовується розподіл Вейбулла для всіх випадкових величин, які характеризують процес функціонування. При цьому, за рахунок «попередньої обробки» можна оцінити властивості системи, додавши вклад кожного елементу системи. Імовірності станів обчислюються за вкладеною мережею Маркова. Тобто, запропонована модель містить однорідну марковську модель в якості підмножини і дозволяє працювати з колоколоподібними розподілами.

Модель Вейбулл-Маркова дозволяє уникнути недоліків однорідної марковської моделі при цьому залишає можливість виконання аналітичних обчислень суттєво не ускладнюючи його в порівнянні з однорідною марковською моделлю.

Для однорідної марковської моделі, яка ґрунтується на експоненціальному розподілі густина розподілу визначається за виразом:

$$f_{Tij}(t) = \lambda_{ij} \exp(-\lambda_{ij}t) \quad (2.7)$$

Для систем з кількістю станів понад два загальна густина розподілу буде визначатись як сума інтенсивностей переходів і (2.7) переписеться:

$$f_{Di}(t) = \left(\sum_{j=1}^M \lambda_{ij} \right) \exp \left(- \left(\sum_{j=1}^M \lambda_{ij} \right) t \right) = \lambda_i \exp(-\lambda_i t), \quad (2.8)$$

де M – кількість станів, які мають зв'язок зі станом i .

Імовірність переходу в стан j з врахуванням поточного стану i , для однорідної марковської моделі буде визначатись:

$$P_{r ij} = \frac{\lambda_{ij}}{\lambda_i}. \quad (2.9)$$

Модель Вейбулл-Маркова отримується з однорідної марковської моделі шляхом заміни густини розподілу (2.8) розподілом Вейбулла:

$$f_{Di}(t) = \lambda_i^{\beta_i} \beta_i t^{\beta_i - 1} \exp\left[-(\lambda_i t)^{\beta_i}\right] \quad (2.10)$$

На відміну від експоненціального розподілу для розподілу Вейбула необхідний ще один параметр – коефіцієнт форми β_i . Для значення $\beta_i = 1$ розподіл Вейбулла перетворюється в експоненціальний розподіл. Приклади моделей для системи, яка може перебувати в трьох станах, в формі однорідної марковської та Вейбулл-Маркова показано на рис. 2.4 відповідно а) та б).

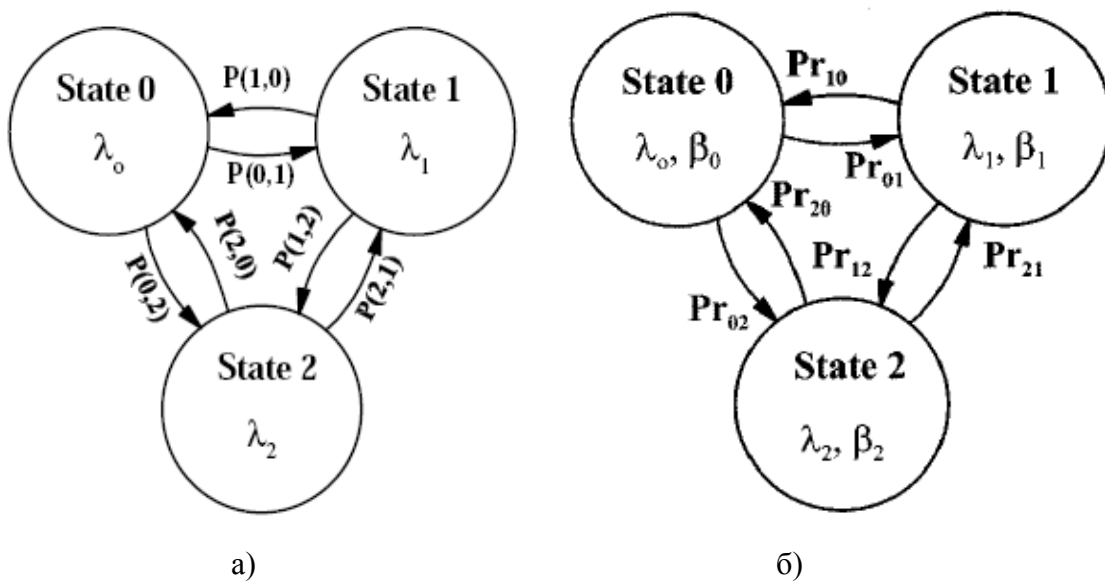


Рис. 2.4. Приклади моделей для системи, яка може перебувати в трьох станах, в формі однорідної марковської та Вейбулл-Маркова

В результаті отримано напівмарковський процес, аналітичне обчислення стаціонарних імовірностей якого здійснюється без значних проблем. Хоча обчислення не такі прості як для однорідної марковської моделі, вони не уповільнюють оцінювання надійності оскільки проводяться один раз для кожного компонента системи.

Розрахунок за моделлю Вейбулл-Маркова полягає в розрахунку компонентів системи з міркувань їх статистичної незалежності, використовуючи рекурсивний алгоритм [45].

Для перевірки адекватності результатів розрахунку в роботі [45] виконано порівняння з результатами статистичного моделювання методом Монте-Карло, результати якого наведені на рис. 2.5.

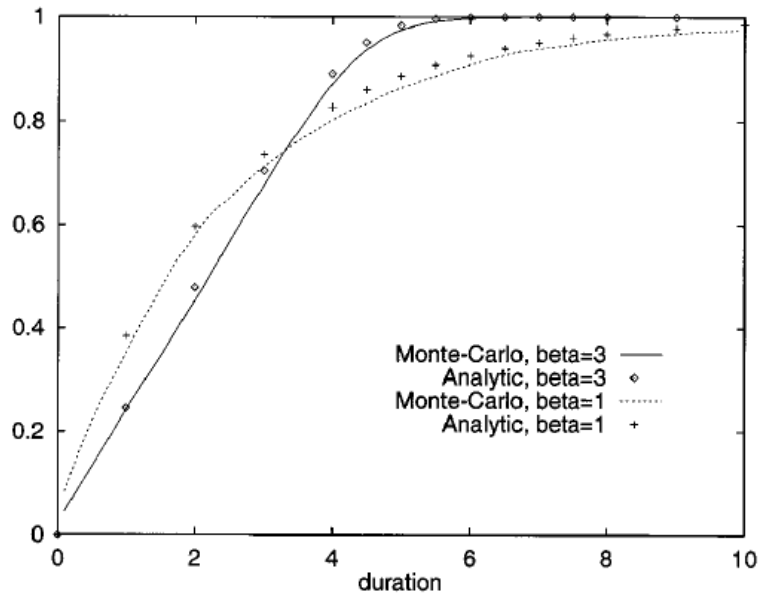


Рис. 2.5. Порівняння результатів обчислення за моделлю Вейбулл-Маркова та методом Монте-Карло [185]

Алгоритм побудови моделі Вейбулл-Маркова реалізований у програмному комплексі Power Factory, що дозволило скористатись ним під час виконання розрахунків з визначення імовірності станів електричної мережі для формування інтегрального показника якості функціонування.

2.2. Математичне моделювання режимів електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії для оцінювання складових якості функціонування

2.2.1. Режим мінімальних втрат електричної енергії в мереж з ВДЕ

Як зазначалось визначення якості функціонування виконується шляхом порівняння фактичного режиму функціонування електричної мережі з «ідеальним», який може відповідати цій мережі за певних умов та прийнятих допущень.

Нормальною схемою роботи розподільних електричних мереж є розімкнена схема. Проте з розбудовою РДЕ в електричних мережах з'являються лінії електропередавання з двостороннім живленням. При цьому за певних режимів генерування РДЕ можна досягнути струморозподілу близького до замкненої схеми мережі [46, 47]. Як

зазначалось в такий режим може розглядатись як «ідеальний», що відповідає мінімальному рівню втрат електричної енергії.

Перехід від розімкненої схеми до замкнутої зумовлює появу струморозподілу, який залежить від параметрів елементів електричної мережі та її конфігурації. Враховуючи, що процеси, пов'язані з розподілом струму в такій електричній мережі, підпорядковуються принципу найменшої дії [48, 49, 50, 51, 52], то можна говорити про оптимальний режим за критерієм мінімуму втрат. Як показано на рис. 2.6 з центрів живлення (ЦЖ) підтікають струми, які пропорційні задавальним струмам вузлів електричної мережі.

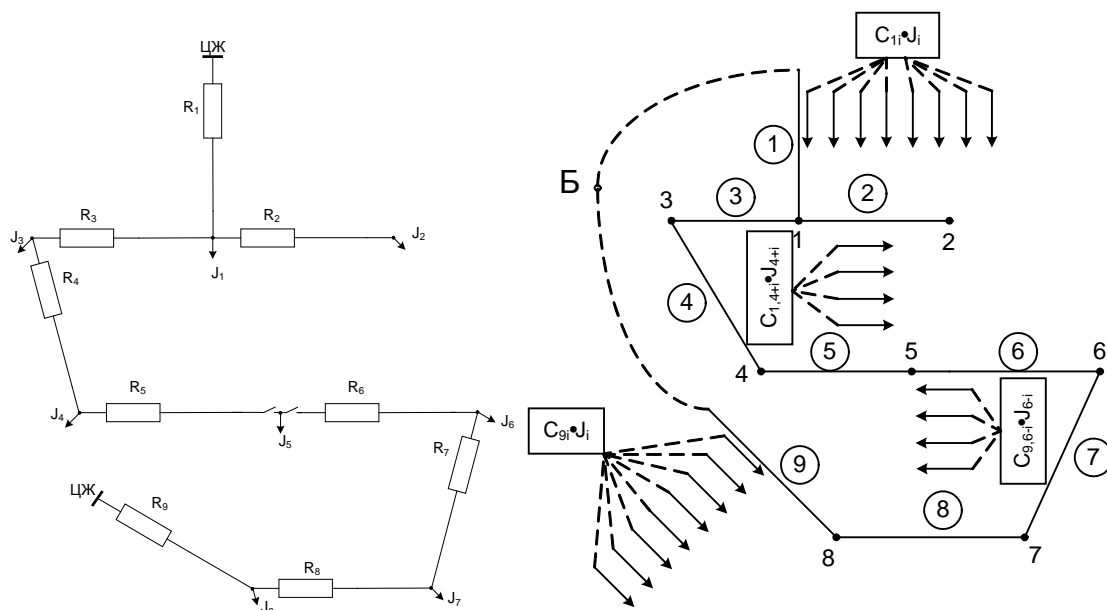


Рис. 2.6. Режим замкнутої електричної мережі

Коефіцієнти пропорційності є коефіцієнтами струморозподілу [53] і визначаються за матричним виразом:

$$\mathbf{C}_r = \mathbf{R}^{-1} \mathbf{M}^T (\mathbf{M} \mathbf{R}^{-1} \mathbf{M}^T)^{-1} \quad (2.11)$$

де \mathbf{R} – діагональна матриця активних опорів ліній електропередачі мережі; \mathbf{M} – перша матриця з'єднань, яка формується з повної матриці \mathbf{M}_z шляхом вилучення вузлів, що відповідають центрам живлення (ЦЖ); T – символ транспонованої матриці; -1 – символ оберненої матриці.

Очевидно, що перехід до розімкненої схеми призведе до того, що на значення струмів, які втікали від відімкненого ЦЖ, повинні зрости струми ЦЖ, що живить цей фідер (див. рис. 2.6а) [54]. Втрати електричної енергії при цьому зростають. Зростання втрат пропорційне відношенню відповідних коефіцієнтів струморозподілу (для схеми рис. 2.6 додаткові втрати визначаються за виразом $\delta\Delta P = \frac{\Delta P_p}{\Delta P_3} = \sum_{i=5} \frac{C_{9,i}}{C_{1,i}}$, де ΔP_p – втрати активної потужності в розімкненій мережі; ΔP_3 – втрати активної потужності в замкненій мережі).

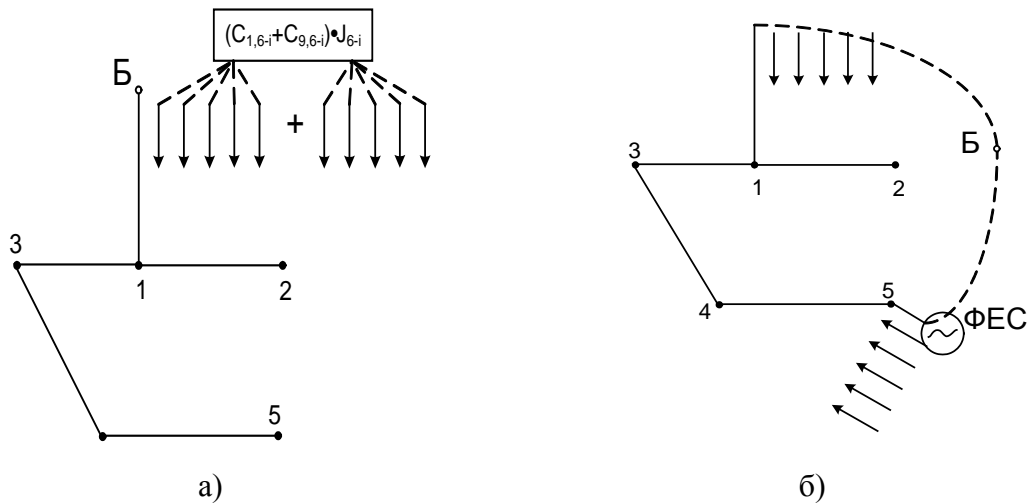


Рис. 2.7. Варіанти розімкненої схеми мережі

Поява в розподільних електричних мережах джерел енергії може забезпечити режим близький до режиму замкненої мережі за перетоками струмів і, як наслідок, за втратами електричної енергії (рис. 2.7б) [55]. Для підтвердження сказаного вище дослідимо умови і принципи оптимального розподілу активних і реактивних потужностей в електричних мережах на прикладі простої мережі з двохстороннім живленням, що утворилася в результаті під'єднання ВДЕ (див. рис. 2.8).

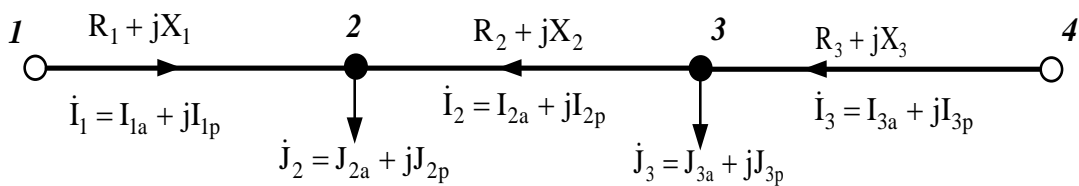


Рис. 2.8. Приклад простої мережі з двохстороннім живленням

У загальному випадку втрати активної потужності в електричній мережі можуть бути виражені безпосередньо через струми у вітках та їх активні опори:

$$\Delta P = \sum_{i=1}^n R_i (I_{ia}^2 + I_{ip}^2),$$

де I_{ia}, I_{ip} – активна й реактивна складові струму i -ої вітки; n – кількість віток мережі.

Зауважимо, що струми у вітках мережі повинні відповідати першому закону Кірхгофа або умові балансу струмів у вузлах. Отже, для мережі, зображеної на рис. 2.8, задача мінімізації втрат активної потужності може бути сформульована в такий спосіб:

$$\text{мінімізувати } \Delta P = \sum_{i=1}^4 R_i (I_{ia}^2 + I_{ip}^2), \quad (2.12)$$

$$\text{за умови } \left. \begin{array}{l} -I_{1a} - I_{2a} + J_{2a} = 0; \\ I_{2a} - I_{3a} + J_{3a} = 0; \\ -I_{1p} - I_{2p} + J_{2p} = 0; \\ I_{2p} - I_{3p} + J_{3p} = 0. \end{array} \right\} \quad (2.13)$$

Задача (2.12) – (2.13) сформульована за допущення, що відсутні обмеження на задаючі (генеруючі) струми вузлів. Вона записана в дійсних координатах змінних, тому струми представлені своїми активними і реактивними складовими. До умови балансу (2.13) не віднесені вузли 1 і 4, оскільки вони є балансуєчими. Тобто, відповідно до побудованої моделі оптимізації, визначаються не тільки значення оптимальних струмів у вітках, але й оптимальні з позицій мінімуму ΔP в мережі значення струмів, що задаються, джерелами живлення.

Для визначення оптимальних струмів у вітках, що забезпечують мінімум втрат активної потужності, скористаємося принципом найменшої дії [56, 51, 52]. Функція Лагранжа для (2.12) з врахуванням рівнянь зв'язку (2.13) має вигляд:

$$L = \Delta P + \lambda_1 (-I_{1a} - I_{2a} + J_{2a}) + \lambda_2 (I_{2a} - I_{3a} + J_{3a}) + \lambda_3 (-I_{1p} - I_{2p} + J_{2p}) + \lambda_4 (I_{2p} - I_{3p} + J_{3p}) \quad (2.14)$$

Функція Лагранжа (2.14) задовольняє таку систему рівнянь Ейлера:

$$\dot{\mathbf{I}}_0 = \mathbf{C}_r \mathbf{J}_a + j \mathbf{C}_r \mathbf{J}_p, \quad (2.15)$$

$$\text{де } \mathbf{C}_r = \frac{1}{R_2 + R_3 + R_1} \begin{pmatrix} -(R_2 + R_3) & -R_3 \\ -R_1 & R_3 \\ -R_1 & -(R_2 + R_1) \end{pmatrix}, \quad (2.16)$$

$\mathbf{J}_a, \mathbf{J}_p$ – вектори активних й реактивних складових вузлових струмів навантаження.

Матриця \mathbf{C}_r є матрицею коефіцієнтів струморозподілу, яка отримана за умови, що електрична мережа представлена її заступною r -схемою (реактивні опори віток дорівнюють нулю).

В результаті можна зробити висновок, що в мережі з декількома джерелами живлення мінімальні втрати активної потужності для випадку, коли на значення вузлових струмів не накладено ніяких обмежень, мають місце тоді, коли і активна, і реактивна складові струмів розподіляються в електричній мережі в залежності тільки від активних опорів, тобто відповідно заступній r -схемі мережі. Цей результат узгоджується з відомими висновками, зробленими в [53].

Отримані коефіцієнти струморозподілу не змінюються від режиму до режиму і сума відповідних коефіцієнтів дорівнює одиниці:

$$C_{r1,2} = \frac{(R_2 + R_3)}{R_2 + R_3 + R_1}; C_{r4,2} = \frac{R_1}{R_2 + R_3 + R_1};$$

$$C_{r1,3} = \frac{R_3}{R_2 + R_3 + R_1}; C_{r4,3} = \frac{(R_2 + R_1)}{R_2 + R_3 + R_1};$$

$$C_{r1,2} + C_{r4,2} = 1;$$

$$C_{r1,3} + C_{r4,3} = 1,$$

а тому можуть розглядатись як коефіцієнти подібності відповідно до теорії подібності. Тому, враховуючи подібність режимів електричної мережі, можна констатувати відповідність «ідеальному» режиму, для різних потужностей генерування та споживання, лише відповідністю струморозподілу в мережі коефіцієнтам \mathbf{C}_r [57, 58].

2.2.2. Врахування імовірнісних характеристик генерування ВДЕ і споживання в задачі оцінювання складових якості функціонування

Графік генерування електричної енергії ВДЕ залежить від природних особливостей регіону, в якому вони розташовані. Ця особливість ВДЕ вносить певні проблеми під час розв'язання задачі забезпечення надійного і якісного електропостачання споживачів [59].

Розроблення методу оцінювання складової економічності режиму та забезпечення якості електричної енергії не можливе без аналізу покриття заданого графіка споживання потенційно можливим генеруванням сонячної електростанції. Для цього потрібно визначити основні ймовірнісні характеристики процесів генерування ВДЕ та електроспоживання.

На рис. 2.9, як приклад, наведено результати аналізу статистичних даних добової потужності генерування електроенергії ФЕС та потужності навантаження для підстанції «Ямпіль 110/10 кВ». Аналіз здійснено в програмному середовищі STATISTICA 10. Опрацювання статистичних даних протягом року за значеннями генерованої потужності ФЕС та електричного навантаження дає змогу визначити закон розподілу цих величин.

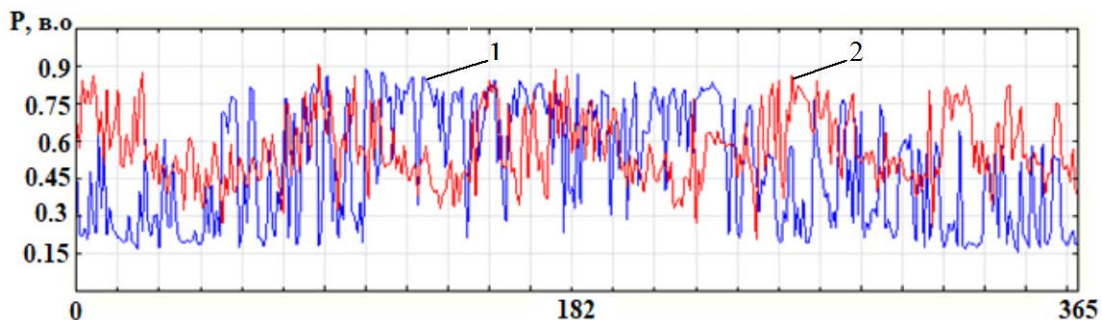


Рис. 2.9. Зміна потужності генерування ФЕС (1) та навантаження (2) протягом року в заданий проміжок часу доби

Річний графік генерування (рис. 2.9) свідчить про значне неспівпадіння графіка ФЕС та графіка навантаження протягом всього року. На рис. 2.10 для розглядуваного прикладу наведені характерні значення потужностей генерування $P_{ген}$ і навантаження $P_{нав}$ та повторюваність цих значень протягом року у відносних одиницях.

Відносні значення генерування на рис. 2.10а приведені до установленної потужності ФЕС, а навантаження на рис. 2.10б приведені до його максимального значення. На гістограмах (див. рис. 2.10а) наявні декілька мод у вибірці, що свідчить про полімодальність процесу генерування ФЕС. Така полімодальність обумовлена зміною метеорологічних умов у місці розташування електростанції [60].

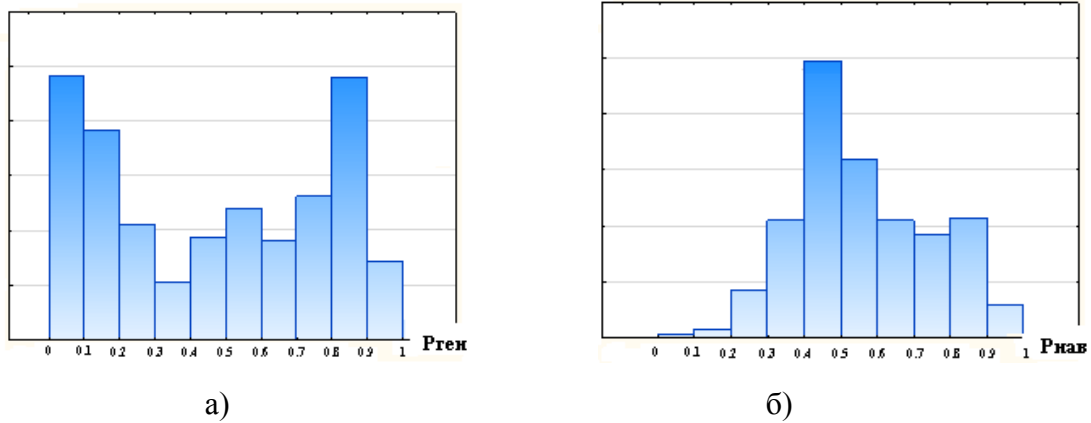


Рис. 2.10. Гістограми густин потужності генерування ФЕС (а) та потужності навантаження (б)

В тих випадках, коли «форму» розподілу не вдається описати одним розподілом, то її можна описати за допомогою суміші розподілів. Серед інших, можна виділити модель гаусової суміші [61, 62, 63], яка представляє собою зважену суму k компонентів, густина розподілу якого має вигляд:

$$p(x) = \sum_{j=1}^m w_j p_j(x), \quad (2.17)$$

де $p_j(x)$ – функція густини розподілу j -ої компоненти суміші; w_j – вага j -ої компоненти суміші (апріорна імовірність) $\sum_{j=1}^k w_j = 1, w_j \geq 0; j = 1, \dots, k$ – кількість компонент в суміші.

Функція густини розподілу має вигляд [61]:

$$p_j(x) = \frac{1}{\sqrt{(2\pi)^k |\zeta_j|}} e^{\left(-\frac{1}{2}(x-\mu_j)^T \zeta_j^{-1}(x-\mu_j)\right)}, \quad (2.18)$$

де μ_j – математичне очікування j -ої компоненти; $|\zeta_j|$ – визначник коваріаційної матриці j -ої компоненти суміші; k – кількість компонент в суміші.

Функції правдоподібності належать параметричному сімейству розподілів $\varphi(x; \theta)$ і відрізняються тільки значеннями параметра $p_j(x) = \varphi(x; \theta_j)$, $\theta_j = \{\mu_j, \zeta_j\}$. При цьому φ – фіксована функція.

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

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

$$\Theta_j = (w_j, \theta_j). \quad (2.19)$$

В задачі визначення розподілу випадкової величини на певному проміжку часу загальна математична модель розподілу буде описуватись рівнянням (2.17). Застосування гаусових сумішей для визначення закону розподілу генерування ВДЕ та потужності навантаження обумовлене двома основними причинами:

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

– високою здатністю гаусової суміші до апроксимації довільних розподілів.

Розщеплення гаусової суміші у [61] пропонується проводити за допомогою методу оцінки-максимізації (expectation-maximization) правдоподібності. EM-алгоритм складається з ітераційного повторення двох кроків [64]. На E-кроці вираховується очікуване значення (expectation) вектора прихованих параметрів G за поточним наближенням вектора параметрів Θ . На M-кроці вирішується задача максимізації правдоподібності (maximization) і знаходиться наступне наближення вектора Θ , за поточними значеннями векторів G та Θ .

Для визначення оптимальної кількості компонент в загальній моделі суміші гаусового розподілу вирішується задача декілька раз

для поступового збільшення (зменшення) значень k . Для цього будемо графік залежності логарифму функції правдоподібності вибірки від k і обираємо найменше k , за якого графік відображає різкий скачок логарифму функції правдоподібності [65] (рис. 2.4).

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

В результаті розщеплення гаусової суміші на компоненти за допомогою EM-алгоритму отримуємо основні імовірнісні характеристики процесів генерування ВДЕ та навантаження (див. Додаток Б). Для отриманого закону розподілу здійснюється перевірка гіпотези першого роду за допомогою тесту Колмогорова-Смірнова [61]. Для потужності генерування ФЕС $p = 0,88$, а для потужності навантаження $p = 0,96$.

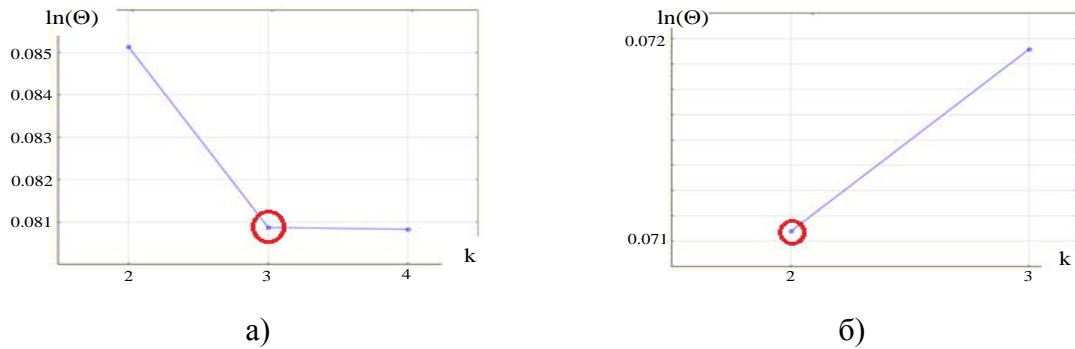


Рис. 2.11. Визначення оптимальної кількості компонент для гаусової суміші генерування ФЕС (а) та для гаусової суміші навантаження (б)

Отже, можна зробити висновок, що теоретично запропонований закон розподілу з високою точністю описує гістограми густин емпіричних даних, що підтверджується візуально (рис. 2.12, рис. 2.13).

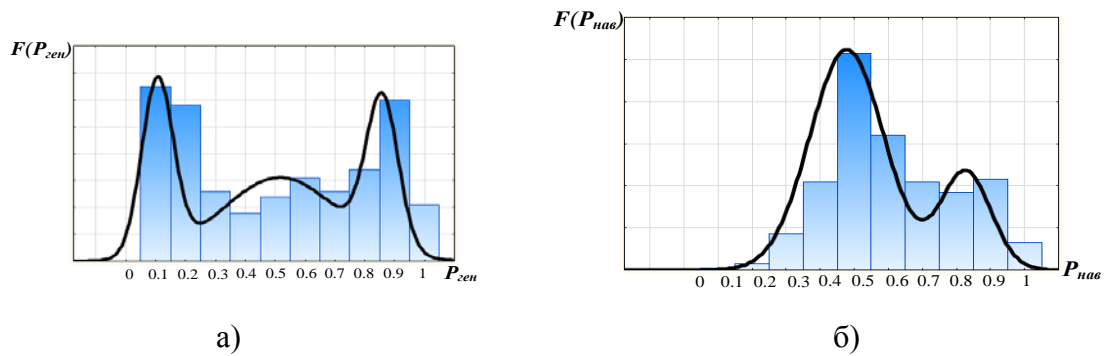


Рис. 2.12. Модель гаусової суміші для потужності генерування ФЕС (а) та для навантаження (б)

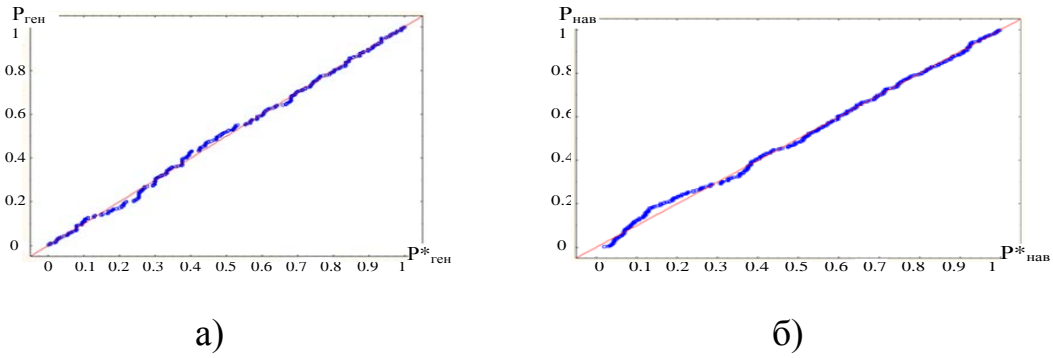


Рис. 2.13. Оцінювання відповідності розподілу гаусової суміші емпіричним даним для потужності генерування ФЕС (а) і для навантаження (б)

В результаті розщеплення гаусової суміші отримано основні статистичні характеристики (математичне очікування, середньоквадратичне відхилення) процесів генерування ВДЕ та навантаження, що є вихідною інформацією для оцінювання імовірності забезпечення «ідеального» режиму джерелами, розташованими в локальних електричних системах [66].

2.2.3. Врахування балансової надійності під час оцінювання якості функціонування

Неспівпадання графіків споживання і генерування ВДЕ призводить до появи періодів, коли потужність навантаження не забезпечена відповідною потужністю генерування (див. рис. 2.14) [67].



Рис. 2.14. Добові графіки електричного навантаження ЕМ та генерування ФЕС

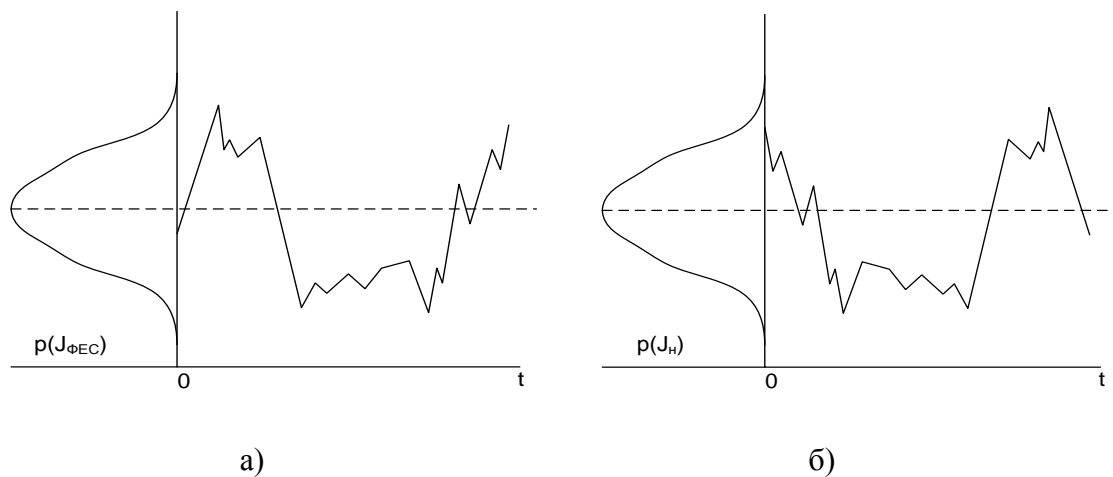


Рис. 2.15. Графічне зображення набору статистичних даних по генеруванню а) та споживанню б)

За статистичними даними (рис. 2.15), використовуючи математичний апарат гаусових сумішей, можна оцінити імовірність відповідності генерування і споживання $p_i \left(\sum_{\kappa=1}^m P_{ВДЕ_{i,\kappa}} = \sum_{j=1}^n P_{i,j} \right)$ для певного часу доби i . Очевидно, що аналіз полягає у порівнянні сумарного генерування ВДЕ фідера з його сумарним навантаженням. Оскільки розглядається погодинний графік, то вираз для визначення імовірності забезпечення балансу прийме вид:

$$P_{\sigma} = \frac{1}{24} \sum_{i=1}^{24} p_i \left(\sum_{\kappa=1}^m P_{ВДЕ_{i,\kappa}} = \sum_{j=1}^n P_{i,j} \right), \quad (2.20)$$

де m, n – відповідно кількість джерел та вузлів споживання.

2.2.4. Математичне моделювання технологічних втрат для врахування в інтегральному показнику якості функціонування

Достовірність отриманих результатів в п. п. 2.2.1 підтверджують результати моделювання, показані на рис. 2.16. Для схеми, наведеної на рис. 2.7б, виконано розрахунок, коли генерування ВДЕ пропорційно потужностям споживання – крива 1 (коефіцієнти пропорційності відповідають коефіцієнтам струморозподілу C_r за r-схемою) і коли генерування змінюється в межах від 0 до $2 C_r$ – крива 2.

Визначення відповідності фактичного режиму «ідеальному» можна виконати шляхом аналізу статистичних даних (рис. 2.15) на виконання умови $P_{ВДЕi,к} = \sum_{j=1}^n (C_{r\kappa,j} \cdot P_{i,j})$ для кожної години i доби і визначення імовірності за виконаним аналізом.

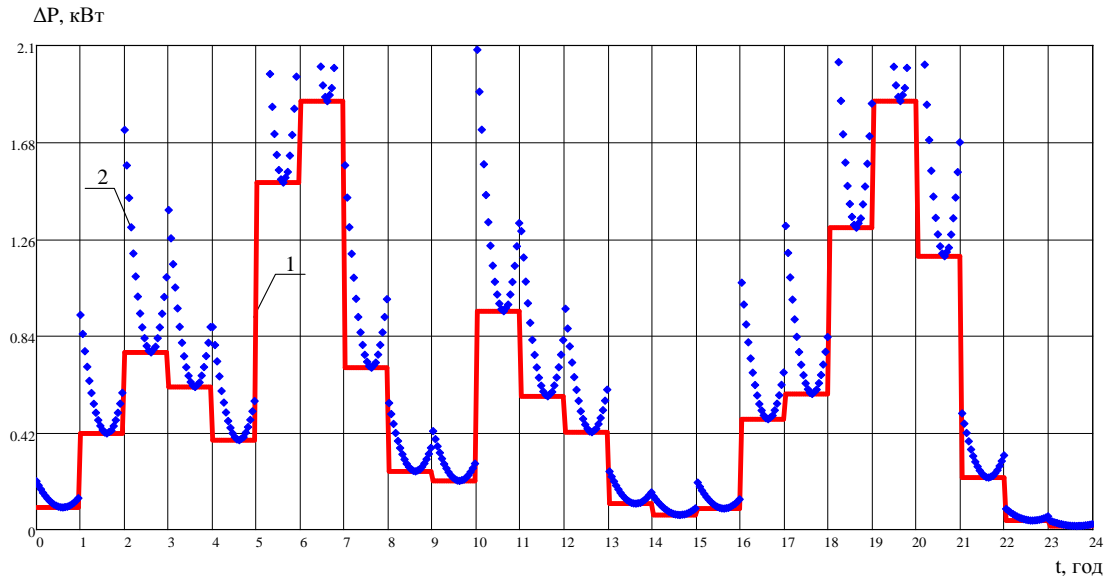


Рис. 2.16. Зміна втрат потужності протягом доби 1 – режим втрат, що відповідають «ідеальному», 2 – довільний розподіл

Імовірність забезпечення «ідеального» режиму визначається за виразом:

$$P_{\Delta P} = \frac{1}{24} \sum_{i=1}^{24} \left[\prod_{\kappa=1}^m p_{i,\kappa} \left(P_{ВДЕi,\kappa} = \sum_{j=1}^n (C_{r\kappa,j} \cdot P_{i,j}) \right) \right]. \quad (2.21)$$

Вираз (2.21) дозволяє оцінити відповідність фактичного режиму в певний момент часу «ідеальному». Враховуючи, що для кожної електропостачальної компанії задаються нормативні втрати, то за виразом (2.21) можна оцінювати імовірність забезпечення нормативних втрат $\sum_{j=1}^n (C_{\kappa,j} \cdot P_{i,j}) \geq P_{ВДЕi,\kappa}$ (де $C_{\kappa,j}$ визначається відповідно до конфігурації мережі та заданого значення нормативних втрат) [68]. Однак, очевидно, за такого визначення складової економічності порівнювати різні електричні мережі не можна.

2.2.5. Оцінювання складової забезпечення якості електричної енергії в інтегральному показнику

2.2.5.1. Нормування показників якості електроенергії. Для визначення відповідності значень показників якості електричної енергії (ПЯЕ) вимогам ГОСТ 13109–97 проводять їх вимірювання й статистичну обробку. Для всіх нормованих ПЯЕ мінімальний розрахунковий період становить 24 год. Рекомендована загальна тривалість безперервних вимірів становить 7 діб. Оцінку ненормованих ПЯЕ (провали напруги, перенапруги, імпульси) проводять за результатами тривалих спостережень і їх реєстрації за допомогою спеціалізованих засобів вимірювання.

Статистична обробка результатів вимірювання нормованих ПЯЕ полягає в побудові функцій розподілу ПЯЕ. За результатами вимірювань можна визначити частоту потрапляння значень ПЯЕ в певний інтервал на всьому діапазоні можливих значень [69]. Така добова функція розподілу у формі гістограми наведено на рис. 2.17. Гістограма вимірювань $K_{U(n)}$ (перша група) показано на рис. 2.17а, для δU (друга група) – на рис. 2.17б.

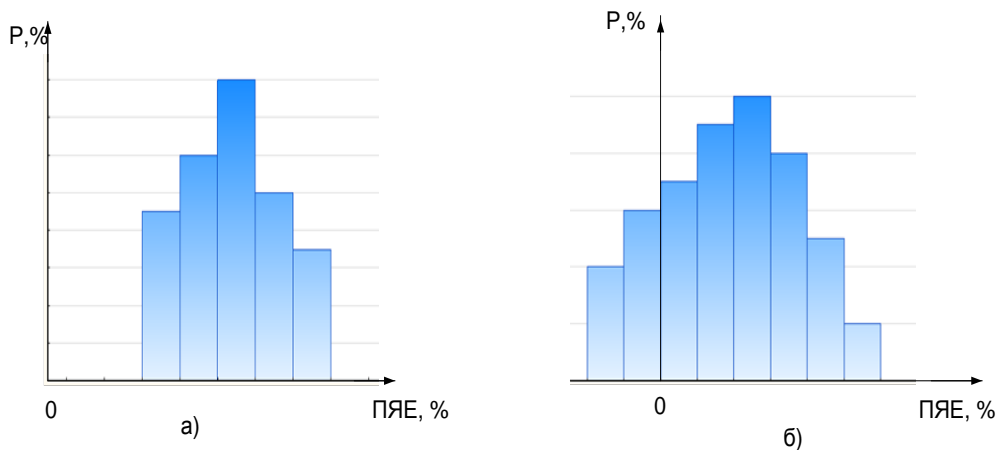


Рис. 2.17. Приблизний вид гістограм розподілу ПЯЕ на добовому інтервалі вимірювань

Для кожного нормованого ПЯЕ ГОСТом встановлюється нормально допустимі P_n і гранично допустимі $P_{п}$ значення. Оцінювання якості функціонування проводять за найбільшими значенням $P_{нб}$ для ПЯЕ першої групи й за найбільшими і найменшими значеннями ПЯЕ для другої групи.

Для ПЯЕ першої групи найбільші значення, вимірюються протягом 24 год, не повинні перевищувати гранично допустимі значення, встановлені ГОСТ 13109–97, а 95 % вимірювань за той же час значень не повинні перевищувати нормально допустимі. При зазначених умовах вимоги ГОСТу 13109–97 виконуються. На рис. 2.18 наведені результати вимірювань ПЯЕ, на підставі яких можна стверджувати, що ці результати відповідають або не відповідають вимогам ГОСТ 13109–97.

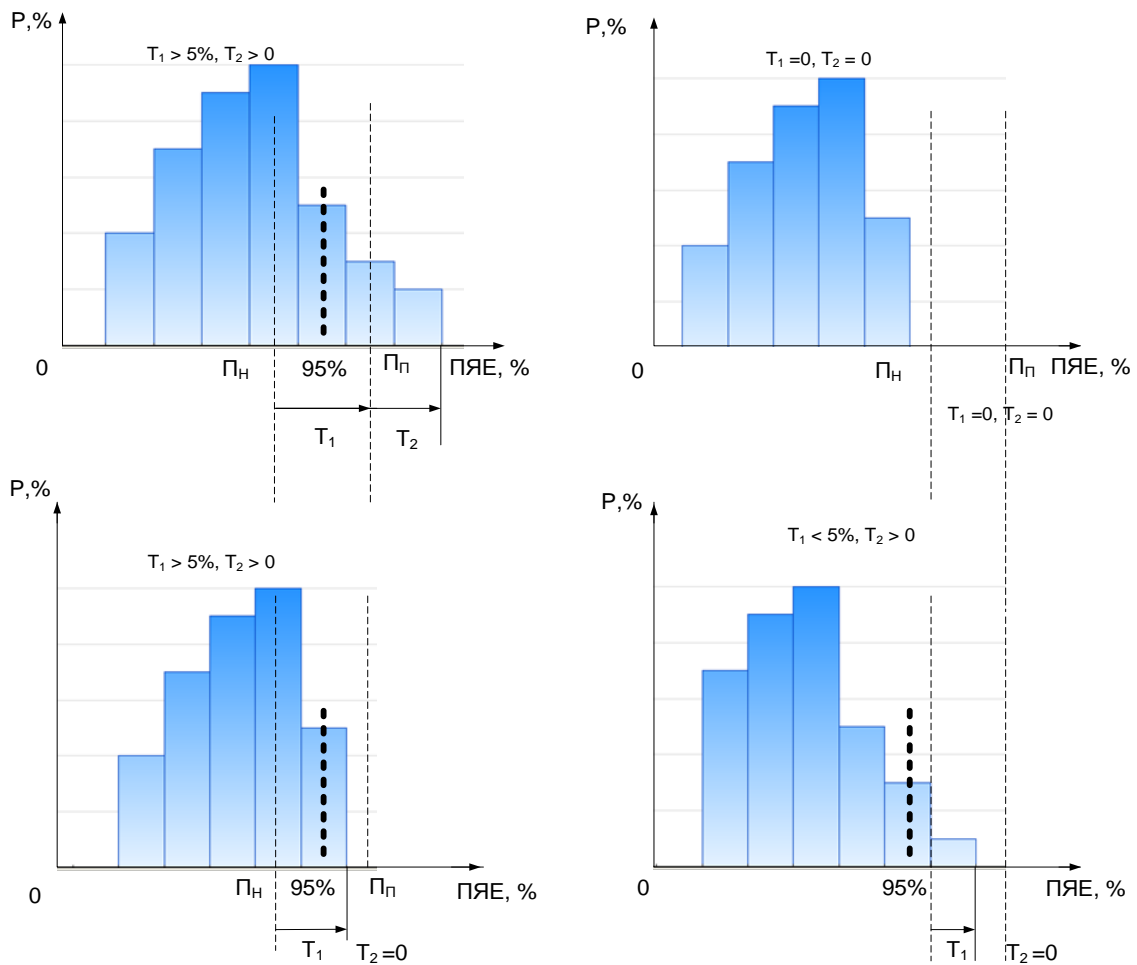


Рис. 2.18. Оцінка відповідності значень ПЯЕ вимогам:

а – не відповідає; б – не відповідає;

в – відповідає; г – відповідає;

---- – границя нормально $P_{нор}$ і гранично $P_{прип}$ припустимих значень ПЯЕ;

..... – границя, лівіше якої розташовуються 95 % вимірювань значень ПЯЕ

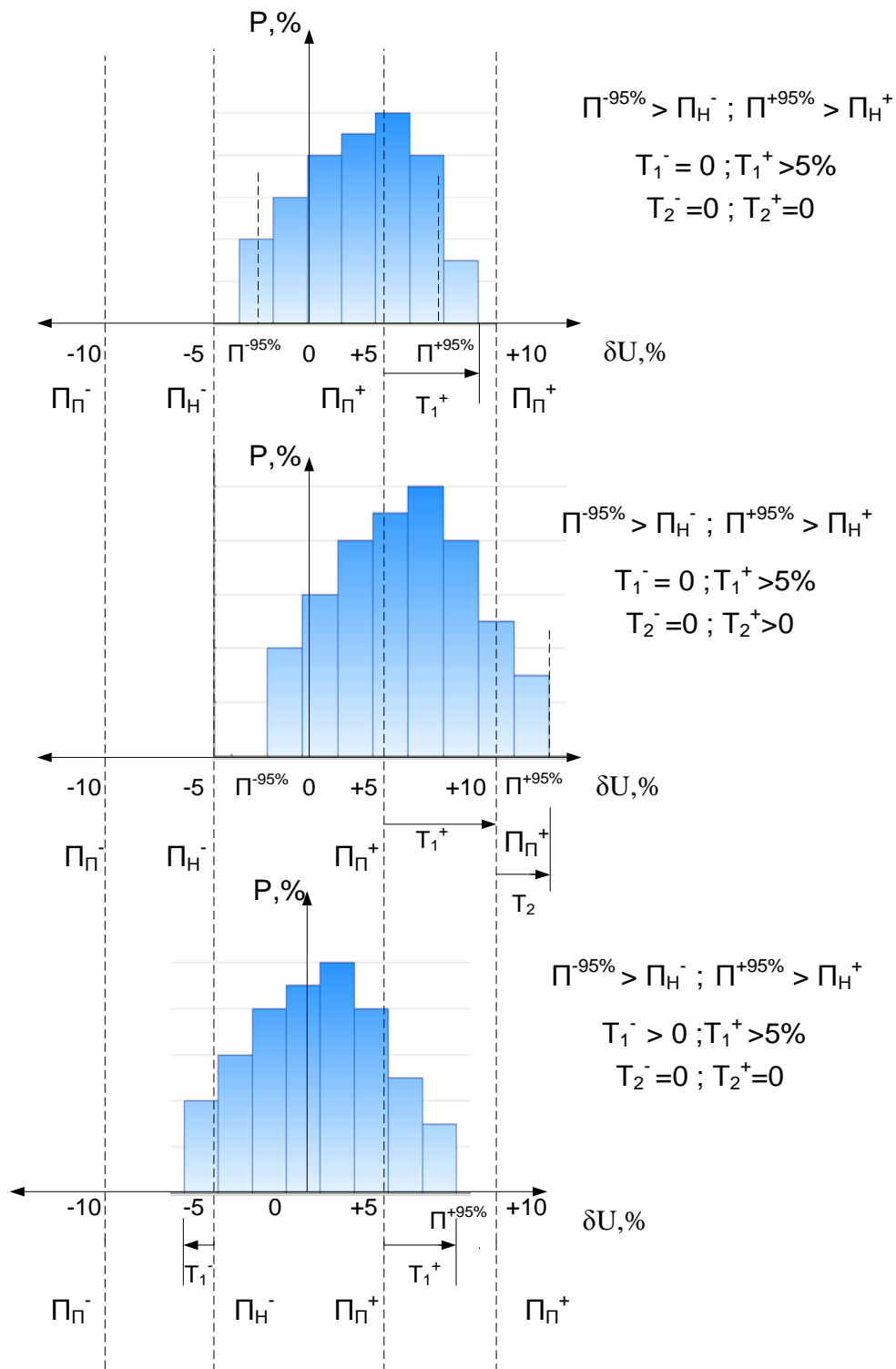


Рис. 2.19. Оцінка відповідності значень ПЯЕ вимогам ГОСТ 13109-97;
 а – не відповідає; б – не відповідає; в – не відповідає;
 – межа нормальних Π_{Π} і граничноприпустимих Π_{Π} значень ПЯЕ;
 – нижнє $\Pi^{-95\%}$ і верхнє $\Pi^{+95\%}$ значення, у границях яких перебувають 95 %
 виміряних значень ПЯЕ

Для ПЯЕ другої групи, для яких установлені позитивні й негативні допустимі значення, найбільші виміряні протягом 24 год значення не повинні перевищувати, з врахуванням їх знака, гранично допустимі, а верхнє (+) і нижнє (-) значення цих ПЯЕ, у границях яких перебувають 95 % виміряних значень, не повинні перевищувати відповідно позитивні й негативні нормально допустимі значення. При цих умовах ГОСТ 13109–97 виконується. На рис. 2.19 наведені приклади випадків, коли вимірювані ПЯЕ не відповідають вимогам ГОСТу.

Під час вимірювань застосовують різні критерії оцінки ПЯЕ на відповідність установленим вимогам. Застосування таких критеріїв допускається ГОСТ 13109–97 стосовно всіх нормованих ПЯЕ, крім розмахів коливань напруги й дози флікера. Принцип оцінки при цьому нічим не відрізняється від наведеного вище, однак його алгоритмічне представлення в засобах вимірювання значно простіше.

Дійсно, для кожного ПЯЕ встановлений інтервал усереднення, в межах якого формується середньоквадратичне значення ПЯЕ. Тривалість інтервалів усереднення становить для δU_y , 60 с, для Δf 20 с, для інших ПЯЕ 3 с. Отже, за 24 год безперервних вимірювань у масиві результатів вимірювань зберігається строго певне число відліків. Наприклад, по δU_y число відліків становить 1440. Це дозволяє підрахувати так званий відносний час перевищення припустимих значень за числом відліків:

$$T_1 = \frac{n}{k} 100\%; T_2 = \frac{m}{k} 100\%.$$

де k – загальне число вимірювань за 24 год; n – число вимірювань, які перевершують нормально припустимі значення; m – число вимірювань, які перевищують гранично допустимі значення.

При вимірах необхідно підраховувати число (k , n , m) відповідних відліків.

Такий підрахунок можна проводити в реальному часі в процесі вимірювань, що дозволяє не тільки контролювати виконання вимог ГОСТ 13109–97, але й оцінювати якість електричної енергії в темпі процесі.

Вимоги ГОСТ 13109–97, оцінювані за цими критеріями, виконуються, якщо протягом 24 годинних вимірювань $T_1 \leq 5\%$ і $T_2 = 0$, при цьому 5 % від 24 год відповідають 72 хв. У всіх інших випадках вимоги ГОСТ 13109–97 не виконуються.

Наведений алгоритм визначення імовірностей відповідності якості електричної енергії ГОСТ 13109–97 можна реалізувати за умови встановлення відповідної системи обліку ПЯЕ хоча б в основних точках мережі. Нажаль незначна кількість РЕМ можуть собі це дозволити.

Як зазначалось вище найбільш вагомим показником якості електричної енергії, в розв’язуваній задачі, є відхилення напруги. Оцінити імовірність відповідності якості напруги нормативам можна, виконуючи аналіз даних ОІК. Особливості такого методу показано нижче.

2.2.5.2. Оцінювання відхилень напруги у вузлах споживання.

Для оцінювання відхилення напруги у вузлах споживання скористаємось підходом, який ґрунтується на понятті «ідеального» режиму. В «ідеальному» режимі спади напруги і, як наслідок, відхилення напруги у вузлах мережі менші. Це підтверджують результати моделювання, наведені на рисунку 2.20. де крива 1 довільний режим; крива 2 – «ідеальний» режим.

Для визначення спадів напруги в «ідеальному» режимі скористаємось виразом:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot \mathbf{Z} \cdot \mathbf{C}_r \cdot \mathbf{J}_H. \quad (2.22)$$

За виразом залежності між спадом напруги у вітці і відхиленням напруги у вузлі по відношенню до базисного:

$$\Delta U = \mathbf{M}^T (\mathbf{U} - \mathbf{n} \cdot U_\delta), \quad (2.23)$$

та (2.22) можна визначити відхилення напруги у вузлі по відношенню до базисного:

$$\mathbf{U}_\Delta = \sqrt{3} \cdot \mathbf{C}^T \cdot \mathbf{Z} \cdot \mathbf{C}_r \cdot \mathbf{J}_H. \quad (2.24)$$

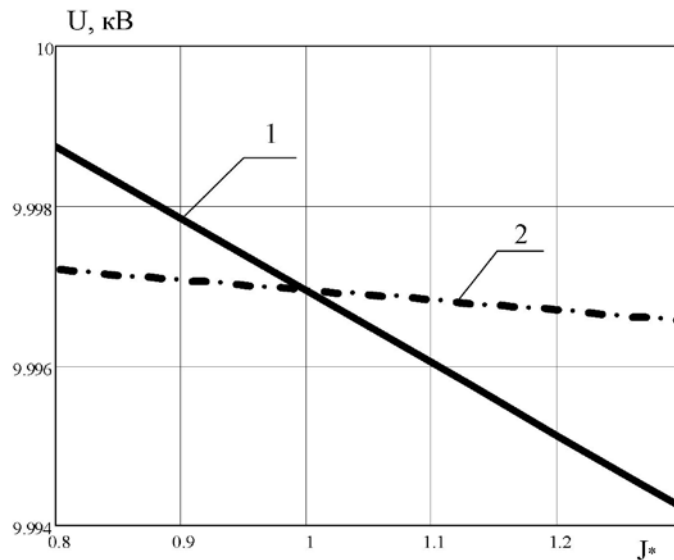


Рис. 2.20. Результати моделювання рівнів напруги у вузлі 3 (див. рис. 2.7б): крива 1 – довільний режим; крива 2 – «ідеальний» режим

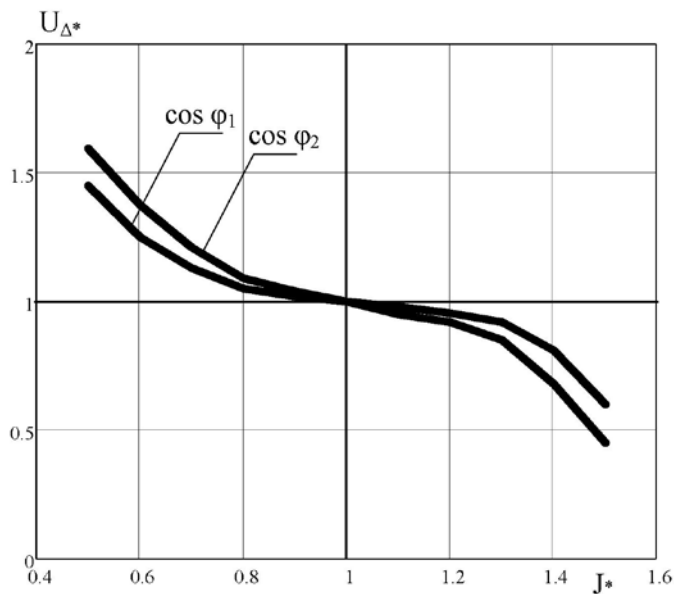


Рис. 2.21. Криві $U_{\Delta} = f(J_i)$ для конкретної мережі

За виразом (2.24) можна побудувати залежність $U_{\Delta} = f(J_i)$ для «ідеального» режиму. За цією залежністю можна отримати область зміни струмів навантаження по відношенню до струмів генерування ВДЕ шляхом побудови сімейства кривих для конкретної електричної мережі (див. рис. 2.21). Ця область буде відповідати нормативним відхиленням напруги у вузлах навантаження.

Шляхом аналізу статистичних даних можна визначити імовірність виконання умови $J_{ВДЕ\ min\ i,\kappa} \leq \sum_{j=1}^n (C_{r\ j,\kappa} J_{i,j}) \leq J_{ВДЕ\ max\ i,\kappa}$ для кожної години доби i . Складова якості напруги в інтегральному показнику буде визначатись за виразом:

$$P_U = \frac{1}{24} \sum_{i=1}^{24} \left[\prod_{\kappa=1}^m P_{i,\kappa} \left(J_{ВДЕ\ min\ i,\kappa} \leq \sum_{j=1}^n (C_{r\ j,\kappa} J_{i,j}) \leq J_{ВДЕ\ max\ i,\kappa} \right) \right]. \quad (2.25)$$

Тобто, відповідно до отриманих залежностей (див. рис. 2.21) визначається межі допустимого генерування ВДЕ і аналіз відповідності відхилень напруги у вузлах споживання зводиться лише до аналізу співвідношення струмів генерування та споживання.

2.2.5.3. Комп'ютерне моделювання процесу поширення вищих гармонік в електричних мережах. Наявність в електричних мережах елементів, які мають нелінійну характеристику, зумовлюють спотворення синусоїдності кривої напруг і струмів. Таке відхилення кривих напруг і струмів від синусоїди прийнято досліджувати шляхом аналізу спектру гармонік [70]. Процеси, пов'язані з розрахунком гармонік в ЕМ, впливом їх на якість електроенергії і зменшенням цього впливу, на сьогодні достатньо вивчені [70, 71, 72].

Вищі гармоніки трансформуються в електричній мережі інших класів напруги і впливають на електричне обладнання, яке віддалене від місця їх генерування [73]. Для компенсації негативного впливу несинусоїдності струмів та напруг необхідно мати повну інформацію щодо їх гармонічного спектру у кожній точці електричної мережі. В роботі пропонується метод і алгоритм розрахунку вищих гармонік в окремих елементах електричних мереж для врахування в інтегральному показнику якості функціонування.

Проблема визначення рівнів гармонік в електричних мережах умовно ділиться на такі частини: виявлення джерела вищих гармонік, дослідження процесу поширення гармонік і міри відповідності їх встановленим нормам, оцінювання впливу вищих гармонік на електроприймачі та розробка заходів щодо його зменшення [74]. В роботі алгоритм розрахунку розробляється за допущення, що електрична мережа симетрична і пасивна, тобто до неї може бути застосований принцип суперпозиції, що дозволяє розглядати кожну гармоніку окремо. Відповідно вибирається метод розрахунку струморозподілу в електричних мережах. Серед можливих методів розрахунку ustalених режимів для розглядуваної задачі доцільно дослідити метод вузлових напруг з розв'язуванням системи рівнянь методом Гаусса [75].

Потоки потужності основної гармоніки і потоки потужності на гармонічних частотах в електричній системі, як це показано на еквівалентній схемі на рис. 2.22, взаємозв'язані. Генеруюча система Г є джерелом основної синусоїдальної напруги. Вона через опір системи $R_c + jX_c$ живить навантаження $R_n + jX_n$ через регульований статичний перетворювач. Потужність системи S_c передається споживачам через точки спільного приєднання (ТСП). Як правило, більша частина цієї потужності S_n живить навантаження, а менша S_n – перетворювач.

На рис. 2.22б показані потоки гармонік в еквівалентній схемі. На ній генератор основної гармоніки Г представлено своїм гармонічним опором. Джерелом гармонік струму є перетворювач, від якого частина потужності S_n , перетворена в потужність гармонік, повертається в систему S_{c2} і генератор S_{c2} . Більша частина потужності гармонік споживається навантаженням S_{n2} . Потужності S_{c2} і S_{c2} , пройшовши ТСП, розподіляються між паралельними елементами електричної мережі (лініями, трансформаторами) і викликають в них додаткові втрати та, спотворюючи напругу, погіршують умови роботи споживачів електроенергії в системі.

Міра впливу гармонік на режим електричної мережі та споживачів електроенергії оцінюється за допомогою коефіцієнту спотворення синусоїдальної кривої напруги, який визначається за виразом [71]:

$$K_{U_i} = \frac{\sqrt{\sum_{v=2}^n U_{(v)i}^2}}{U_{(1)i}} \cdot 100 \approx \frac{\sqrt{\sum_{v=2}^n U_{(v)i}^2}}{U'_{ном}} \cdot 100 [\%], \quad (2.26)$$

де $U_{(v)i}$ – діюче значення напруги v -ї гармоніки i -го вимірювання; $U_{(1)i}$ – напруга прямої послідовності основної частоти, i -те вимірювання; n – номер останньої з гармонік, які враховуються.

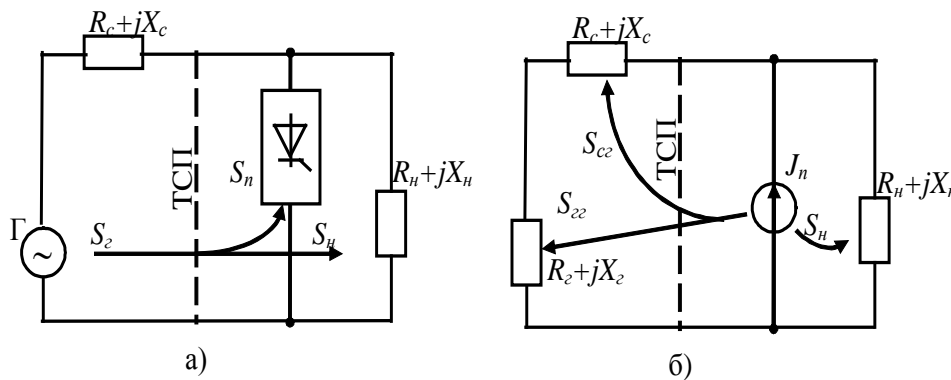


Рис. 2.22. Потоки потужності в електричній системі з гармоніками

Значення потоків потужності на гармонічних частотах в елементах електричної мережі визначаються за формулою:

$$S_i^v = 3 \sum_{v=1}^n (\dot{U}_{v_i}^{ex} - \dot{U}_{v_i}^{inx}) \cdot \bar{I}_{v_i}, \quad (2.27)$$

де $\dot{U}_{v_i}^{ex}$, $\dot{U}_{v_i}^{inx}$ – напруги входу і виходу чотирьохполюсника, яким моделюється i -ий елемент мережі [73]; \bar{I}_{v_i} – струм v -ої гармоніки в i -му елементі мережі.

Враховуючи (2.26), (2.27) та вимоги до моделювання процесу поширення гармонік [73], розроблено методику і алгоритм розрахунку режиму електричних мереж на кожній з гармонік. За основу прийнято алгоритм, викладений в [75]. Структурно-логічна схема адаптованого до гармонічного аналізу алгоритму наведені на рис. 2.23.



Рис. 2.23. Алгоритм дослідження розповсюдження гармонік [76]

Оскільки навантаження задаються потужностями з врахуванням статичних характеристик, то розрахунок виконується в декілька ітерацій. На внутрішній ітерації методом Гаусса розв'язується система вузлових рівнянь:

$$\mathbf{Y}_v \cdot \dot{\mathbf{U}}_v = \mathbf{J}_v, \quad (2.28)$$

де \mathbf{Y}_v – матриця вузлових провідностей електричної мережі на v -ій гармоніці; $\dot{\mathbf{U}}_v$ – вектор напруг вузлів v -ої гармоніки відносно базисного вузла; \mathbf{J}_v – вектор задаючих струмів вузлів, в який входять і струми джерел гармонік.

На зовнішній ітерації уточнюються потужності в вузлах у відповідності з розрахованими напругами і номером поточної гармоніки, а також уточнюються складові вектора \mathbf{J}_v . Результати розрахунку режиму кожної гармоніки передаються в банк даних (БД) для подальшого аналізу.

Після завершення обчислень підсумкові результати передаються в графічну оболонку програми, де розносяться по елементах електричної мережі. Безпосередньо на мнемосхемі відображаються значення коефіцієнтів несинусоїдності напруги в вузлах, а також значення повних струмів і потужностей у вітках мережі. Параметри режиму будь-якої гармоніки, в тому числі й найбільш впливової, відображаються за викликом.

В програмі, в якій реалізовано розглянутий алгоритм, передбачено дослідження процесу обмеження рівня гармонік в системі за допомогою паралельних фільтрів. Оскільки фільтри, як правило, задаються своїми опорами на тій гармоніці, на яку вони настроєні, а розрахунок ведеться в «потужностях», то дані фільтрів перераховуються в потужності кожної гармоніки.

За умови, що в настроєному на k -ту гармоніку фільтри $kX_L = X_C / k$, потужності фільтра на v -ій гармоніці визначаються:

$$P_v = \frac{U_v^2 \cdot R}{R^2 + X_C^2 \cdot \gamma^2}, \quad Q_v = \frac{U_v^2 \cdot X_C \cdot \gamma}{R^2 + X_C^2 \cdot \gamma^2},$$

де R, X_L, X_C – відповідно активний, індуктивний та ємнісний опори фільтра; P_v – втрати активної потужності в фільтрі; Q_v – потужність

генерації фільтра; $\gamma = \frac{v^2 - k^2}{k^2 \cdot v}$.

В результаті розрахунку визначаються потоки потужності в елементах мережі S'_{c2} і S'_{z2} , які відрізняються від потоків потужності в мережі, коли в ній відсутні фільтри. Якщо стоїть задача визначення оптимальних місць установки і потужності фільтрів, то формулюється відповідна математична модель і задача розв'язується симплекс-методом [77]. При цьому розглянутий тут алгоритм і програма при моделюванні процесу поширення гармонік в електричній мережі використовуються як окремий програмний модуль.

Практично алгоритм дозволяє аналізувати протікання гармонік струму в мережі одночасно від необмеженої кількості джерел гармонік з будь-яким заданим спектром. Не обмежується також кількість фільтрів. Таким чином, сумарне генерування гармонік струму декількома перетворювачами і фільтрами, під'єднаними до шин електричної мережі, використовується для аналізу проникнення гармонік струму в цю мережу. Розроблена програма може використовуватись в проєктній практиці, для оперативного контролю рівня гармонік в живлячих мережах, а також при дослідженні реальних умов електропостачання в точках приєднання споживачів електроенергії та встановленні відповідності їх нормованим [78].

Підходи використані під час розроблення методу аналізу несинусоїдності струмів і напруг в електричних мережах, дозволяють розробити метод оцінювання складової якості електричної енергії в інтегральному показнику, яким врахувати ненормативні відхилення показника несинусоїдності струмів і напруг.

В роботі [79] запропоновано коефіцієнт спотворення, який визначається за виразом:

$$K_C^V = \sqrt{A_V K_{2U}^2 + B_V \sum_{n=2}^{\infty} (K_{U(n)}^2 / n\sqrt{n})} \leq 1\%, \quad (2.29)$$

де A_V і B_V – коефіцієнти, що залежать від класу напруги.

За цим коефіцієнтом можна визначити рівень допустимих спотворень для кожного з вузлів живлення, в залежності від особливостей споживачів.

Враховуючи, що основна частка спотворень в розподільних електричних мережах 10 кВ і вище є несинусоїдність струмів і напруг далі мова буде йти саме про них.

Скористаємось підходом, який був використаний для визначення відхилень напруги у вузлах. Для цього перетворимо вираз (2.28) до виду:

$$U_{\Delta v} = \sqrt{3} \cdot C^T \cdot Z_v \cdot C_v \cdot J_{Hv}, \quad (2.30)$$

де Z_v – діагональна матриця опорів елементів електричної мережі для v -ої гармоніки; C_v – матриця коефіцієнтів струморозподілу, яка

визначається за виразом $\mathbf{C}_v = \mathbf{Z}_v^{-1} \mathbf{M}^T (\mathbf{M} \mathbf{Z}_v^{-1} \mathbf{M}^T)^{-1}$; \mathbf{J}_{Hv} – матриця спотворень по струму на v -й гармоніці в точці приєднання навантаження.

За величиною допустимих спотворень по напрузі отриманих за коефіцієнтом (2.29) та за спотворення по струму (2.30) можемо отримати допустиму ін'єкцію спотворень по напрузі від джерела цих спотворень:

$$U_{дж_v} = U_{\delta_v} - (\Delta U_{v\Sigma} + U_{\Delta v}).$$

де U_{δ_v} – спотворення у базисному вузлі; $\Delta U_{v\Sigma}$ – сума спадів напруги на шляху до джерела спотворень.

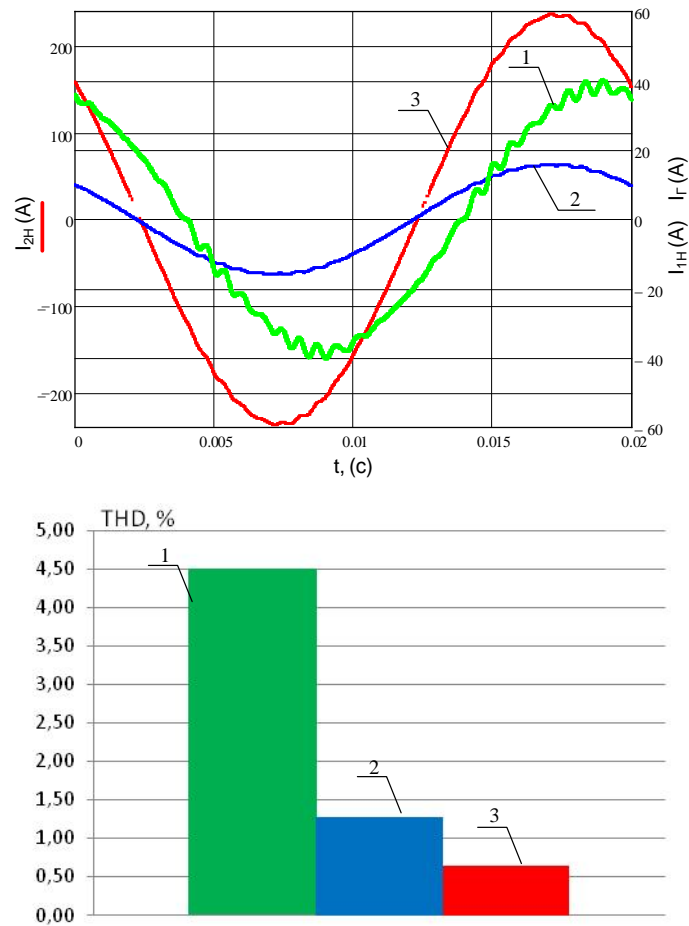


Рис. 2.24. Результати моделювання
 (1 – спотворення по струму в точці генерування;
 2, 3 – спотворення по струму в точці приєднання споживачів,
 які знаходяться на різній відстані від джерела)

Таблиця 2.1. Результати розкладання в ряд Фур'є

Гармоніки	ФЕС		Навантаження 1		Навантаження 2	
	Модуль, %	Фаза, °	Модуль, %	Фаза, °	Модуль, %	Фаза, °
50	100	-74,7	100	140,8	100	138,3
100	0,23	34,1	0,01	-37,7	0,001	-43,1
150	0,14	-4,7	0,001	208,9	0,001	202
200	0,1	24,7	0,001	-42,5	0,001	-52
250	1,55	3,1	0,17	241,9	0,12	231,3
300	0,05	13,3	0,001	0,5	0,001	-13,2
350	0,28	-32,8	0,03	194,3	0,02	179,8
400	0,04	2	0,001	57	0,001	41,4
450	0,03	12,6	0,001	26,2	0,001	7,5
500	0,03	33,3	0,001	-0,8	0,001	-21,6
550	0,15	38,1	0,02	-85,4	0,02	252,5
600	0,01	34,6	0,001	22,7	0,001	-1,5
650	0,1	1,1	0,01	228,4	0,01	202,8
700	0,02	20,1	0,001	12,2	0,001	-15,9
750	0,02	16,8	0,001	21,4	0,001	-8,3
800	0,01	17,8	0,001	28,2	0,001	-2,9
850	0,17	42,6	0,03	-85,4	0,02	242,4
900	0,02	-3,1	0,001	123,3	0,001	94,5
950	0,23	-8,1	0,05	218,8	0,03	183,7

З врахуванням результатів отриманих в п. п. 2.2.5.1 імовірність забезпечення якості електричної енергії за несинусоїдності напруг можна визначати за виразом:

$$P_{KU} = \frac{1}{24} \sum_{i=1}^{24} \left[\prod_{v=1}^{40} \left(\prod_{k=1}^m p_{i,v,k} \left(U_{дж\ i,v,k} \leq U_{дж_дон\ i,v,k} \right) \right) \right]. \quad (2.31)$$

Результати моделювання наведені на рис. 2.24 та таблиці 2.1 підтверджують описані міркування.

3. АНАЛІЗ І ОЦІНЮВАННЯ ВІДПОВІДНОСТІ ПАРАМЕТРІВ РЕЖИМУ МЕРЕЖ РІЗНИХ КЛАСІВ НАПРУГИ З ВДЕ ДО ЇХ НОРМАТИВНИХ ЗНАЧЕНЬ

3.1. Натурно-імітаційне моделювання для оцінювання взаємовпливу мереж різних класів напруги

Через труднощі, що пов'язані з отриманням даних для моделей електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії (ЕМ ВДЕ), перспективним напрямком є використання методів натурно-імітаційного моделювання (НІМ) для створення їх моделей, які можуть бути використані під час аналізу та оцінювання режимів електричних мереж на відповідність їх параметрів нормативним значенням в умовах неповноти початкових даних. В цьому випадку доцільно використовувати натурно-імітаційне моделювання [80 – 82].

Під час імітаційного моделювання відтворюється процес функціонування ЕМ ВДЕ в часі – поведінка ЕМ ВДЕ, причому імітуються режими, складові параметри процесу добових змін вузлових струмів та напруг, зі збереженням їх логічної структури і послідовності протікання цих процесів, що дозволяє за початковими даними отримати відомості про режим ЕМ ВДЕ в певні моменти часу, що дає можливість оцінити характеристики ЕМ ВДЕ. Імітаційні моделі дозволяють досить просто враховувати такі фактори, як наявність дискретних (параметри схеми ЕМ ВДЕ) і безперервних (вузлові струми та напруги) параметрів, нелінійні характеристики елементів ЕМ ВДЕ, численні випадкові впливи (наприклад пошкодження) та інше, які часто створюють труднощі під час аналітичних досліджень режимів. Сьогодні імітаційне моделювання режимів ЕМ ВДЕ – найбільш ефективний метод дослідження, а часто і єдиний практично доступний метод отримання інформації про поведінку ЕМ ВДЕ, особливо в задачах її проектування та диспетчерського керування режимами.

До переваг імітаційного моделювання ЕМ ВДЕ в порівнянні з аналітичними моделями можна віднести:

1. Можливість багаторазового дослідження необхідних параметрів моделі ЕМ ВДЕ;
2. Можливість дослідження складних сценаріїв поведінки ЛЕС.

Характерною особливістю НІМ є те, що в ньому використовується подібність режимів ЕМ. При створенні й випробуванні систем оптимального керування на основі НІМ безперервне функціонування об'єкта керування замінюється набором характерних режимів, що відповідають імітації реально наявних режимів.

Для забезпечення достовірності НІМ варто використовувати дані, що отримані за допомогою автоматичних систем комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) або оперативно-інформаційного комплексу (ОІК). Такі системи передбачають застосування сучасної вимірювальної апаратури, датчиків телеметрії, покращених технологій передавання даних, інтелектуальних лічильників тощо.

Застосування НІМ для короткострокового планування режиму, дозволяє промоделювати максимально можливу кількість змін параметрів ЕМ ВДЕ, за певний проміжок часу, що необхідні для ведення режимів ЛЕС до яких вони підключенні.

На рис. 3.1 показана блок-схема алгоритму визначення параметрів поточного режиму ЛЕС з використання натурно-імітаційних моделей ЕМ ВДЕ. Початковою інформацією в цьому випадку є дані телевимірювань. Формування вектора спостереження передбачає визначення в темпі процесу вузлових напруг, перетоків потужності у вітках і навантаження у вузлах РДЕ та вузлах приєднання ЕМ ВДЕ до ЛЕС. Наступним етапом є перевірка достовірності, а саме верифікація даних. Вона виконується такими шляхами: порівняння отриманих даних з даними ОІК та АСКОЕ; перевірка виконання законів Кірхгофа по інших вузлах системи. Фільтрацію даних здійснюють для забезпечення достовірності отриманої інформації, а нормалізацію – для її відображення в потрібному форматі даних. Після виконання цих етапів отримується масив даних, який вводять у бібліотеку можливих режимів.

За цими даними в бібліотеці можливих режимів (БМР) проводиться підбір режимів (ситуацій), аналогічних цьому, відповідно до наперед обумовлених чинників. Як показники подібності режимів приймається рівність сумарної потужності генерації та споживання навантаження у вузлах ЛЕС, рівність потоків потужності по основних лініях енергосистеми.



Рис. 3.1. Блок-схема алгоритму визначення параметрів поточного режиму

Великий обсяг БМР, яка формується протягом тривалого часу на підставі спостережень та комп'ютерного моделювання з вибірковою перевіркою достовірності комп'ютерних моделей режимів (перевіркою співпадіння результатів моделювання з результатами спостережень), дозволяє досить повно встановити статистичні закономірності між параметрами режиму. Крім того, часто можна підібрати режим, подібний поточному з метою визначення основних тенденцій розподілу незалежних змінних, що необхідно при дорахуванні відсутніх параметрів. Після знаходження значень відсутніх незалежних змінних виконується розрахунок режиму, параметри якого піддаються перевірці на допустимість та достовірність. Далі отримані параметри нового режиму вводяться у БМР і відображаються у результатах розрахунків.

Таким чином, значний обсяг БМР (враховуючи можливості сучасних комп'ютерних систем) цілком виправданий, оскільки при цьому значно полегшується аналіз великої кількості реальних ситуацій та режимів [83].

Розглянемо як реалізується запропонований метод на прикладі фрагменту розподільної мережі, в якій використовується джерела електричної енергії, наприклад генератори малих ГЕС, розташовані у вузлах ЛЕС та трансформатори з РПН, розташовані у вітках ЛЕС.

Як зазначається вибір оптимальних умов використання РДЕ, аналіз і оцінка їх впливу на режимні показники електричних мереж різних напруг є дуже актуальними завданнями. При вирішенні цих завдань одним з важливих критеріїв, що характеризують ефективність застосування РДЕ є оцінка змін втрат потужності та електричної енергії. При підключенні РДЕ для оцінки зміни втрат потужності та енергії недостатньо розглядати тільки мережі напругою 6 ... 20 кВ. Однак енергопостачальні компанії (обленерго), в межах яких передбачається впровадження джерел розподіленої генерації, часто не мають необхідної інформації про параметри мереж, що знаходяться на балансі іншої організації, і їх режими і тому не можуть адекватно оцінити наслідки зміни режимів (наприклад, генерування РДЕ і т. п.). У цьому випадку ефективним способом вирішення поставленого завдання є застосування натурно-імітаційного моделювання.

На кафедрі електричних станцій та систем ВНТУ розроблено програмний комплекс (ПК) «Втрати», який призначений для розрахунку усталених і оптимальних режимів електричних мереж 110 – 0,4 кВ з ВДЕ, в тому числі за обмежених вихідних даних [84]. ПК «Втрати» може використовуватись для натурно-імітаційного моделювання для дослідження ефективності розбудови ВДЕ в електричних мережах. В цьому випадку в ньому використовується програмний модуль визначення інтегрального показника якості функціонування як засобу оцінювання рівня енергоефективності електричної мережі з ВДЕ.

3.2. Інтегральний показник якості функціонування як засіб оцінювання рівня енергоефективності

Для оцінювання ефективності заходів з підвищення енергоефективності електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії пропонується застосувати інтегральний показник якості функціонування [85, 86, 87].

Завдяки інтегруванню в одному показнику характеристик різних сторін функціонування електричних мереж (див. рис. 3.2) [88] дозволяє спростити побудову алгоритмів оптимізації розвитку електричних мереж з врахуванням відновлюваних джерел енергії в них.

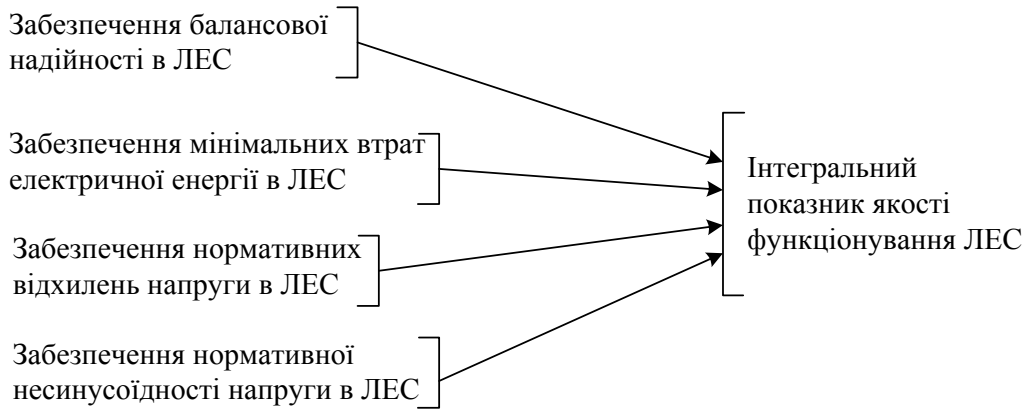


Рис. 3.2. Склад інтегрального показника якості функціонування електричних мереж з ВДЕ

Інтегральний показник оцінюється у відносних одиницях і приймає значення від 0 до 1 (чим вище значення тим краще). За базис приймається «ідеальна» розподільна електрична мережа з теоретично можливим мінімумом втрат активної потужності, з абсолютною надійністю і якістю електроенергії. Отриманий показник дозволяє оцінювати зміну якості функціонування не лише певної розподільних мереж але й, завдяки використанню в якості базису «ідеальної» мережі, дозволяє порівнювати якість функціонування різних за схемою і складом генерувальних і споживчих потужностей розподільних електричних мереж без виконання техніко-економічних розрахунків.

Показник якості електропостачання в загальному вигляді може бути представлений так:

$$E = \sum_{i=m} p_i \prod_{j=n} P_{ij} . \quad (3.1)$$

де p_i – імовірність робочого стану; P_{ij} – імовірність забезпечення нормативного значення параметром j в стані i .

Для отримання необхідного об'єму вихідної інформації для визначення складових інтегрального показника необхідно проведення розбудови Smart Grid-технологій. Однак на початковому етапі частину інформації можна отримати засобами АСКОЕ. Звичайно ліву частину інформації для оцінювання інтегрального показника необхідно обчислювати з використанням розроблених математичних моделей і реалізованих у програмних продуктах.

На основі інтегрального показника можна розробити математичну модель процесу розбудови ВДЕ в електричній мережі з урахуванням її параметрів і характеристик. Алгоритм оптимізації установленої потужності ВДЕ і розподілення їх в електричній мережі в якості критерію оптимальності застосовує інтегральний показник якості функціонування електричної мережі з ВДЕ. Результатом оптимізації є економічно і технічно доцільні значення потужності ВДЕ з урахуванням природних умов та інвестиційної привабливості регіону, які розосереджені так в електричній мережі, що в ній досягається зменшення втрат електроенергії, покращання якості електроенергії та підвищення надійності електропостачання.

Оскільки диспетчер в процесі керування повинен не тільки притримуватися режимних критеріїв керування, а й прагнути до максимізації економічної ефективності функціонування системи, то цільова функція повинна мати економічну складову прибутків і компенсації в процесі передачі і розподілу електричної енергії. В процесі розбудови і експлуатації електричних мереж і відновлюваних джерел в них прагнуть до максимізації економічної ефективності функціонування локальної електричної системи, то цільова функція повинна містити економічні складові доходів і компенсацій в процесі передачі і розподілу електричної енергії:

$$F = \sum_{j \in M} \left\{ \begin{array}{l} c_j \cdot (W_j^H - W_{j_{нд}} - W_{j_{нк}}) - \sum_{i \in N_0} c'_i \cdot W'_{ji} - f_j \cdot W_{j_{нд}} - d_j \cdot W_{j_{нк}} - \\ - g_j \cdot \Delta W_j \end{array} \right\} \Rightarrow \max, (3.2)$$

де M – кількість вузлів; N_0 – кількість зв'язків з іншими ЛЕМ; W_j^H – електрична енергія, яку повинен отримати вузол j ; W'_{ji} – електрична

енергія, яку отримає вузол j від ЛЕС i ; $W_{j\text{нд}}$ – недовідпущена електроенергія; $W_{j\text{нк}}$ – неякісна електроенергія; ΔW_j – втрати пов’язані з передаванням електроенергії до вузла j ; c_j – питома вартість (тариф) переданої електроенергії споживачам у вузлі j ; c_i – вартість електроенергії отриманої від системи i , ($c'_i = c_i - c_j$); f_j – питомий збиток або компенсація втрат від недовідпуску електроенергії; d_j – питомий збиток або компенсація втрат від неякісної електроенергії; g_j – питома вартість втрат електроенергії.

Якщо в (3.2) відповідні потужності виразити через показник якості функціонування локальної електричної системи, то функція F буде мати вид:

$$F = \sum_{j \in M} \left\{ \begin{array}{l} c_j \cdot W_j^h \cdot E_{*j} - W_j^h (1 - E_{*j}) \sum_{i \in N_0} c'_i k_i - f_j \cdot b_j \cdot W_j^h (1 - E'_{*j}) - \\ - d_j \cdot b_j \cdot W_j^h (E'_{*j} - E_{*j}) - g_j \cdot W_j^h \cdot (1 - b_j) \sum_{s=1}^N T_s \end{array} \right\},$$

де N – кількість віток; $b_j = (1 - E_{*j}) \left(1 - \sum_{i \in N_0} k_i \right)$ – коефіцієнт, який залежить від якості функціонування системи; T_s – коефіцієнт розподілу втрат потужності у вітці s схеми в залежності від потужності у вузлі j [72]; $k_i = \sum_{v=1}^l \frac{W_v}{W_{ji}} \cdot P[W_v]$ – коефіцієнт, який характеризує пропускну здатність зв’язку між ЛЕС; $P[W_v]$ – імовірність знаходження зв’язку у стані v , який характеризується пропускну здатністю W_v ; $W_{j\text{нд}} = b_j \cdot W_j^h (1 - E'_{*j})$; $W_{j\text{нк}} = b_j \cdot W_j^h (E'_{*j} - E_{*j})$; $\Delta W_m = \sum_{s=1}^N T_s \cdot (W_j^h - W_{j\text{нд}})$.

Приведемо (3.2) до безрозмірного виду. Для цього винесемо за дужки $c_m \cdot W_m^h$ і розділимо на $\sum_{m=1}^M c_m \cdot W_m^h$.

$$F_* = \sum_{m=1}^M \pi_m \cdot \left\{ \begin{array}{l} E_{*m}(D) - \sum_{i \in N_0} c'_{i*} k_i(D) - f_{m*} \cdot b_m(D) (1 - E'_{*m}(D)) - \\ - d_{m*} \cdot b_m(D) (E'_{*m}(D) - E_{*m}(D)) - g_{m*} \sum_{n=1}^N T_n(D) \cdot (1 - b_m(D)) \end{array} \right\}, (3.3)$$

де $\pi_m = \frac{c_m \cdot W_m^H}{\sum_{m=1}^M c_m \cdot W_m^H}$ – вагові коефіцієнти; D – множина заходів з

підвищення енергоефективності.

Отриманий показник характеризує ефективність локальної електричної системи, зумовлену впровадженими заходами з підвищення енергоефективності, по відношенню до «ідеальної» системи.

3.3. Вибір оптимальної стратегії розвитку електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії

Задача мінімізації затрат на реалізацію заходів з підвищення енергоефективності розподільної мережі розв'язується під час вибору оптимального варіанту електропостачання. Формулюється задача так: необхідно забезпечити заданий рівень ефективності функціонування локальної електричної системи за мінімальних приведених затратах на реалізацію відповідних заходів.

Споживач повинен отримувати живлення по схемі, в якій можна реалізувати n заходів з підвищення її енергоефективності. Необхідно забезпечити заданий рівень енергоефективності $F'_{зд}$ так, щоб приведені затрати на реалізацію заходів були мінімальними. Математично задача може бути подана так:

$$Z = \sum_{i=1}^n Z_i(F'_i) \Rightarrow \min \quad (3.4)$$

за обмеження

$$1 - F'_{зд} = \prod_{i=1}^n (1 - F'_i), \text{ або } \ln(1 - F'_{зд}) = \sum_{i=1}^n \ln(1 - F'_i), \quad (3.5)$$

де $3_i(F'_i)$ – затрати на реалізацію заходів з підвищення енергоефективності i -ої схеми розподільної мережі; F'_i – показник ефективності розподільної мережі по відношенню до конкретного споживача; i – варіант схеми електропостачання конкретного споживача.

Для спрощення розв'язання задачі скористаємось підходом з [89] і перейдемо до відносних одиниць

$$y_i = 3_i(F'_i)_* = \frac{3_i(F'_i) - 3_{i0}(F'_i)}{3_{i0}(F'_i)} = \frac{3_i(F'_i)}{3_{i0}(F'_i)} - 1 = \bar{3}_i - 1.$$

Для зведення задачі умовної оптимізації (3.4), (3.5) до задачі на безумовний екстремум використано метод невизначених множників Лагранжа. Функція Лагранжа має вигляд

$$\partial L(F'_1, \dots, F'_n) = \sum_{i=1}^n y_i + \lambda \sum_{i=1}^n \ln(1 - F'_i),$$

де λ – множник Лагранжа.

Для визначення λ розв'язано систему рівнянь:

$$\begin{cases} \frac{\partial L(F'_1, \dots, F'_n)}{\partial F'_i} = 0; \\ \ln(1 - F'_{зд}) = \sum_{i=1}^n \ln(1 - F'_i), \end{cases}$$

$$\frac{\partial}{\partial F'_i} \left[\sum_{i=1}^n y_i(F'_i) + \lambda \sum_{i=1}^n \ln(1 - F'_i) \right] = \frac{\partial y_i}{\partial F'_i} - \lambda \frac{1}{1 - F'_i} = 0.$$

Тоді

$$\partial y_i(F'_i) = \lambda \frac{\partial F'_i}{1 - F'_i}; \quad y_i(F'_i) = -\lambda \ln(1 - F'_i) + C_i.$$

Після нескладних перетворень отримано

$$\frac{1}{\lambda} \sum_{i=1}^n (1 - y_i) + \sum_{i=1}^n \ln(1 - F'_{i0}) = \ln(1 - F'_{3д}).$$

Звідки

$$\lambda = \frac{\left[\sum_{i=1}^n (1 - y_i) \right]}{\left[\ln \frac{(1 - F'_{3д})}{\prod_{i=1}^n (1 - F'_{i0})} \right]}.$$

На основі цього отримуємо систему з n рівнянь з невідомими F'_i :

$$\ln(1 - F'_i) = \frac{1 - y_i}{\sum_{i=1}^n (1 - y_i)} \ln \frac{(1 - F'_{3д})}{\prod_{i=1}^n (1 - F'_{i0})} + \ln(1 - F'_{i0}), \quad i = \overline{1, n}. \quad (3.6)$$

Розв'язавши систему рівнянь (3.6), отримуємо значення F'_i , які дозволяють обрати перелік заходів з підвищення енергоефективності розподільної електричної мережі з мінімальними приведеними затратами.

3.4. Залежність напруги від навантаження споживачів і генерування ФЕС

3.4.1 Характеристика програмного забезпечення для формування залежностей напруги від навантаження і генерування ВДЕ

Приклад фрагменту схеми ЕМ ВДЕ показано на рис. 3.3. З метою спрощення на рис. 3.3 не показані деякі вузли. На рис. 3.3 показані: шини відкритого розподільного пристрою напругою 110 кВ Дністровської ГЕС-1 (вузол 806), шини 110 кВ електричної підстанції «Михайлівка 110» (вузол 1261), шини 10 кВ електричної підстанції «Михайлівка 110» (вузол 126), шини 10 кВ сонячної електричної станції «Слобода-Бушанська СЕС», «Слобода-Бушанська ГЕС» та навантаження (вузол 8), та шини 10 кВ трансформаторної підстанції «Село Михайлівка» (вузол 140). Повітряні лінії електропередач

напругою 110 кВ, які з'єднують 806 вузол з вузлом 1261 умовно показані віткою 806-1261. Силовий трансформатор 110/10 кВ показаний віткою, що з'єднує вузли 126 (напругою 110 кВ) з вузлом 1261 (напругою 10 кВ). Повітряні лінії електропередач напругою 10 кВ, які з'єднують вузол 126 з вузлом 8 та 126 вузол з вузлом 140.

У вузлі 140 розташоване потужне навантаження, яке працює з 0 годин до 4 годин ранку. У вузлі 8 розташовані: сонячна електростанція (СЕС) та мала гідроелектростанція (МГЕС).

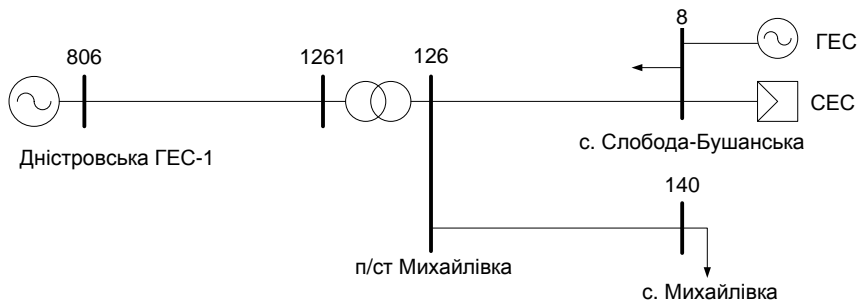


Рис. 3.3. Фрагмент електричної схеми з ВДЕ

Схема ЛЕС та її параметри вводяться в програмному комплексі «ВТРАТИ» в якості початкових даних, як це показано на рис. 3.4.

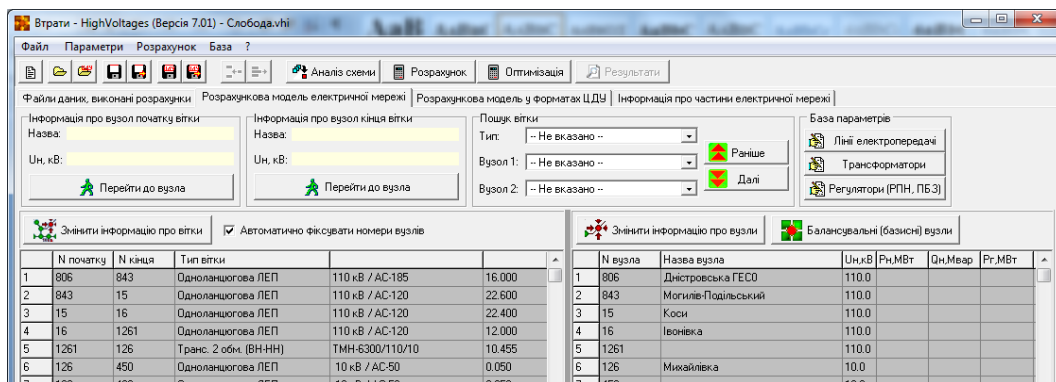


Рис. 3.4. Введення початкових даних в програмному комплексі «ВТРАТИ»

На рис. 3.5 та 3.6 показані віконні заставки програмного комплексу «Втрати» з параметрами режимів ЛЕС, які відповідають моменту часу добового графіку навантаження (напруги у вузлах та струми у вітках ЛЕС) [90].

N вузла	Назва	$P_{\text{нав.}}, \text{МВт}$	$Q_{\text{нав.}}, \text{МВАр}$	$\psi_{\text{відп.}}, \text{МВт г}$	$U_{\text{мод.}}, \text{кВ}$	$U_{\text{фаз.}}, \text{гр}$
806	Дністровська ГЕСО	-2.12	1.12		115.00	0.00
843	Могилів-Подільський				115.01	-0.1
15	Коси				114.93	-0.2
16	Івонівка				114.79	-0.2
1261					114.69	-0.3
126	Михайлівка				10.74	-2.2

Рис. 3.5. Результати розрахунків напруг у вузлах ЛЕС в програмному комплексі «ВТРАТИ»

Нпочатку	Нкінця	$P_{\text{л}}, \text{МВт}$	$Q_{\text{л}}, \text{МВАр}$	$P_{\text{к}}, \text{МВт}$	$Q_{\text{к}}, \text{МВАр}$	$dP, \text{МВт}$	$dQ, \text{МВАр}$	$I, \text{кА}$	$dU, \text{кВ}$
806	843	2.12	-1.12	2.12	-1.12	0.00	0.00	0.012	-0.01
843	15	2.12	-0.42	2.12	-0.42	0.00	0.00	0.011	0.08
15	16	2.12	0.38	2.11	0.37	0.00	0.00	0.011	0.14
16	1261	2.11	0.99	2.11	0.98	0.00	0.00	0.012	0.10
1261	126	2.10	1.13	2.09	1.03	0.01	0.09	0.012	2.46
126	450	0.13	0.06	0.13	0.06	0.00	0.00	0.007	0.00
450	70	0.13	0.06	0.13	0.06	0.00	0.00	0.007	0.00
70	10	0.13	0.06	0.13	0.06	0.00	0.00	0.007	0.00
10	13	0.13	0.06	0.13	0.06	0.00	0.00	0.007	0.05

Рис. 3.6. Результати розрахунків струмів у вітках в програмному комплексі «ВТРАТИ»

Початковими даними для моделювання є вузлові струми: J_{126} , J_8 , J_{140} . Вхідними даними для комп'ютерного моделювання є повні, активні та реактивні вузлові потужності: S_{126} , P_{126} , Q_{126} , S_8 , P_8 , Q_8 , S_{140} , P_{140} , Q_{140} . Результатами моделювання є струм вітки $I_{806-1261}$, та вузлові напруги: U_{1261} , U_{126} , U_8 , U_{140} . Потужності S_{126} , P_{126} , Q_{126} , S_8 , P_8 , Q_8 , S_{140} , P_{140} , Q_{140} змінюються у відповідності до добових графіків вузлових навантажень (рис. 3.7). Добові графіки активної потужності навантажень вузлів 126, 8 та 140 показані на рис. 3.7.



а)



б)



в)

Рис. 3.7. Добові графіки навантажень вузлів:

- а) 126 – п/ст. Михайлівка;
- б) 8 – с. Слобода-Бушанська;
- в) 140 – с. Михайлівка

Параметри цих графіків введені в якості початкових даних в ПК «Втрати» (рис. 3.4) у відповідності до виразу

$$j_{\text{ЛЕС}} = \frac{S}{\sqrt{3} \dot{U}_{\text{ЛЕС}}},$$

де $j_{\text{ЛЕС}}$ – вузловий струм в ЛЕС, $S_{\text{ВЛЕС}}$ – вузлове навантаження в ЛЕС, $\dot{U}_{\text{ЛЕС}}$ – лінійна напруга у вузлах ЛЕС.

А струм вітки $I_{806-1261}$ знаходиться, як сума струмів віток:

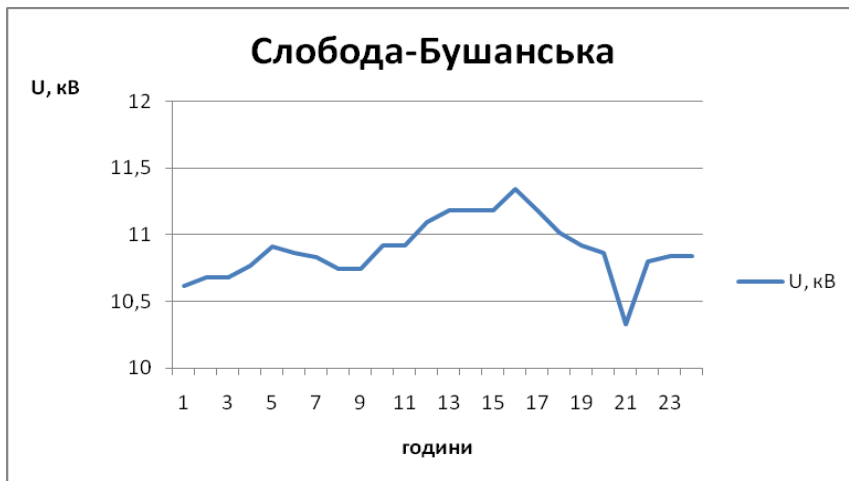
$$I_{806-1261} = I_{806-843} + I_{843-15} + I_{15-16} + I_{16-1261}.$$

Як видно з рис. 3.7 вузлова потужність 126 та 8 вузлів може змінювати свій знак в залежності від режиму (споживання або генерації) цих вузлів і часу доби. Навантаження вузла 140 різкозмінне і значно зростає в нічний час. Водночас генерація вузла 8 значно зростає в денний час [91], [90].

Результати розрахунків режимів ЛЕС з використанням програмного комплексу «Втрати» у вигляді добових змін напруг показані на рис. 3.8.



а)



б)



в)

Рис. 3.8. Зміна напруги у вузлах: а) 126 – п/ст. Михайлівка;
 б) 8 – с. Слобода-Бушанська; в) 140 – с. Михайлівка

Як бачимо (рис. 3.8), під час роботи СЕС напруга у вузлі 8 зростає з 10,92 кВ до 11,34 кВ, а під час роботи потужних споживачів у вузлі 140 зменшується з 10,86 кВ до 10,21 кВ. Використання ГЕС у вузлі 8 в нічний час дозволяє збільшити напругу у вузлах 126, 8, 140. А відключення ГЕС у денний час дозволить зменшити напругу та накопичувати воду у верхньому б'єфі. Також регулювати напругу можна за допомогою РПН трансформаторів зв'язку, блочних трансформаторів і т.п. Дністровської ГЕС-1 (вузол 806) та РПН трансформатора підстанції Михайлівка. Використання еквівалентів дозволило значно спростити розрахункову схему ЛЕС і отримати погодинні режими ЛЕС, які можуть бути використані у базі режимів ЕЕС та під час оперативного керування режимами ЕЕС з урахуванням можливих змін напруг у вузлах ЛЕС [92].

Оскільки останнім часом в Україні, як і у світовій практиці зростає роль ВДЕ в балансі електроенергії. Це зумовило зростання частки розосередженого генерування електроенергії в енергетичному балансі енергосистем України. Також це змусило розробляти програмне забезпечення для оптимізації режимів ЕЕС з ВДЕ. ПК «Втрати» пристосований для такого виду розрахунків.

Важливим у цих розрахунках є врахування динамічних еквівалентів, що відображають індивідуальні особливості ВДЕ. Динамічні еквіваленти відображають режимні особливості роботи ВДЕ, наприклад, залежність режиму роботи СЕС та малих ГЕС з асинхронними генераторами від режиму роботи всієї електроенергетичної системи.

3.4.2. Техніко-економічне обґрунтування розбудова ВДЕ в електричній мережі з оцінкою відповідності параметрів нормативним значенням

Як приклад, розглянемо існуючу електричну мережу 110/35/10 кВ, в якій проєктується будівництво сонячних електростанцій і когенераційної установки, що працює на біогазі. Визначається доцільна потужність ВДЕ і місця їх під'єднання до мережі. Схема електричної мережі приведена на рис. 3.9.

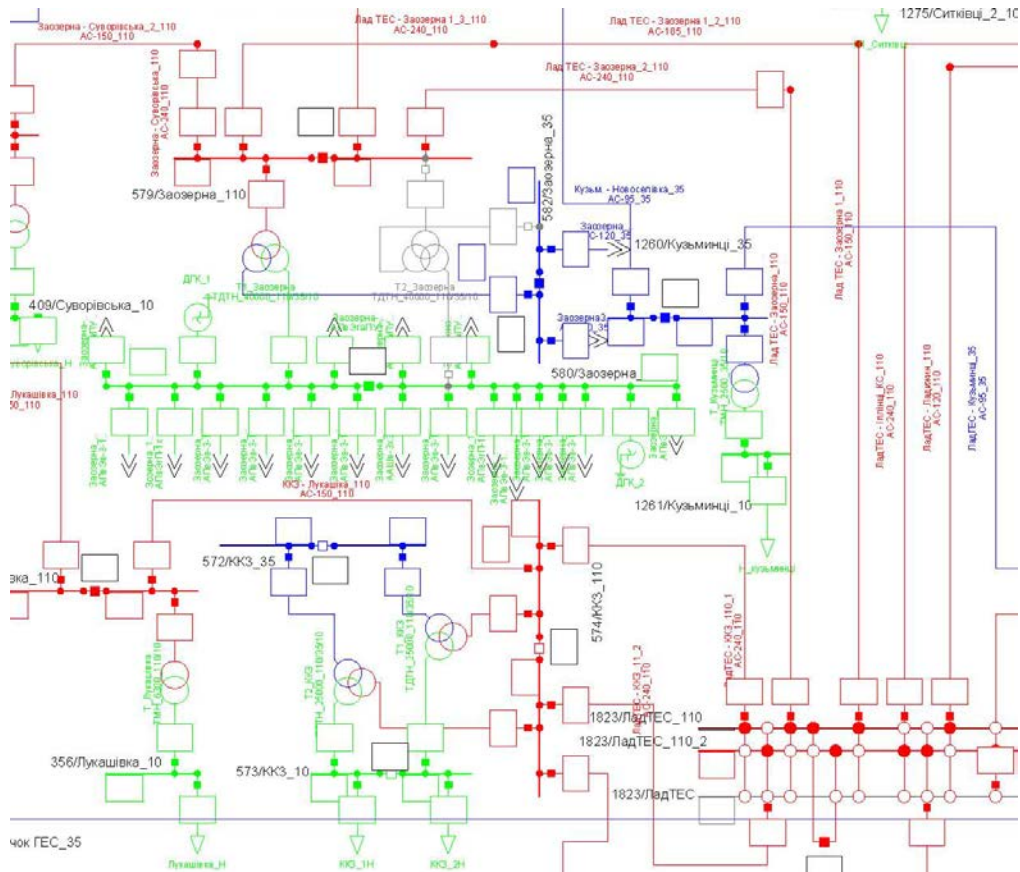


Рис. 3.9. Розрахункова модель ПС 110/35/10кВ «Заозерна»

Попередньо, виходячи з вільних площадок і запасів біогазу, намічено збудувати дві черги когенераційної установки 2x10 МВт, і СЕС сумарно 20 МВт. СЕС може розміщатися по території з одиничною потужністю 5 – 10 МВт. Розглядаються режими максимальних і мінімальних навантажень. Планується, що в режимі максимальних навантажень локальна система має бути збалансована і з ЕЕС споживатиметься мінімальна кількість електроенергії, а в режимі мінімальних навантажень в ЛЕС надлишок електроенергії має передаватися в ЕЕС. Такі можливості мають бути забезпечені без відхилення параметрів режиму від їх нормативних значень.

3.4.2.1. Режим максимальних навантажень

Розглянемо результати розрахунків таких на прикладі ПС 110/35/10 кВ за рівнів напруги на шинах 110 кВ – 120 та 116 кВ (такі рівні підтримуються системним оператором розподілу електроенергії). Аналіз виконано для таких випадків: без генерування

когенераційної установки (КУ), з генеруванням КУ першої черги потужністю 10 МВт за умови підтримування генераторами КУ напруги на шинах 10 і 35 кВ в допустимих межах та за умови підтримування номінальних параметрів генераторів КУ.

Максимальне навантаження на ПС110/35/10 кВ (без врахування втрат потужності) складає на шинах 10 кВ $S=20,9+j10,1$ МВА, а на шинах 35 кВ $S=6,4+j2,8$ МВА.

На рис. 3.10 наведено результати розрахунку режиму максимальних навантажень *без когенераційного генерування* (КГ) за напруги на шинах вищої напруги ПС 110/35/10кВ 119,6 кВ, що відповідає напрузі 120 кВ на шинах 110 кВ ЕЕС. На ПС 110/35/10кВ споживається $29,880+j8,172$ МВА, коефіцієнт трансформації $U_{ВН}/U_{НН} = 11,2$, напруга на шинах нижчої напруги (НН) 10,0 кВ, напруга на шинах середньої напруги (СН) 35,0 кВ.

На рис. 3.11 наведено результати розрахунку режиму максимальних навантажень *з когенераційним генеруванням* (КГ) $9,926+j5,88$ за напруги на шинах вищої напруги ПС 110/35/10кВ 119,6 кВ. Коефіцієнт трансформації $U_{ВН}/U_{НН} = 11,2$. На ПС споживається $19,932-j0,278$ МВА, що на величину генерування КУ менше ніж у попередньому режимі. Генераторами КУ підтримується напруга на шинах НН 10,3 кВ, на шинах СН 35,8 кВ. В мережу вищої напруги (ВН) за таких умов генерується 0,278 Мвар реактивної потужності.

На рис. В.1 (Додаток В) наведено результати розрахунку режиму максимальних навантажень з КГ, коли підтримуються номінальні параметри генераторів КУ, $\cos\varphi=0,8$. Режим дещо помінявся, але не суттєво: напруга на шинах НН 10,4 кВ, на шинах СН 35,9 кВ. В мережу ВН за таких умов, коли підвищилися рівні напруги, генерується 1,866 Мвар реактивної потужності.

За номінальних параметрів генераторів КУ розраховано усталений режим, коли на шинах 10 кВ навантаження живиться не по двох кабельних лініях, а по одній. Напруги на шинах НН і СН підтримуються такими ж само. Режим задовільний, хоча дещо збільшилося споживання активної потужності з 19,938 до 20,228 МВт за рахунок збільшення втрат потужності, а також зменшилося генерування реактивної потужності з 1,866 до 1,416 Мвар через меншу кількість кабельних ліній. Результати розрахунку наведено на рис. В.2 (Додаток В).

Аналогічні розрахунки для режиму максимальних навантажень виконано за умов, коли на шинах 110 кВ ЕЕС підтримується напруга 116 кВ. Коли КУ відключена, то на шинах ВН ПС 110/35/10кВ напруга становить 115,6 кВ. Якщо коефіцієнт трансформації залишається таким же, то через меншу напругу, порівняно з розрахунком при 120 кВ на шинах ЕЕС, дещо зменшується споживання ($29,098+j7,644$ МВА, див. рис. 3.12). Зменшуються втрати напруги і на шинах НН – напруга становить 10,1 кВ, а на шинах СН – 35,3 кВ.

На рис. В.3 – В.5 (Додаток В) наведено результати розрахунків режимів, коли включена перша черга КУ, а на шинах ЕЕС підтримується 116 кВ. Порівняно з попередніми результатами, коли напруга на шинах ЕЕС підтримується 120 кВ, ці результати суттєво не відрізняються. Напруги знаходяться в допустимих нормах, потужності відрізняються десятими та сотими долями МВт. Зокрема активна потужність навантаження ВН ПС110/35/10кВ зменшилась на 0,75 МВт, а реактивне генерування збільшилося з 0,278 до 1,372 Мвар.

Далі розглянуто режим максимальних навантажень, коли включені обидві черги КУ. В такому режимі зменшується споживання з мережі 110 кВ ($9,4-j2,67$ МВА), що менше ніж при включеній першій черзі КУ по активній потужності на 10 МВт. Генератори КУ працюють в режимі підтримання напруги і на шинах НН напруга може бути 10,4 кВ, а на шинах СН – 36 кВ (див. рис. В.6 Додаток В). Режим максимальних навантажень, коли включені обидві черги КУ і СЕС. В режимі максимального генерування СЕС можуть видавати 19 МВт, обидві черги КУ можуть генерувати 20 МВт, тобто разом може генеруватися 39МВт. За такого генерування навіть в режимі максимального споживання в мережу 110 кВ може видаватися 9,45 МВт. Напруги при цьому за умови підтримання їх генераторами КУ на шинах НН 10,4 кВ і шинах СН 35,9 кВ (див. рис. 3.13). Якщо підтримувати номінальні параметри генераторів КУ ($\cos\varphi=0,8$), то напруги дещо змінюються: на шинах НН 10,7 кВ, на шинах СН 36,6 кВ (див. рис. В.7 (Додаток В)). На рис. В.8 (Додаток В) наведено результати розрахунків, коли працюють 2 черги КУ і ФЕС потужністю 5 МВт. Змінився потік потужності на ПС 110/35/10кВ – тепер споживається 4,214 МВт, а напруги на шинах НН і СН змінилися не суттєво.

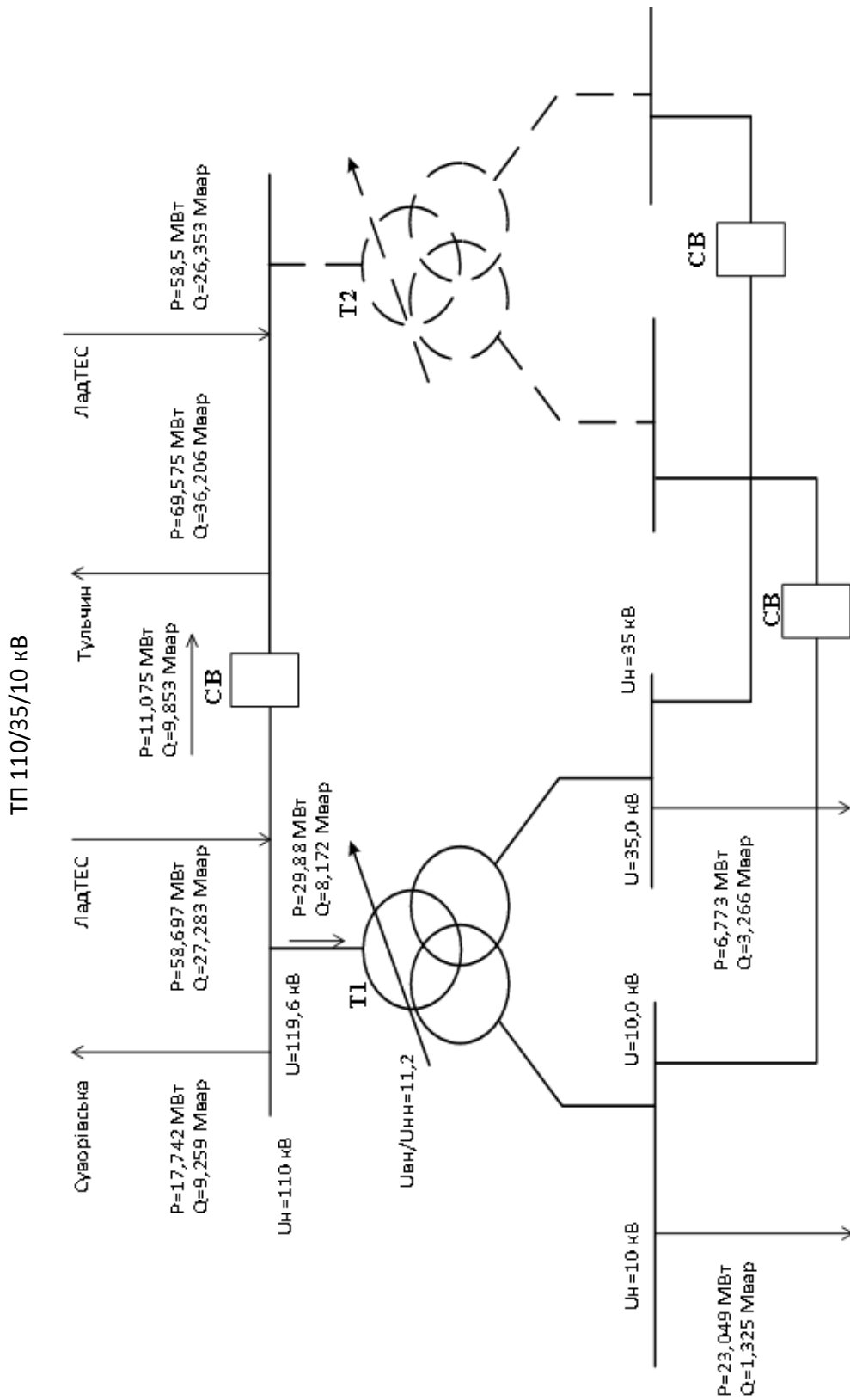


Рис. 3.10. Усталений режим максимального навантаження без КГ ($U = 120 \text{ кВ}$)

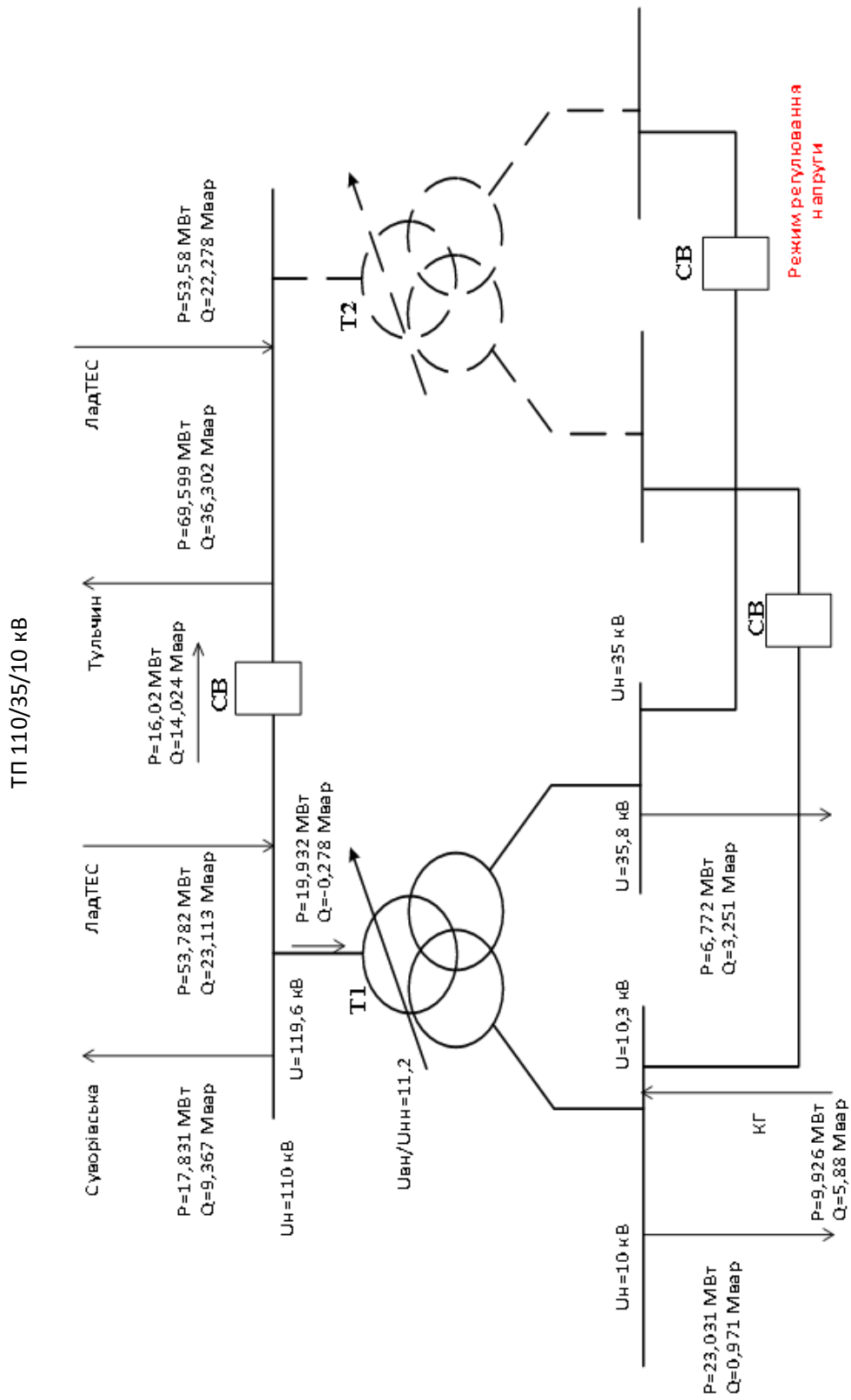


Рис. 3.11. Режим максимального навантаження з КГ ($U = 120$ кВ)

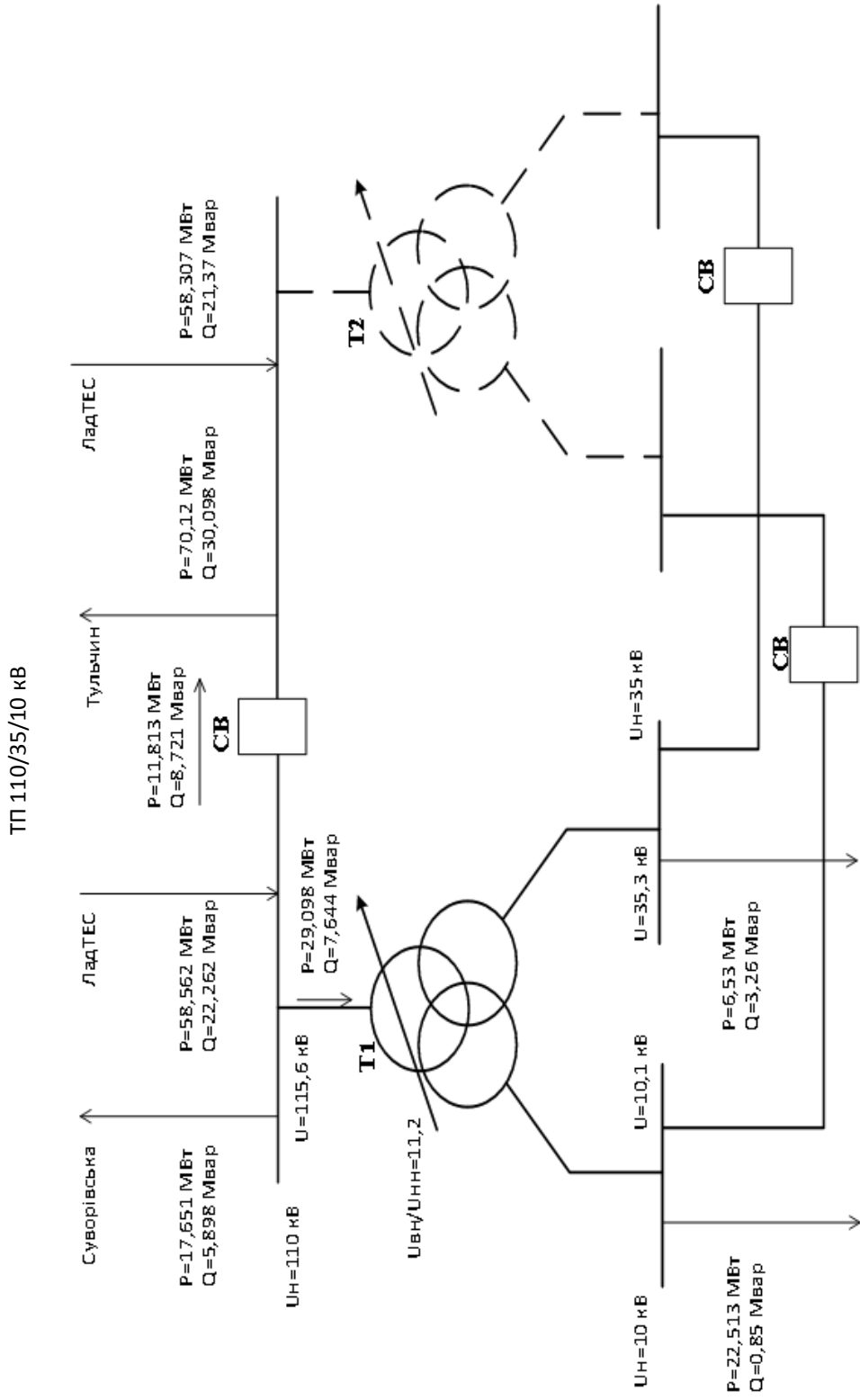


Рис. 3.12. Режим максимального навантаження без КТ (U=116 кВ)

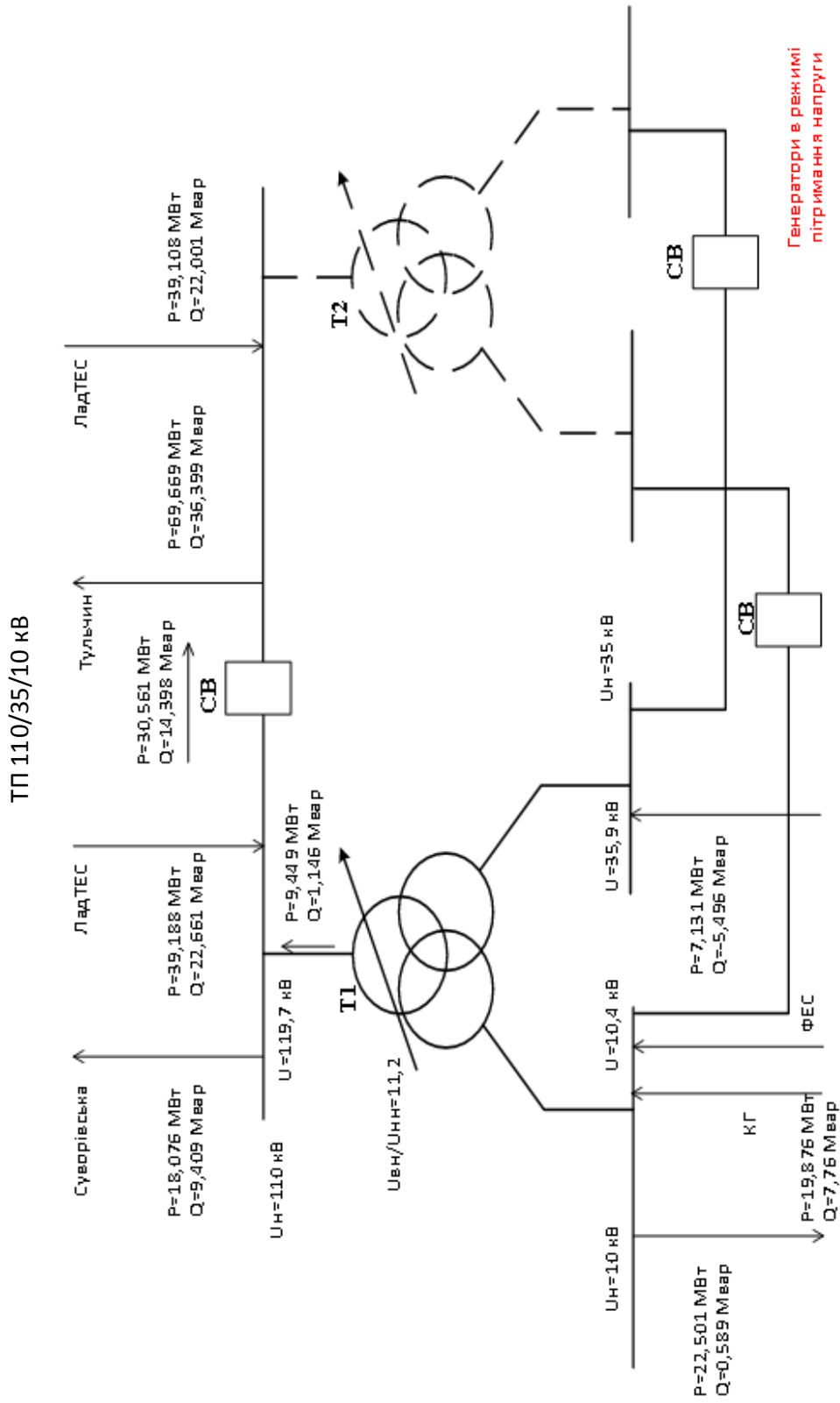


Рис. 3.13. Режим максимального навантаження з 20 МВт КГ та 19 МВт ФЕС (U=120кВ)

3.4.2.2. Режим мінімальних навантажень

Аналогічні розрахунки виконано для режиму мінімальних навантажень. На рис. 3.14 і 3.15 наведено результати розрахунків усталених режимів, коли на шинах ЕЕС підтримуються напруги відповідно 120 і 116 кВ, а КУ відключена. Напруги на шинах НН ПС 110/35/10кВ відповідно рівні 10,7 і 10,3 кВ, а на шинах СН – відповідно 36,7 і 35,5 кВ. Коефіцієнт трансформації знаходиться на 8-ій відпайці.

Коли включається перша черга КУ, то в режимі мінімальних навантажень відбувається передача потужності в електричну мережу 110 кВ. При 120 кВ на ЕЕС це $9,881+j6,021$ МВА, а при 116 кВ на ЕЕС це $9,889+j10,83$ МВА (див. рис. В.9 і В.10 (Додаток В)). Напруги на шинах НН і СН ПС 110/35/10кВ в допустимих межах підтримується регулюванням збудження генераторів КУ. На шинах НН можна підтримувати 10,5 та 10,4 кВ, а на шинах СН відповідно – 36,4 та 35,7 кВ. В таких режимах генератори, що забезпечують регулювання напруги, перевантажуються. Якщо генератори КУ працюють з нормальними параметрами ($\cos\varphi=0,8$), то напруги на шинах НН і СН підвищуються (див. рис. В.11 і В.12 (Додаток В)). На шинах НН це 11,0 і 10,7 кВ, а на шинах СН це 37,3 і 36,2 кВ. Відповідно на шинах генераторів напруги становлять 11,2 і 10,9 кВ. Такі напруги на генераторах КУ необхідно підтримувати, щоб створити умови видачі потужності КГ в мережу 110 кВ.

За номінальних параметрів генераторів КУ розраховано усталений режим, коли навантаження на шинах 10 кВ живиться не по двох кабельних лініях, а по одній. Напруги на шинах НН становлять 11 і 10,7 кВ, а на шинах СН підтримуються напруги 37,3 і 36,1. Режим задовільний, в мережу 110 кВ видається потужність 9,8 МВт.

Режим мінімальних навантажень, коли включені обидві черги КУ. Режим мінімальних навантажень характерний тим, що в мережу 110 кВ передається надлишок потужності ($19,836+j14,725$ МВА). Напруга генераторами КУ може підтримуватися на шинах НН 10,9 кВ і на шинах СН 37,2 кВ. Напруга на шинах ВН, при тому що трансформатор знаходиться на 8-ій відпайці, становить 119,8 кВ (див. рис. 3.16). Таке значення напруги забезпечує передавання надлишку потужності в мережу 110 кВ.

Режим мінімальних навантажень, коли включені обидві черги КУ і СЕС. В режимі максимального генерування ФЕС може видавати 19 МВт, обидві черги КУ можуть генерувати 20 МВт, тобто разом може генеруватися 39 МВт. За такого генерування в режимі мінімального споживання в мережу 110 кВ може видаватися 38 МВт. Напруги при цьому за умови підтримання їх генераторами КУ на шинах НН 10,8 кВ і шинах СН 36,8 кВ (див. рис. 3.17).

Якщо підтримувати номінальні параметри генераторів КУ ($\cos\varphi=0,8$), то напруги дещо змінюються: на шинах НН 11,2 кВ, на шинах СН 37,5 кВ (див. рис. В.15 (Додаток В)). Напруга на шинах ВН, при тому що трансформатор знаходиться на 8 відпайці, становить 119,8 кВ (див. рис. 3.17). Таке значення напруги забезпечує передавання надлишку потужності в мережу 110 кВ.

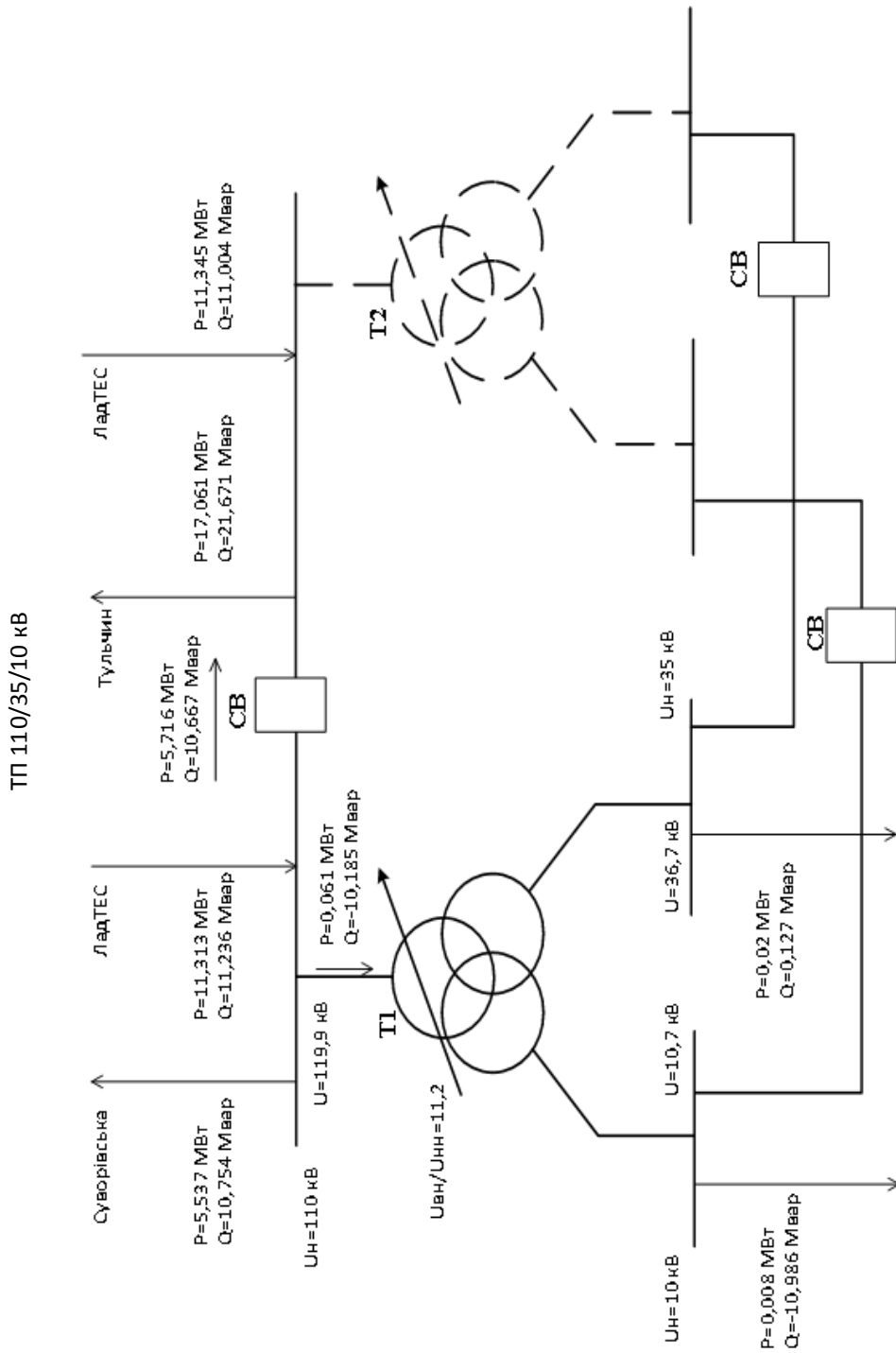


Рис. 3.14. Усталений режим мінімального навантаження без КГ ($U = 120$ кВ)

ТП 110/35/10 кВ

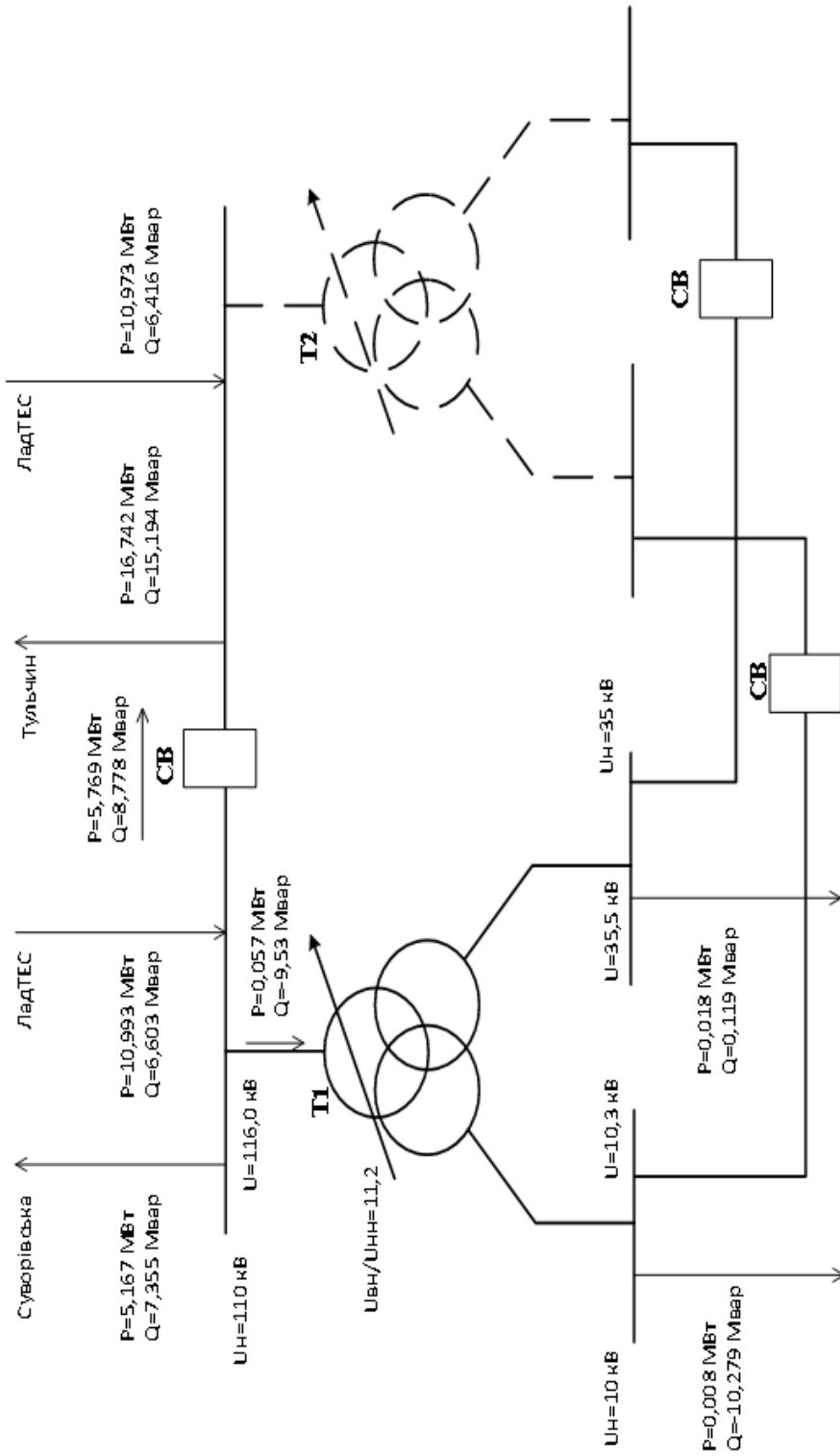


Рис. 3.15. Усталений режим мінімального навантаження без КГ (U=116 кВ)

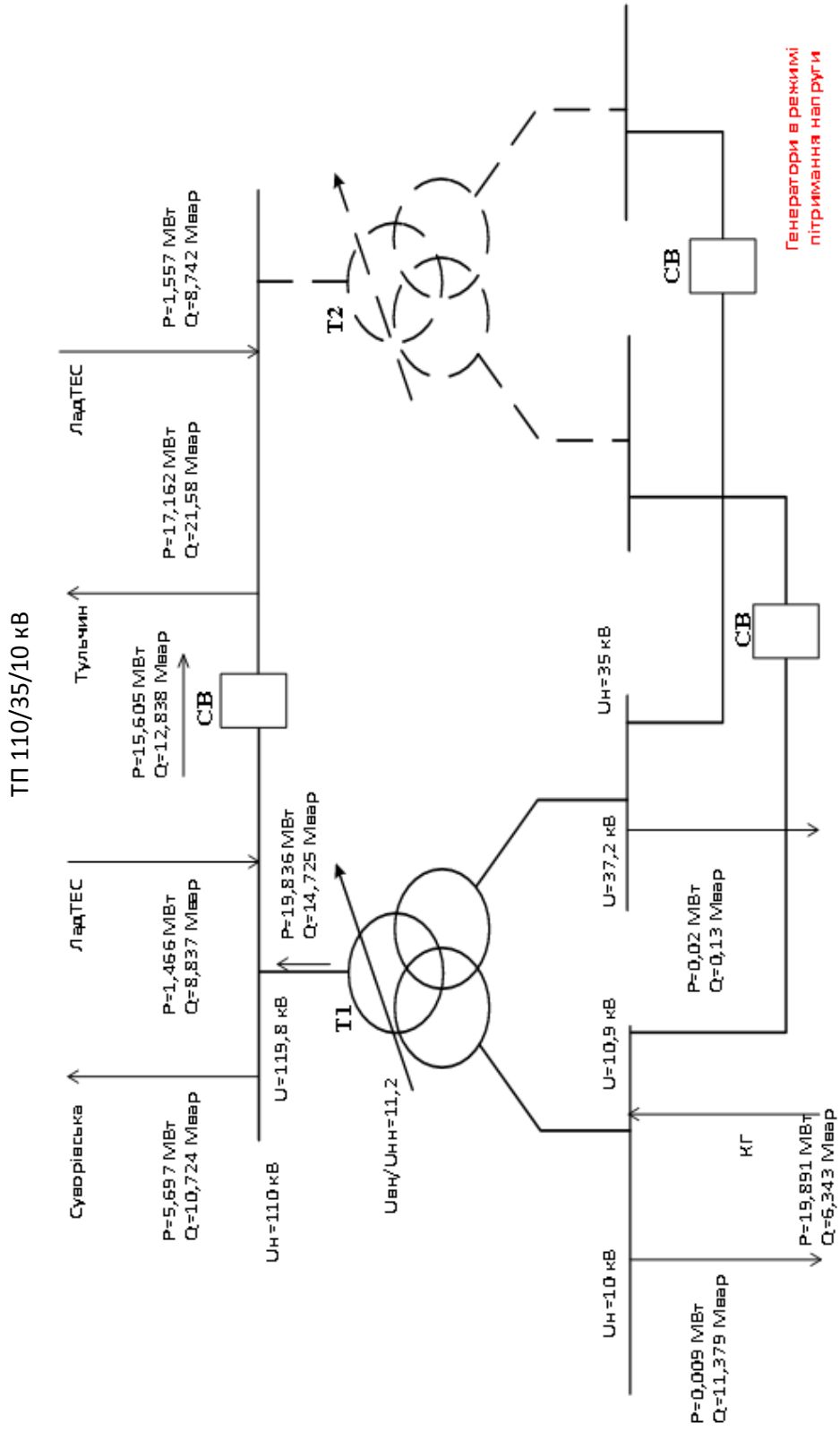


Рис. 3.16. Режим мінімального навантаження з 20 МВт КГ (U=120кВ)

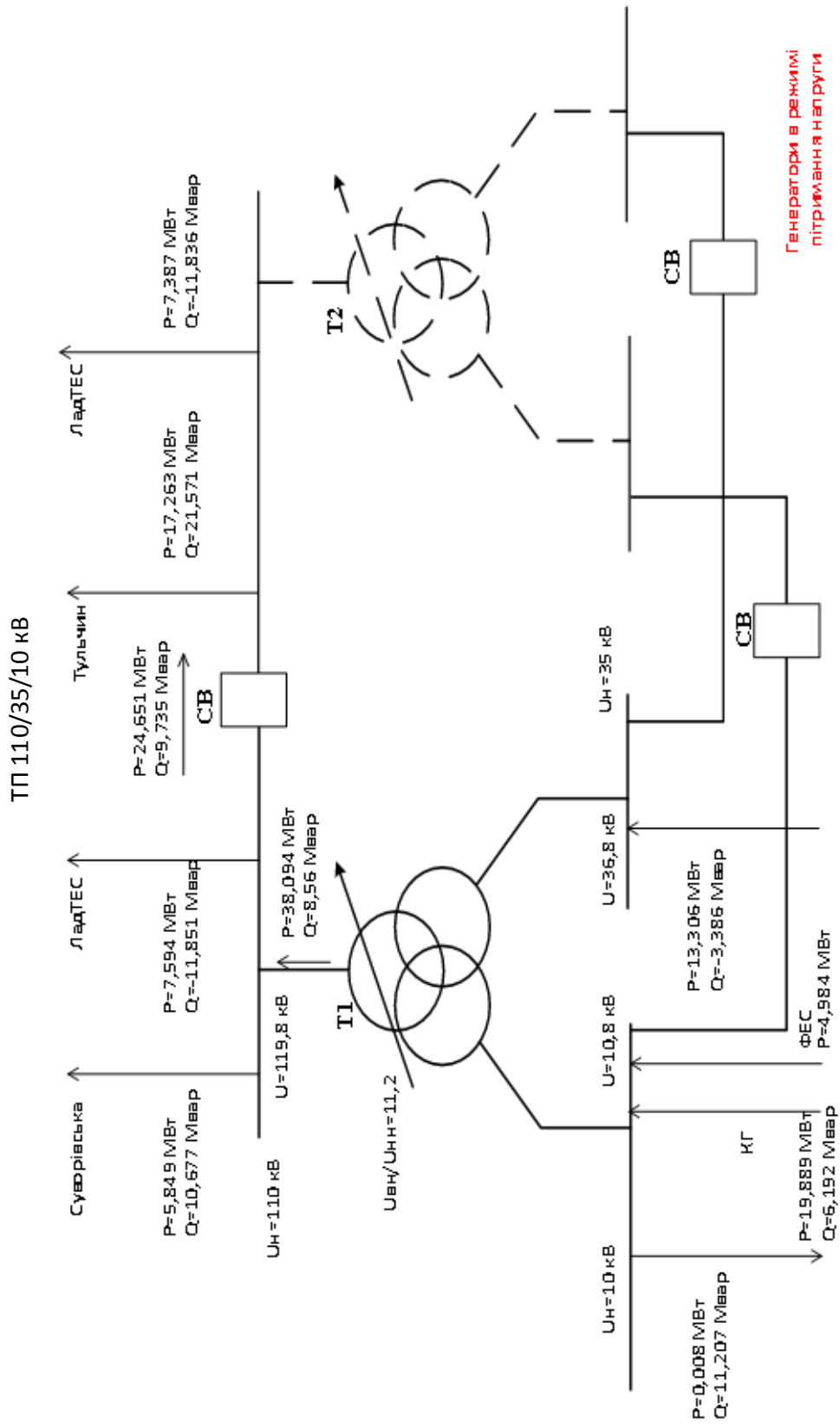


Рис. 3.17. Режим мінімального навантаження з 20 МВт КГ та 19 МВт ФЕС ($U=120\text{кВ}$)

4. ВІДНОВЛЮВАНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ ЯК ЗАСІБ ПІДВИЩЕННЯ ЯКОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

Розподільна електрична мережа є складним об'єктом, який містить елементи з різними функціональними параметрами та характеристиками – трансформаторні підстанції, кабельні та повітряні лінії електропередавання тощо. Якість функціонування (готовність до надійного постачання електричною енергією належної якості) такого об'єкту залежить від надійності кожного елемента, узгодженості їх параметрів та структурних зв'язків між ними. Визначальним тут є наявність джерел електроенергії та їх технічні характеристики. Згідно сучасних тенденцій розвитку електричних систем збільшується частка децентралізованого генерування енергії, а розподільні електричні мережі (ЕМ) у сукупності з розосередженими джерелами енергії (РДЕ) розглядаються як локальні електричні системи (ЛЕС) [93]. Оскільки ЛЕС динамічно розвиваються, то виникають задачі пов'язані з оцінюванням варіантів їх розвитку. Зокрема, забезпечення ефективного функціонування розосереджених джерел електроенергії в ЛЕС вимагає розв'язання задачі оптимізації схем приєднання до розподільних електричних мереж.

Функціональна та структурна надлишковість ЕМ фактично завжди забезпечує певну свободу у виборі варіантів приєднання відновлюваних джерел електроенергії (ВДЕ). При цьому кожен з них буде характеризуватись відповідним рівнем якості функціонування системи.

Кількісно оцінити якість функціонування системи можна за інтегральним показником, який отримано шляхом поєднання теорії подібності і теорії марковських процесів [94, 95, 96]. Оцінювання виконується по відношенню до «ідеальної» системи, тому порівняння різних варіантів приєднання ВДЕ можна виконувати без визначення техніко-економічних показників.

Використання відновлювальних джерел дозволяє вплинути на якість функціонування локальної електричної системи завдяки підвищенню якості електричної енергії та балансової надійності [97, 98]. Запропонований метод, що ґрунтується на використанні інтегрального показника якості функціонування дозволяє розробляти рекомендації з введення додаткових джерел енергії і точок їх підключення до мережі.

Зростання рівня впровадження ВДЕ в електричні мережі України зумовлює відчутний вплив на режими мереж, який є не завжди

позитивним внаслідок особливостей таких джерел [99]. Подальший аналіз виконаємо на прикладі Ямпільських районних електричних мережах Вінницької області, сумарна потужність ВДЕ в яких складає понад 30% від потужності навантаження, з них 95 % припадає на фотоелектричні станції. По окремих фідерах встановлена потужність ФЕС співрозмірна з потужністю навантаження або навіть більша. Оскільки генерування ФЕС змінюється протягом дня, то можливі випадки, коли декілька годин на добу генерування ФЕС переважає локальне електроспоживання. Це пояснюється ще й тим, що часто в години піку генерування сонячних електростанцій в загальному графіку навантаження йде спад. З урахуванням того, що фотоелектричні станції підключаються поблизу споживачів, це значно збільшує нерівномірність сумарного добового графіка електричних навантажень.

Тому виникає декілька основних задач, які потрібно вирішувати як на етапі проектування – вибір оптимальної потужності ФЕС, з урахуванням потужності локального електроспоживання, так і експлуатаційна – узгодження графіків генерування ФЕС та навантаження ЛЕС. Окремою задачею оптимізації функціонування фотоелектричних станцій в локальних електричних системах є визначення ємності накопичувача електроенергії, які є обов'язковими для забезпечення заявленого графіка генерування ФЕС на наступний день, що вимагає Закон України про ринок електричної енергії.

4.1. Оцінювання впливу генерування ФЕС на якість функціонування ЛЕС

4.1.1. Визначення імовірнісних характеристик генерування ФЕС для схеми електричних мереж 10 кВ Ямпільського району

Для проведення розрахунку режимних параметрів схеми Ямпільських РЕМ аналізувалася вихідна інформація щодо ФЕС, розташованих в них. Результати проведеного аналізу покажемо на прикладі Гальжбіївської ФЕС. Нормальна схема видачі потужності електростанцією передбачає, що електроенергія, генерована ФЕС, видається через КТП 0,4/10 – 630 кВА та 0,4/10 – 1000 кВА лінією 27–23 видається в мережу, яка з'єднана з підстанцією «Ямпіль» 110/10 (рис. 4.1).

Протяжність ліній фідера 15 ПС 110/10 «Ямпіль» становить 18 км. Цей фідер містить: 37 вузлів, 16 трансформаторних підстанцій, Гальжбіївську ФЕС потужністю 1431 кВт. Сумарна потужність трансформаторних підстанцій, від яких живляться споживачі становить 2 149 кВт.

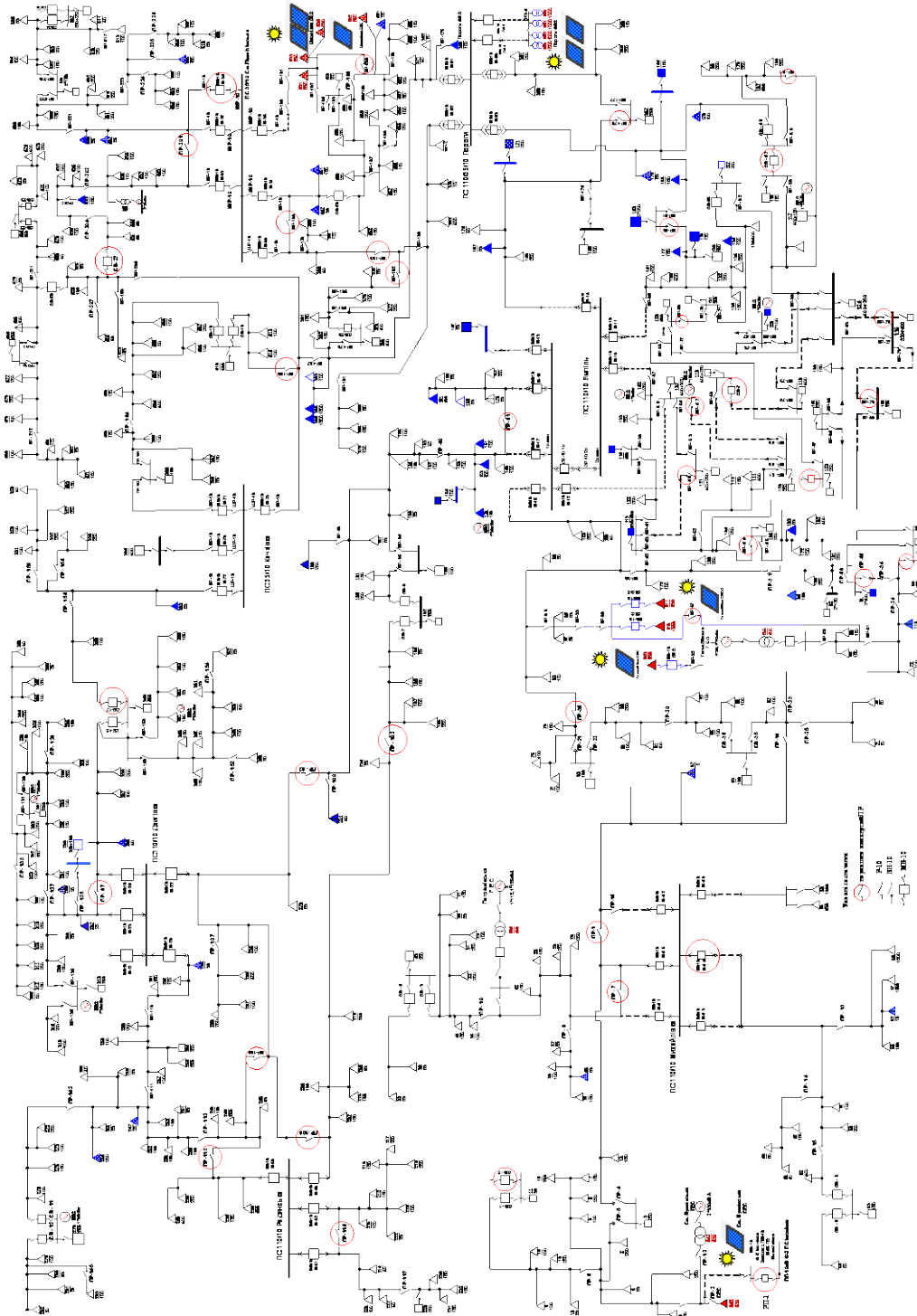


Рис. 4.1. Схема Ямпільських районних електричних мереж

На рис. 4.2 показано зміну потужності генерування ФЕС та навантаження для літнього періоду в проміжок часу з 12:30 до 13:00. Цей графік свідчить про те, що баланс між спожитою та генерованою ФЕС електроенергією забезпечується з певною імовірністю, яка не дорівнює одиниці.

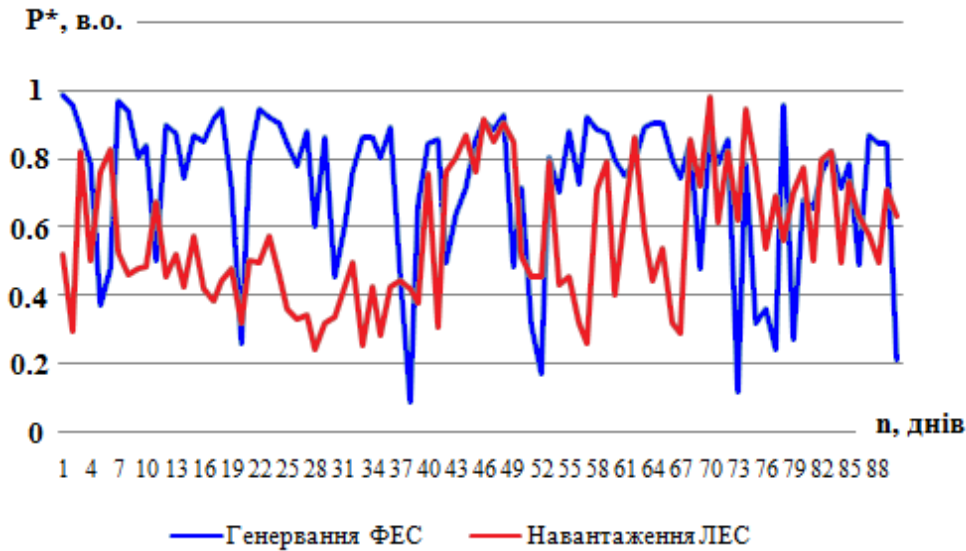


Рис. 4.2. Зміна потужності генерування ФЕС та навантаження протягом літнього періоду в проміжок часу з 12:30 до 13:00

Для визначення імовірності забезпечення балансової надійності генеруванням ФЕС необхідно визначити закон розподілу випадкової величини. Проведені в п. 2.2.2 дослідження показують, що розподіл потужностей навантаження та генерування ФЕС з достатньою точністю описує суміш гаусових розподілів. Використання ЕМ-алгоритму для розщеплення гаусової суміші дає можливість визначити їх основні імовірнісні характеристики для кожної компоненти генерування та навантаження. За отриманими характеристикам знаходимо імовірність покриття графіка навантаження генеруванням ФЕС по кожному часовому проміжку доби літнього періоду. Що стосується зими, весни та осені, то відповідні розрахунки по визначенню імовірнісних характеристик генерування Гальжбіївської ФЕС та навантаження лінії Ф-15 «ПС Ямпіль 110/10кВ» наведені в Додатку Б.

Графічне зображення зміни імовірності покриття графіка навантаження Ф-15 генеруванням Гальжбіївської ФЕС протягом доби для літнього періоду представлено на рис. 4.3.

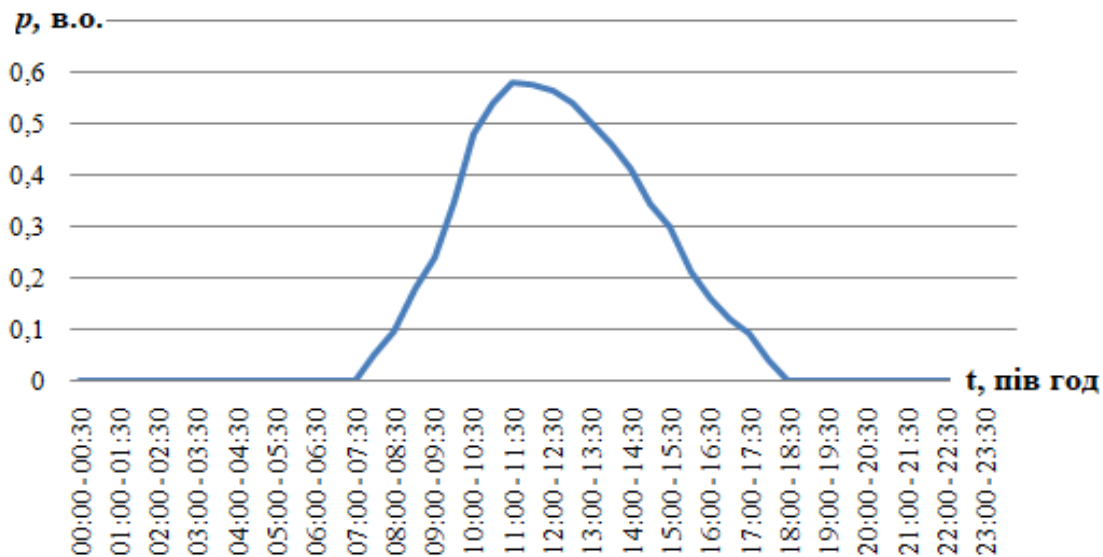


Рис. 4.3. Зміна імовірності покриття графіка навантаження Ф-15 генеруванням Гальжбіївської ФЕС

Ці імовірності інтегруються у вигляді коефіцієнта стабільності [65], визначеного за (2.18). Для прикладу, що розглядається, $P_6 = 0.326$.

4.1.2. Якість функціонування локальної електричної системи

Для визначення показника якості функціонування ЛЕС (див. рис. 4.1) необхідно показати можливість перетворення матриці коефіцієнтів Колмогорова, використовуючи принципи теорії подібності. Процес функціонування ЛЕС можна показати у вигляді графа її станів (рис. 4.4), за яким складено систему рівнянь Колмогорова.

Для визначення показника якості функціонування розподільної електричної мережі з ВДЕ, необхідно визначити показники якості функціонування кожного з робочих станів. Визначаються вони за формулою (3.1) при наявності розрахованих складових, які характеризують балансову надійність, економічність режиму, якість електричної енергії.

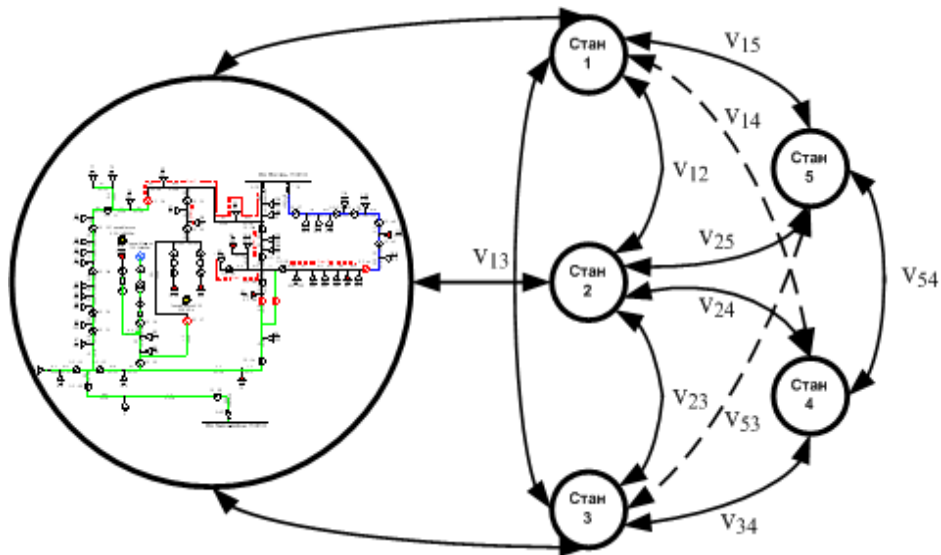


Рис. 4.4. Граф зміни станів, в яких може перебувати ЛЕС

Побудуємо граф станів, в якому врахуємо відмови елементів за схемою n-2 (стани зумовлені відмовою більше трьох елементів ЕМ не враховуємо як малоімовірні). Фрагмент розробленого графа показано на рис. 4.5.

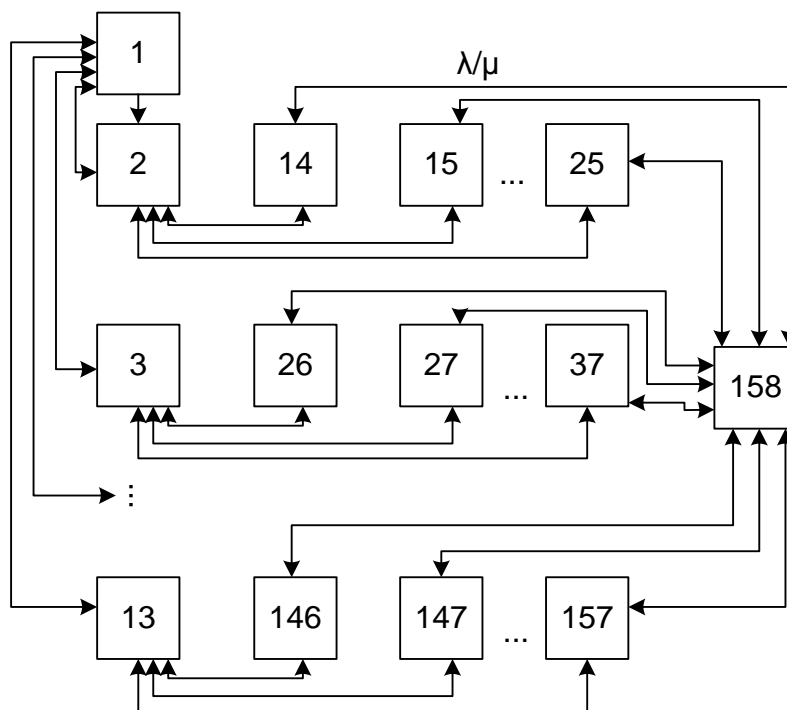


Рис. 4.5. Фрагмент графу станів ЕМ

Показники інтенсивностей відмов λ та відновлень μ , елементів ЕМ, обчислимо за статистичними даними про відмови надані ПАТ «Вінницяобленерго». За графом станів сформуємо систему рівнянь Колмогорова (фрагмент масиву коефіцієнтів системи рівнянь наведено в Додатку Г).

Скориставшись засобами Microsoft Office Excel 2007 було виконано розрахунок імовірностей появи відповідних станів, частина з яких наведена в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1. Імовірності станів ЕМ визначені за системою рівнянь Колмогорова

№ стану	Імовірність	№ стану	Імовірність	№ стану	Імовірність	№ стану	Імовірність
1	0.98	48	1.9E-07	95	1.9E-07	142	1.9E-07
2	2.9E-04	49	1.9E-07	96	1.9E-07	143	1.9E-07
3	4.9E-04	50	2.0E-07	97	1.9E-07	144	1.9E-07
4	4.5E-04	51	2.0E-07	98	1.9E-07	145	1.9E-07
5	4.4E-04	52	1.9E-07	99	1.9E-07	146	1.9E-07
6	4.4E-04	53	1.9E-07	100	1.9E-07	147	1.9E-07
7	4.4E-04	54	1.9E-07	101	1.9E-07	148	1.9E-07
8	4.4E-04	55	1.9E-07	102	1.9E-07	149	1.9E-07
9	4.4E-04	56	1.9E-07	103	1.9E-07	150	1.9E-07
10	4.4E-04	57	1.9E-07	104	1.9E-07	151	1.9E-07
11	4.4E-04	58	1.9E-07	105	1.9E-07	152	1.9E-07
12	4.4E-04	59	1.9E-07	106	1.9E-07	153	1.9E-07
13	4.4E-04	60	1.9E-07	107	1.9E-07	154	1.9E-07
14	1.2E-07	61	1.9E-07	108	1.9E-07	155	1.9E-07
15	1.2E-07	62	1.9E-07	109	1.9E-07	156	1.9E-07
16	1.2E-07	63	1.9E-07	110	1.9E-07	157	1.9E-07
17	1.2E-07	64	1.9E-07	111	1.9E-07	158	2.0E-04

Проведемо аналіз робочих станів і оцінимо коефіцієнт готовності для ЕМ. З 158 станів робочими є 157, відповідно коефіцієнт готовності буде визначатись як сума ймовірностей цих станів. В цьому конкретному випадку $K_r = 0,999797$. Не дивлячись на достатньо високий рівень структурної надійності гарантувати відповідний рівень балансової надійності ЕМ та їх економічність не можна. Проведемо оцінювання відповідних показників з врахуванням впливу ФЕС.

Отримані показники якості функціонування підставляються в (3.2), притримуючись алгоритму, викладеному в [100, 101], з врахуванням матриці коефіцієнтів системи рівнянь Колмогорова. Для встановленої потужності ФЕС $E = 0,352$. Таке значення інтегрального показника якості функціонування пояснюється відносно невисокою імовірністю забезпечення балансової надійності виключно генеруванням ФЕС і, як наслідок, економічності режиму розподільних електричних мереж. Враховуючи, що основною причиною низької готовності розподільних мереж з ВДЕ до забезпечення якісного електропостачання, а відповідно низького значення інтегрального показника якості функціонування, є неспівпадання графіків генерування ВДЕ і споживання, то доцільним є розроблення методів визначення оптимальних місць підключення та потужностей відновлюваних джерел енергії. Європейський досвід демонструє необхідність, окрім оцінювання доцільних об'ємів потужності ВДЕ, регулювання попиту на електричну енергію [102, 103, 104], що, в задачі забезпечення якісного електропостачання, дозволило б підвищити якість функціонування розподільних електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії.

4.1.3. Оцінювання впливу генерування ФЕС на режимні параметри ЛЕС

Аналіз графіків навантаження ЛЕС (рис. 4.6а) та генерування ФЕС (рис. 4.6б) дає змогу оцінити вплив генерування фотоелектричної станції на режимні параметри роботи ЛЕС.

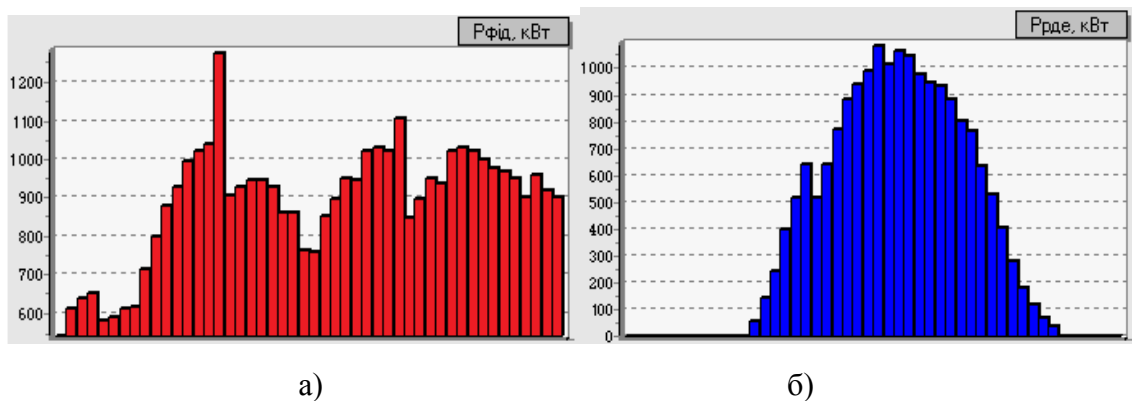


Рис. 4.6. Графіки електричних навантажень Ф-15 а);
б) – генерування Гальжбіївської ФЕС

З графіків видно (рис. 4.6), що пік генерування ФЕС приходить на денний провал у графіку навантаження. У разі неузгодженого з локальним електроспоживанням генерування ФЕС негативно впливає на режимні параметри роботи ЛЕС, оскільки в години максимуму генерування має місце певна надлишковість потужності. Це, в свою чергу, збільшує втрати активної потужності в мережі та погіршує якість електроенергії.

За запропонованими в розділі 2 методами визначення складових економічності та якості електричної енергії (відповідно (2.19) та (2.23)) здійснено оцінювання впливу генерування Гальжбіївської ФЕС (1.431 МВт) на рівні напруги у вузлах та втрати активної потужності фідера Ф-15 Ямпільських РЕМ. Результати розрахунку представлені на рис. 4.7.

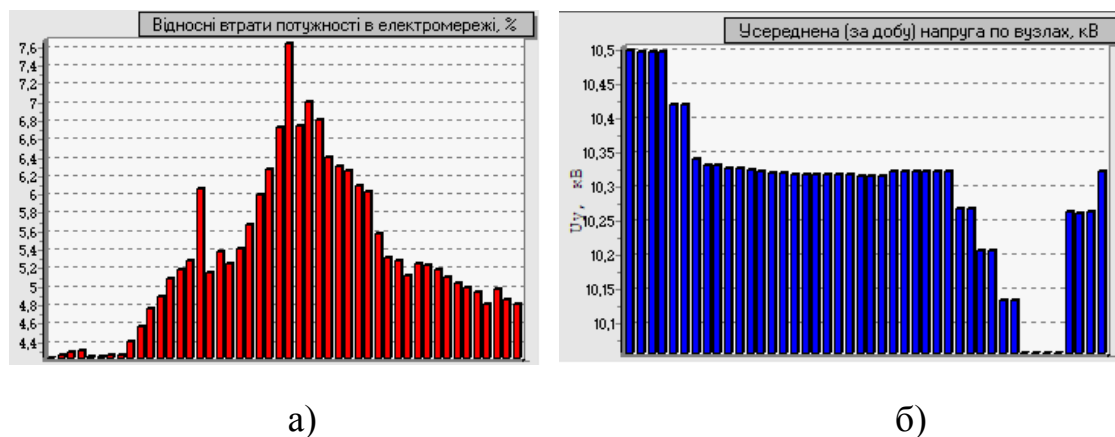


Рис. 4.7. Зміни протягом доби втрат потужності в ЛЕС (а) та середнього значення напруги у вузлах (б)

За результатами, наведеними на рис. 4.7, виконано оцінювання складової якості електричної енергії. Аналіз проведемо за можливими станами ЕМ. Використано програмний комплекс «Втрати-10/0.4 (РДЕ)».

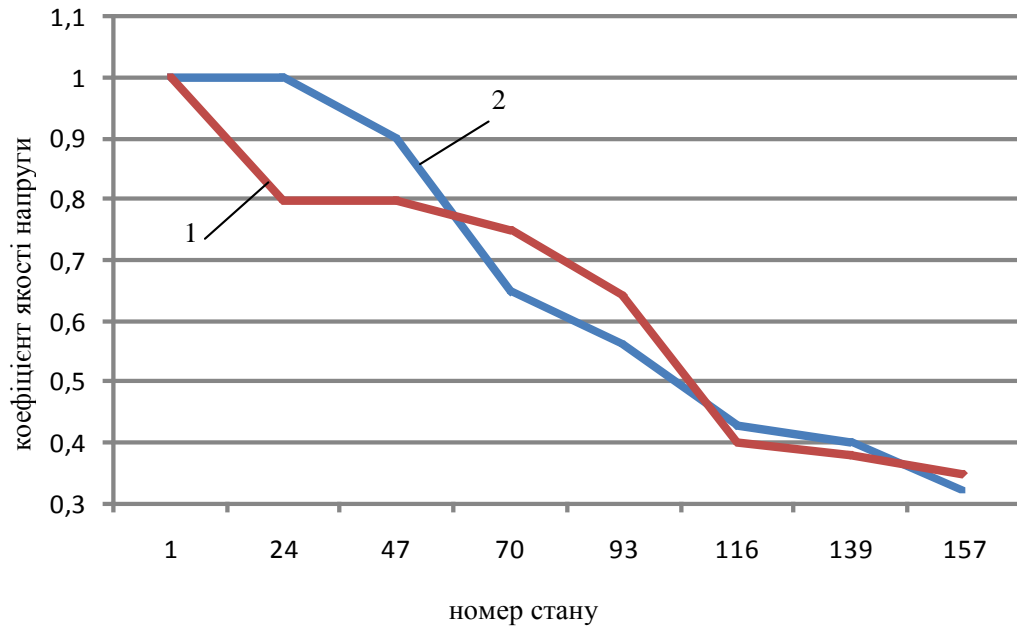


Рис. 4.8. Зміна коефіцієнта якості напруги в залежності від стану, в якому знаходиться ЕМ

За результатами розрахунків можна зробити висновок, що в станах, зумовлених відмовою лише одного елемента ЕМ, наявність ВДЕ призводить до покращення якості напруги (крива 2, рис. 4.8). Але в станах з відмовою двох елементів наявність «зайвої» електричної енергії, яка не споживається поряд з джерелом, призводить до перевищення рівнів напруги, а відповідно погіршення якості напруги. Очевидно, що зміна коефіцієнта втрат буде мати схожий характер.

Значення відповідних складових якості функціонування такі:

– імовірність забезпечення нормативного відхилення напруги у вузлах ЛЕС:

$$P_U = 0,953 \text{ в.о.};$$

– імовірність забезпечення економічного режиму в мережі

$$P_{\Delta P} = 0,231 \text{ в.о.}.$$

4.2. Узгодження графіків генерування ВДЕ та споживання в ЛЕС

4.2.1. Визначення оптимальної встановленої потужності ВДЕ

Графік генерування ВДЕ залежить від природних умов регіону, в якому джерело розміщується. Значення встановленої потужності ВДЕ повинно вибиратись за умови максимальної відповідності графіка генерування з графіком споживання. Враховуючи стохастичний характер обох графіків метод ґрунтується на аналізі ймовірностей.

Вихідною інформацією для початку розрахунку є: статистичні дані (мінімум за попередній рік) і прогноз про природні умови (сонячна радіація, вітрові потоки); графіки електроспоживання вузлів фідера; схема й параметри заміщення елементів електричної мережі [105].

Крок 1. Формується річна база добових графіків інсоляції (вітрових потоків) до безрозмірного виду шляхом ділення на максимальне значення. Формується річна база сумарних добових графіків по фідеру й приводиться до безрозмірного виду.

Крок 2. Формуються річні графіки за тривалістю відповідно для ВДЕ й споживачів.

Крок 3. Оцінюється коефіцієнт енергетичної забезпеченості $k_3 = \frac{M(E_{\text{спож}})}{M(E_{\text{ВДЕ}})}$, де $M(E_{\text{спож}})$ – математичне очікування річного споживання; $M(E_{\text{ВДЕ}})$ – математичне очікування річного генерування ВДЕ.

Крок 4. За необхідності уточнюються графіки ВДЕ отримані на кроці 1 з метою одержання коефіцієнта енергетичної забезпеченості рівного 1.

Крок 5. Для уточнених графіків визначаємо імовірності забезпечення балансу P_{σ} за (2.18).

Крок 6. Визначаємо коефіцієнти струморозподілу за $C_r = \mathbf{R}^{-1}\mathbf{M}^T (\mathbf{M}\mathbf{R}^{-1}\mathbf{M}^T)^{-1}$, які залежать від точки установки ВДЕ й вибираємо рядок, що відповідає вітці, через яку втікає генерована потужність ВДЕ в мережу. Розглядаються всі можливі (за технічними умовами) точки приєднання.

Крок 7. Шляхом аналізу отриманих векторів C_r , для кожного з вузлів, вибирається той у якого сума коефіцієнтів більше.

Крок 8. По вихідних добових графіках споживання розраховуємо математичне очікування потужності споживаної кожним вузлом фідера.

Крок 9. Визначаємо математичне очікування потужності генерування $M(P_{ВДЕ}) = M(P_{спож})^T C_r^T$.

Крок 10. Визначаємо встановлену потужність ВДЕ як $P_{ВДЕ} = P_{бкз} M(P_{ВДЕ})$.

Використання в алгоритмі коефіцієнту енергетичної забезпеченості та імовірності забезпечення балансу дозволяє врахувати не лише особливості графіків генерування та споживання, але й визначити потужність ВДЕ, яка забезпечить графік генерування максимально наближений до графіка споживання [106].

Ефективність запропонованого методу можна показати на прикладі. Розглянемо фідер, схема якого показано на рис. 4.1.

Розглянемо як можливі за технічними умовами вузли для підключення ВДЕ 80, 63 і 610. Для вибору найкращого з них за критерієм втрат електричної енергії визначимо коефіцієнти струморозподілу для кожного з варіантів. Значення коефіцієнтів C_r зведемо в табл. 4.2. Оскільки сумарне значення коефіцієнтів більше для вузла 610, то цей вузол є найкращим вузлом для підключення ВДЕ. Це підтверджується результатами розрахунків. З рис. 4.9 – 4.10 (для вузла 80), рис. 4.11 (для вузла 610) та рис. 4.12 (для вузла 63) можна зробити висновок про більший розвантажувальний ефект, коли ФЕС встановлюється у вузлі 610.

Для порівняння проведено розрахунок втрат активної потужності в ЕМ з перебором потужностей ФЕС для досліджуваного графіка генерування й споживання. Графічна інтерпретація результатів показана на рис. 4.9 – 4.12.

Таблиця 4.2. Результати аналізу векторів коефіцієнтів струморозподілу

Сумарне значення коефіцієнтів струморозподілу		
по відношенню до вузла 80	по відношенню до вузла 610	по відношенню до вузла 63
9.914	11.805	9.041

На рис. 4.9 показано результати розрахунку добових втрат електроенергії протягом року. Відповідно розглянуто три випадки:

- без врахування генерування ФЕС (крива 1);
- з генеруванням ФЕС при оптимальній (за запропонованим методом) її встановленій потужності (81,5 кВт) (крива 2);
- з генерацією ФЕС встановленої потужності 200 кВт (крива 3).

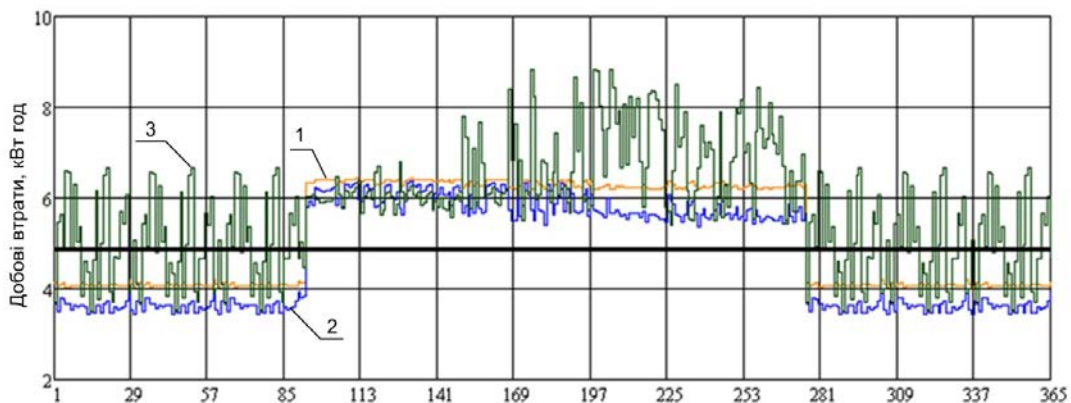


Рис. 4.9. Результати розрахунку втрат протягом року, коли ФЕС встановлені у вузлі 80

З аналізу отриманих графіків можна констатувати адекватність результатів отриманих запропонованим методом.

На рис. 4.10 – 4.12 крива 1 – зміна втрат активної потужності протягом року, отримана перебором встановлених потужностей ФЕС; крива 2 – зміна втрат активної потужності протягом року, отримана перебором встановлених потужностей ФЕС за умови, що встановлена потужність джерела обрана з аналізу найбільш імовірної ступені електроспоживання; крива 3 – зміна втрат активної потужності протягом року, отримана перебором встановлених потужностей ФЕС за умови, що режим роботи станції диктується не тільки природними умовами, але й графіком електроспоживання; точка 4 – результат розрахунку за запропонованим методом.

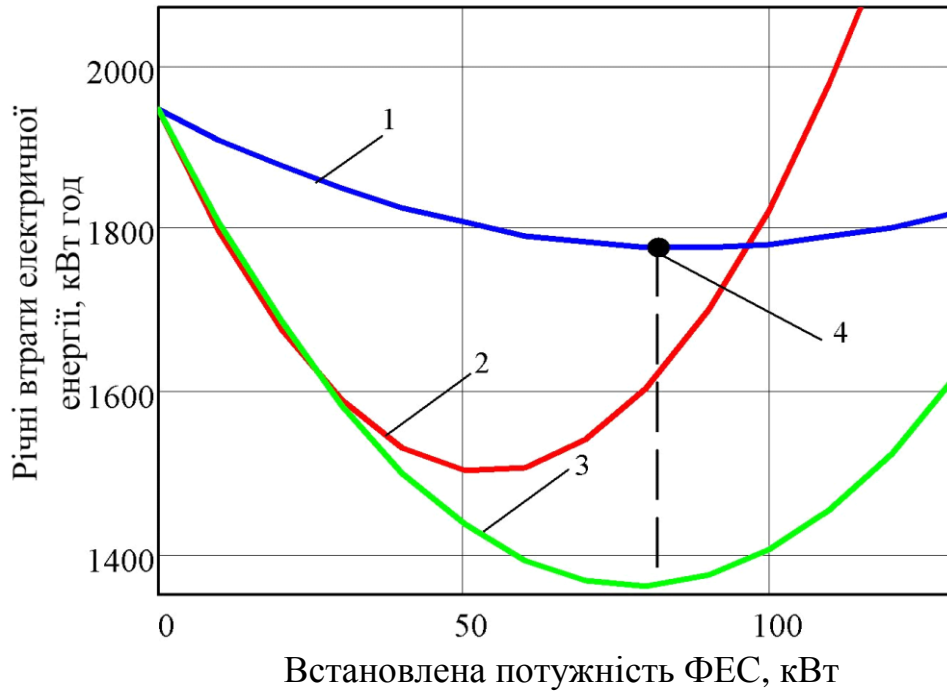


Рис. 4.10. Результати розрахунку при встановленні ФЕС у вузлі 80

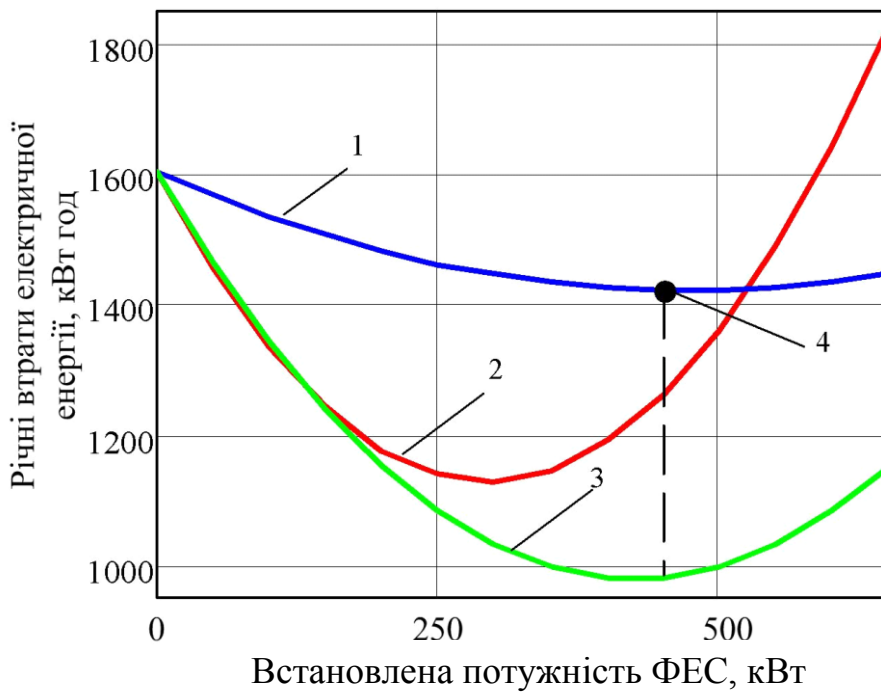


Рис. 4.11. Результати розрахунку при встановленні ФЕС у вузлі 610

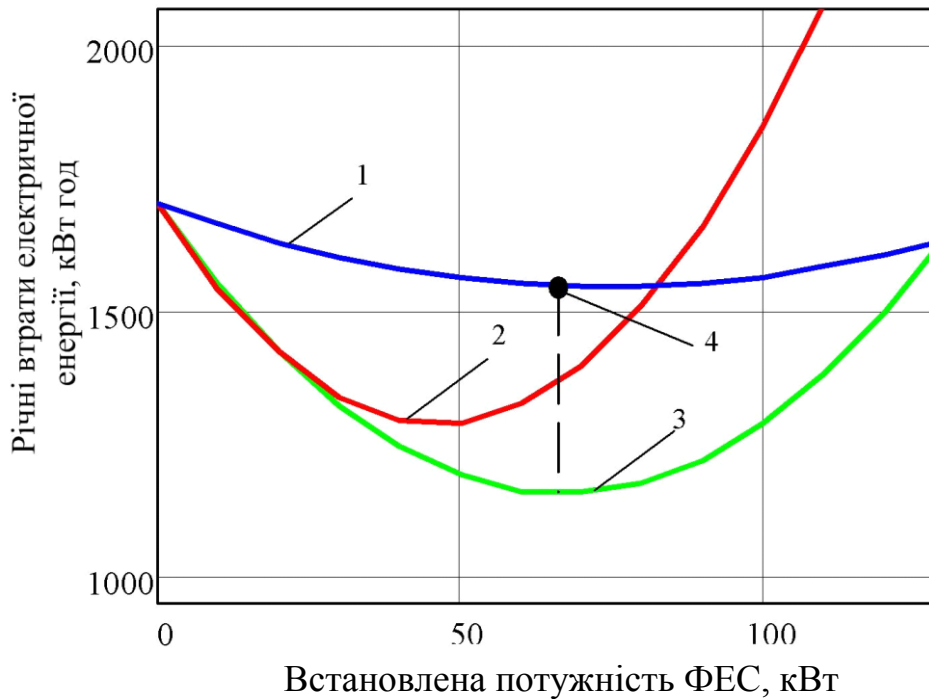


Рис. 4.12. Результати розрахунку при встановленні ФЕС у вузлі 63

Результати отримані за умови, що графіки електроспоживання співпадають, тобто коефіцієнт стабільності покриття графіків однакові для кожного з споживачів. Зрозуміло, що це певна ідеалізація реального перебігу речей, але зроблено це допущення для того, щоб показати дієвість закладеного принципу. Для врахування реальних графіків електроспоживання необхідно коефіцієнти струморозподілу уточнювати шляхом перемноження на відповідну імовірність забезпечення балансу.

Запропонований метод дозволяє вибрати оптимальні місце під'єднання і встановлену потужність ВДЕ [107]. За отриманими результатами можна провести комплексний аналіз з оцінювання забезпечуваної якості функціонування електричної мережі.

Результат залежності якості функціонування ЛЕС для найбільш імовірного стану в залежності від встановленої потужності генерування ФЕС наведено на рис. 4.13.

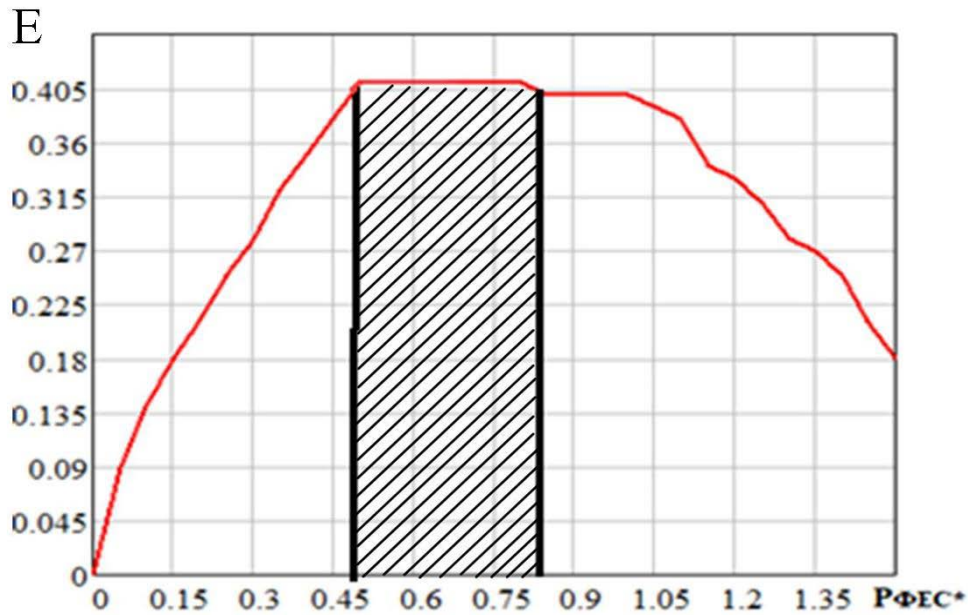


Рис. 4.13. Визначення оптимальної встановленої потужності Гальжбіївської ФЕС для фідера Ф-15 Ямпільських РЕМ

Значення потужності генерування ФЕС представлено у відносних одиницях від фактично встановленої потужності $P_{вст.ФЕС} = 1,431$ МВт (розрахунок проведено для другої черги введення ФЕС). Результати розрахунку показують, що для забезпечення якісного електропостачання оптимальною була б потужність ФЕС в діапазоні 47 – 80 % від фактично встановленої. А саме, рекомендована потужність ФЕС має становити 0,95 МВт. Показник якості функціонування для оптимальної потужності ФЕС, буде становити $E_{я_opt.ФЕС} = 0,41$.

Вибір оптимальної потужності генерування ФЕС дозволяє покращити рівні напруги у вузлах та підвищити імовірність забезпечення економічності режиму в ЛЕС [108]. Ефективним також є узгодження графіків генерування і споживання в рамках програми регулювання споживання [109, 103, 104].

Запропонований метод реалізований як окремий модуль в ПК «Втрати». Вікно програмного модуля формування оптимальних схем приєднання РДЕ має наступний вигляд (рис. 4.14).

Головне вікно призначено для ініціалізації користувачем відповідних режимів автоматизованої системи:

1. Введення інформації щодо потенційних місць приєднання та наявних об'єктів розосередженого генерування. В цьому режимі виконується введення структури розподільної електричної мережі, кількості та назв фрагментів (фідерів) та об'єктів (ТП) в таблицю «Об'єкти».

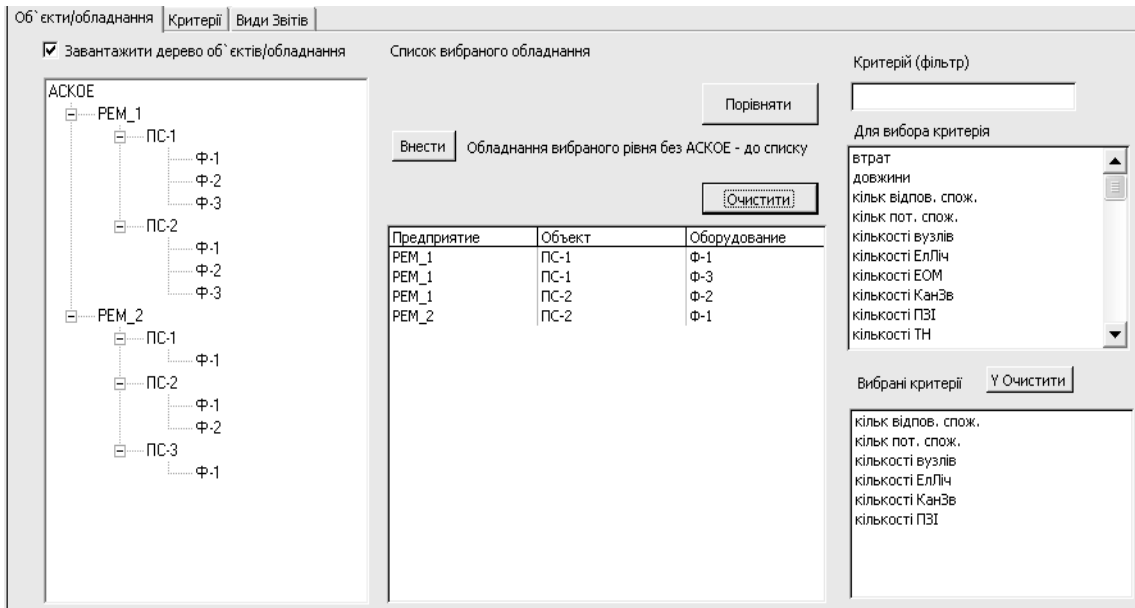


Рис. 4.14. Вікно програмного модуля формування оптимальних схем приєднання РДЕ

2. Введення інформації по фідерах 10 (6) кВ. В цьому режимі вводиться інформація щодо кількості та назв відповідних фідерів 10 (6) кВ в таблицю «Обладнання».

3. Вибір потенційних місць приєднання РДЕ до електромереж. Даний режим реалізується в головному вікні модулю вибором фрагментів та об'єктів зі структурного дерева (рис. 4.14).

4. Вибір сукупності критеріїв оптимізації. В цьому режимі користувач виконує вибір тих критеріїв, за якими буде проводитися багатокритеріальний аналіз об'єктів розподільної мережі щодо визначення доцільності приєднання РДЕ (рис. 4.14).

5. Виведення результатів виконується після виконання обчислювальних процедур за ініціативою оператора. При цьому у форматі Microsoft Excel формується звіт, приклад якого наведено на рис. 4.15.

Результати оцінювання потенційних місць приєднання РДЕ до електромереж						
Перелік РДЕ, приєднання яких розглядається						
РЕМ	Підстанція	Фідер	ТП 10/0,4 кВ	Показник ефективності	Приєднаний РДЕ, кВт	
8	Ямпільський	ТП "Михалівка"	Ф-45	ТП-496	0,992	500
9	Могилів-Под.	ТП "Івонівка"	Ф-2	ТП-117	0,959	630
10	Могилів-Под.	ТП "Івонівка"	Ф-2	ТП-117	0,921	570
11	Ямпільський	ТП "Михалівка"	Ф-45	ТП-496	0,878	260
12	Ямпільський	ТП "Михалівка"	Ф-45	ТП-297	0,875	
13	Могилів-Под.	ТП "Івонівка"	Ф-2	ТП-587	0,872	
14	Ямпільський	ТП "Михалівка"	Ф-45	ТП-260	0,863	
15	Ямпільський	ТП "Михалівка"	Ф-45	ТП-234	0,823	
16	Ямпільський	ТП "Михалівка"	Ф-45	ТП-429	0,743	
17	Могилів-Под.	ТП "Івонівка"	Ф-2	ТП-338	0,743	
18	Ямпільський	ТП "Михалівка"	Ф-45	ТП-55	0,742	
19	Ямпільський	ТП "Михалівка"	Ф-45	ТП-371	0,741	
20	Могилів-Под.	ТП "Івонівка"	Ф-2	ТП-699	0,673	

Результати розрахунку втрат електроенергії														
Підстанція	Фідер	До приєднання РДЕ				Після приєднання РДЕ								
		dW _{лп} , кВт год	dW _{вп} , кВт год	dW _{лп04} , кВт год	dW _{сум} , кВт год	dW _{лп} , кВт год	dW _{вп} , кВт год	dW _{лп04} , кВт год	dW _{сум} , кВт год	dW _{сум} , %	dW _{лп} , кВт год	dW _{вп} , кВт год	dW _{лп04} , кВт год	dW _{сум} , %
26	Всі підстанції	Всі фідери	341017,73	694095,6	0	1036103,4	3,36	324315,4	692397,89	0	1016713	3,3	-18390,3	-1,78
27	ТП "Михалівка"	Всі фідери	59979,52	129226,4	0	109205,9	2,43	57679,56	129276	0	106955,6	2,4	-2250,34	-1,19
28	ТП "Михалівка"	Ф-45	31367,9	13807,28	0	45175,17	3,19	20078,21	13856,06	0	42935,16	3,04	-2240,01	-4,96
29	ТП "Михалівка"	Ф-42	533,96	1434,42	0	1968,38	0,56	633,89	1434,42	0	1968,31	0,56	0,07	0
30	ТП "Михалівка"	Ф-41	296,39	1534,22	0	1030,61	0,60	296,36	1534,22	0	1030,58	0,60	-0,03	0

Рис. 4.15. Приклад звіту щодо багатокритеріального оцінювання та ранжування місць приєднання РДЕ до електромереж

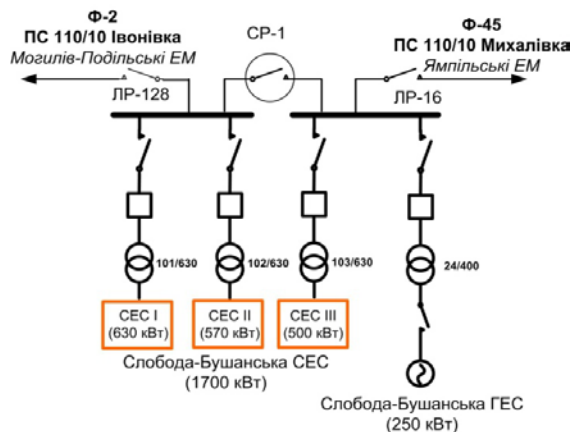


Рис. 4.16. Схема приєднання РДЕ Слобода-Бушанського комплексу до розподільних електромереж

Наведені результати оптимізаційних розрахунків (рис. 4.16) отримані для реального прикладу приєднання Слобода-Бушанського комплексу РДЕ, що розміщується у Ямпільському районі Вінницької області і складається з трьох черг фотовольтаїчного генерування (500 кВт, 570 кВт, 630 кВт) та малої ГЕС, потужністю 250 кВт. Відповідно до результатів досліджень було сформовано схему приєднання РДЕ, яка реалізована на практиці і показала достатню техніко-економічну ефективність.

Визначено інтегральний показник якості до введення ФЕС ($E = 0,876$) і після введення ФЕС ($E = 0,78$) (див. рис. 4.17). Зменшення показника якості пояснюється перевантаженням фідера 45. Після введення ФЕС потужністю 1700 кВт збільшилися втрати електроенергії і напруги в вузлах фідера 45 ПС «Михайлівка», де вже працює мала ГЕС потужністю 250 кВт. Розвантажити фідер 45 можна, якщо частина потужності буде видаватися на ПС «Івонівка» сусідньої районної електричної мережі. За рахунок зменшення втрат електроенергії і напруги та покращання надійності збільшується сукупна техніко-економічна ефективність електричних мереж і ВДЕ. Передача частини електроенергії ФЕС до підстанції «Івонівка» дозволяє збільшити ефект на фідері 45 ($E = 0,93$).

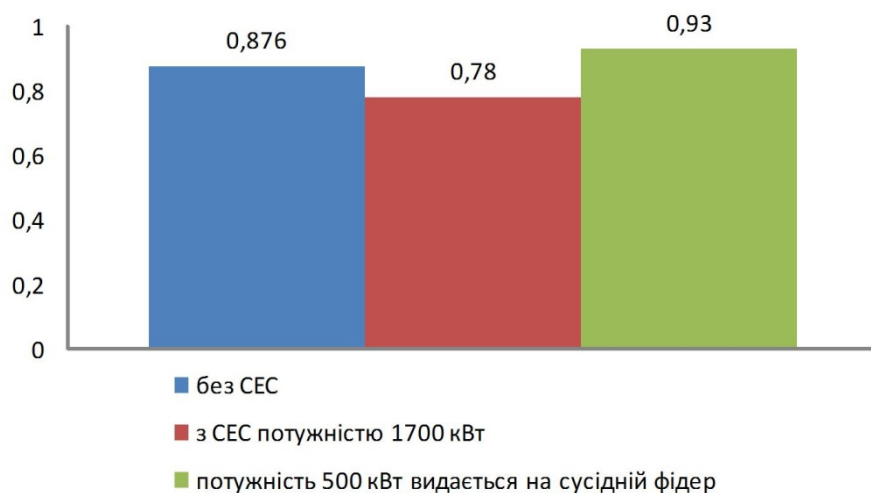


Рис. 4.17. Результати оцінювання інтегрального показника якості функціонування

4.2.2. Керування споживанням для узгодження графіків генерування та електроспоживання

Як зазначалось в [109, 103, 104] керування споживанням є досить ефективний засіб для підвищення ефективності систем електропостачання. Моделі реалізації такого регулювання в кожній державі різні. Однак закладені принципи схожі. Узагальнена схема принципів реалізації керування попитом показано на рис. 4.18.

Відповідно до цієї схеми кожен споживач, який має певну свободу в об'ємах електроспоживання, так званий «активний споживач», (завдяки гнучкості технологічного процесу, можливості в певні періоди звести до мінімуму своє споживання за рахунок власних джерел або накопичувачів енергії тощо) може самостійно або через агрегатора надавати платні послуги у зміні свого споживання за запитом системи. Механізм фінансування таких послуг кожна країна розробляє індивідуально.

В умовах розбудови ВДЕ керування попитом може покращити якість функціонування електричних мереж.



Рис. 4.18. Узагальнена схема принципів реалізації керування попитом

Аналіз сумарного графіка навантаження Ф-15 показує, що протягом доби є години, в які генерування ФЕС більше за локальне споживання. Такий надлишок збільшує втрати електроенергії в ЛЕС, негативно впливає на відхилення напруги та збільшує сумарну нерівномірність добового ГЕН.

Принцип «ідеального» режиму, закладений в основу оцінювання якості функціонування електричних мереж, дозволяє оцінити ефективність кожного споживача у задачі узгодження графіків

генерування ВДЕ та споживання. Вибір споживачів, зміна графіка споживання яких буде мати максимальну ефективність для ЛЕС (рис. 4.1), пропонується робити на основі аналізу коефіцієнтів матриці струморозподілу для r -схеми по відношенню до вузла генерування. Рядок матриці C_r , що відповідає вітці, якою під'єднується Гальжбіївська ФЕС до Ф-15 Ямпільських РЕМ, наведено в табл. 4.3.

Таблиця 4.3. Фрагмент матриці коефіцієнтів струморозподілу Ф-15 Ямпільських розподільних електричних мереж

№ вузла	96	97	93	99	173	160	150	100	92
Значення коефіцієнта струморозподілу	0.998	0.997	0.853	0.75	0.74	0.79	0.61	0.75	0.6
№ вузла	94	180	95	101	102	172	103	105	
Значення коефіцієнта струморозподілу	0.689	0.66	0.68	0.71	0.64	0.59	0.588	0.34	

Очевидно, що вирівнювати графік доцільно зміною навантаження вузлів, розташованих поблизу джерела генерування та з відносно великою потужністю споживання, тобто з найбільшими коефіцієнтами струморозподілу. За рахунок зменшення відстані транспортування електричної енергії від ФЕС зменшуватимуться втрати активної потужності в лініях електропередачі. Такими вузлами є вузли 96, 97 та 93.

Метод ґрунтується на застосуванні алгоритму транспортної задачі і розв'язується в табличному вигляді [110]. Результат узгодження графіків залежить від коефіцієнтів вартості зміщення потужності споживання.

Оцінювання вартості зміщення потужності споживання в умовах багатозонного тарифу на електричну енергію можна здійснювати за виразом [110, 111]:

$$B_{ij} = P_{zm} \cdot C_m (K_{Tj} - K_{Ti}) + \beta - \Delta P \cdot C_m, \quad (4.1)$$

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

коефіцієнт вартості електроенергії згідно зонного тарифу ступені графіка, в яку планується переносити потужність, у в.о.; P_{zm} – потужність, яку споживач має змістити для вирівнювання графіка навантаження ЛЕС, кВт; C_m – тариф на електроенергію по енергопостачальній компанії, грн. /кВт год; β – вартість технологічного зсуву виробництва, що має бути компенсована енергосистемою, грн; ΔP – зменшення втрат потужності внаслідок коригування графіка навантаження споживача, кВт.

Показник вартості переносу навантаження B_{ij} з однієї ступені ГЕН на іншу доцільно використати в задачі узгодження графіків генерування ВДЕ на навантаження. Застосування такого підходу, в задачі вирівнювання добового ГЕН, дозволить не тільки зменшити нерівномірність останнього, а й зменшити втрати електроенергії в ЛЕС.

Для зменшення нерівномірності сумарного добового ГЕН РЕМ та мінімізації втрат активної потужності пропонується коригувати графік кожним вузлом по черзі відповідно до коефіцієнта струморозподілу.

В таблиці 4.4, в якій умовно можна виділити m годин, в які власне споживання вузла більше за генерування ФЕС, A_1, \dots, A_m , та n годин, в які генерування ФЕС переважає споживання вузла, Z_1, \dots, Z_n . Для цього використовуються потужності вузлів, уточненні шляхом множення на коефіцієнт струморозподілу. Відносну вартість B_{ij} переносу потужності з одного часового проміжку графіка на інший визначатимемо за (4.1).

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

Таблиця 4.4. Розподіл вартостей зміщення споживання згідно транспортної задачі

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

Відповідно до поставленої задачі запишемо цільову функцію:

$$\sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n B_{ij} \cdot P_{ij} \rightarrow \min \quad (4.2)$$

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

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

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

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

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

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

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

Залежність режиму роботи відновлювальних джерел енергії від природних умов в більшості випадків призводить до погіршення режиму роботи розподільних електричних мереж. Тому необхідно виконувати штучне узгодження графіків навантаження і ВДЕ. Особливо це стосується фотоелектричних станцій.

Відповідно до розробленого методу [112, 113] транспортна матриця вартостей зміщення потужностей навантаження по вузлу 96 наведена в табл. 4.5. Результати оптимізації графіка навантаження по вузлу 96 представлено в табл. 4.6.

Таблиця 4.5. Транспортна матриця потужності споживання 96 вузла

часові проміжки ГЕН																	Z_m		часові проміжки ГЕН																
	3.6	3.5	3.4	3.3	3.2	3.1	3	2.9	2.7	3.1	3.2	3.3	2.9	3	3.6	0			270	8															
	4.2	4.1	4	3.9	3.8	3.7	3.6	3.5	3.1	3.5	3.6	3.7	3.3	3.4	4	0	410	9																	
	4.3	4.2	4.1	4	3.9	3.8	3.7	3.6	3	3.4	3.5	3.6	3.2	3.3	3.9	0	600	10																	
	3.9	3.8	3.7	3.6	3.5	3.4	3.3	3.2	2	3	3	3	3	3	3	0	760	11																	
	4	3.9	3.8	3.7	3.6	3.5	3.4	3.3	2.3	2.7	2.8	2.9	2.5	2.6	3.2	0	790	12																	
	4.1	4	3.9	3.8	3.7	3.6	3.5	3.4	2.2	2.6	2.7	2.8	2.4	2.5	3.1	0	790	13																	
	4.2	4.1	4	3.9	3.8	3.7	3.6	3.5	2.1	2.5	2.6	2.7	2.3	2.4	3	0	630	14																	
	4.3	4.2	4.1	4	3.9	3.8	3.7	3.6	2	2.4	2.5	2.6	2.2	2.3	2.9	0	270	15																	
	4.4	4.3	4.2	4.1	4	3.9	3.8	3.7	1.9	2.3	2.4	2.5	2.1	2.2	2.8	0	110	16																	
A_m	80	110	50	60	100	150	70	10	80	100	100	120	50	80	60	3410																			
	0	1	2	3	4	5	6	7	17	18	19	20	21	22	23	Фіктивний вузол навантаження																			
часові проміжки ГЕН																																			

Таблиця 4.6. Результат оптимізації за вузлом 96

		часові проміжки ГЕН																			
		часові проміжки ГЕН																			
Z_m		8	9	10	11	12	13	14	15	16											
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	270	
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	410	
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	600	
26	32	0	0	11	27	3	0	5	13	10	16	0	13	5	599	760	11				
27	35	20	22	32	43	25	6	27	31	32	37	19	25	21	386	790	12				
27	35	19	23	32	44	25	4	28	32	33	37	19	25	21	387	790	13				
0	8	11	15	24	36	17	0	20	24	25	30	11	17	13	379	630	14				
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	270	270	15				
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110	110	16				
A_m	80	110	50	60	100	150	70	10	80	100	120	50	80	60	3410						
	0	1	2	3	4	5	6	7	17	18	19	20	21	22	23	Фіктивний вузол навантаження					
часові проміжки ГЕН																					

Як зазначалось раніше, вирівнювання графіка навантаження локальної електричної системи за рахунок вибору споживачів на основі коефіцієнту струморозподілу дозволяє зменшити втрати активної потужності в ній. На рис. 4.19 показано зміну втрат активної потужності від часу доби для всіх етапів оптимізації. Сумарне зниження втрат електричної енергії теж досягається – результат показано на рис. 4.20.

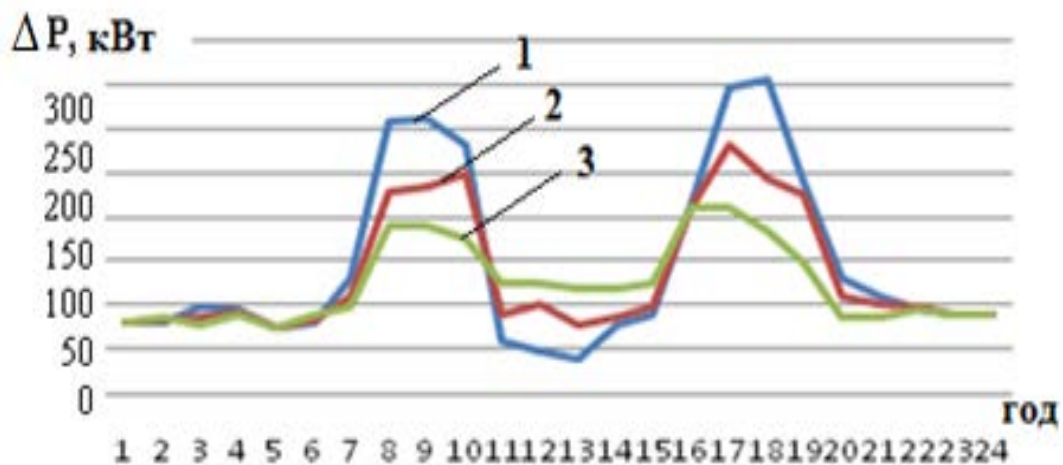


Рис. 4.19. Зміна втрат активної потужності в ЛЕС: 1– з урахуванням генерування СЕС, 2 – після вирівнювання графіка за 96 вузлом, 3 – після вирівнювання графіка за 97 вузлом

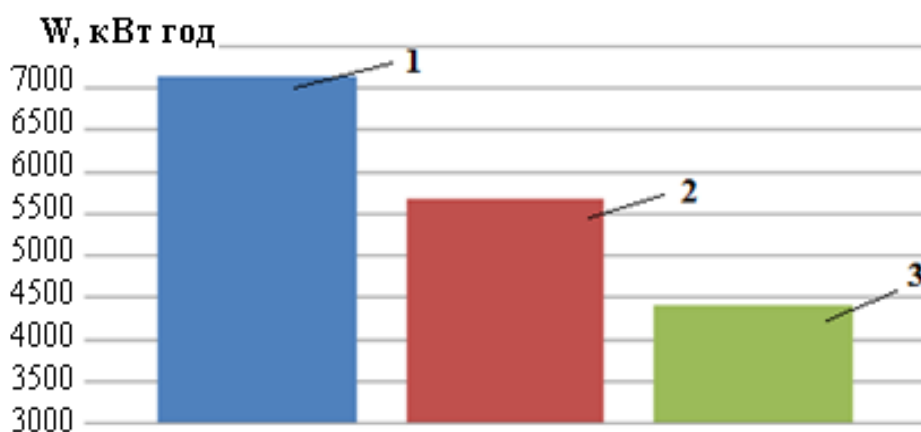


Рис. 4.20. Втрати електроенергії в ЛЕС: 1– з урахуванням генерування ФЕС, 2 – після вирівнювання графіка за 96 вузлом, 3 – після вирівнювання графіка за 97 вузлом

Оцінювання ефекту від узгодження графіків генерування ФЕС та навантаження проводиться на основі розробленого коефіцієнта якості функціонування ЛЕС, який для узгоджених графіків генерування та навантаження становить $E_{я_узгодж.} = 0,658$.

Узгодження графіків генерування та навантаження призводить до покращення техніко-економічних та режимних параметрів роботи ЛЕС. Але оскільки генерування ФЕС має залежну від змінних метеопараметрів природу генерування, то навіть у випадку узгоджених графіків використання резерву потужності є обов'язковим.

4.3. Використання накопичувачів енергії в електричних мережах з відновлюваними джерелами енергії

4.3.1. Накопичувач електричної енергії як елемент підвищення балансової надійності локальних електричних систем

Одним з шляхів підвищення стабільності генерування ВДЕ є накопичення надлишку енергії, який утворюється внаслідок небалансу між енергією, виробленою ВДЕ та спожитою в ЛЕС. Наявність певного запасу енергії у накопичувачі можна використати в разі недостатнього обсягу генерування ВДЕ. Керування процесом заряду/розряду найбільш часто виконують за фактом наявності/відсутності позитивної різниці між енергією, генерованою ВДЕ та спожитою навантаженням.

Зрозуміло, що у випадку встановлення накопичувача в межах балансової належності джерела енергії розрахунок його технічних характеристик повинен ґрунтуватись на оцінюванні нестабільності процесу генерування ВДЕ [114, 115].

Результати розрахунків надлишку і дефіциту потужності Гальжбіївської ФЕС (див. рис. 4.1) зведені в табл. 4.7.

Таблиця 4.7. Щопівгодинне математичне очікування надлишку і дефіциту потужності ФЕС

Час доби	Імовірність покриття	Мат. Очікування Надлишку, кВт	Імовірність не покриття	Мат. Очікування Дефіциту, кВт
06:00 - 06:30	0	0	1	996.36
06:30 - 07:00	0	0	1	1020.83
07:00 - 07:30	0	0	1	1039.35
07:30 - 08:00	0.05	63.88	0.95	1213.64
08:00 - 08:30	0.095	86.05	0.905	819.73
08:30 - 09:00	0.18	167.06	0.82	761.06
09:00 - 09:30	0.24	227.46	0.76	720.31
09:30 - 10:00	0.35	331.72	0.65	616.05
10:00 - 10:30	0.48	445.36	0.52	482.47
10:30 - 11:00	0.54	465.02	0.46	396.13
11:00 - 11:30	0.58	498.91	0.42	361.28
11:30 - 12:00	0.575	438.12	0.425	323.83
12:00 - 12:30	0.564	428.3	0.436	330.83
12:30 - 13:00	0.54	459.83	0.46	391.7
13:00 - 13:30	0.52	466.19	0.48	430.33
13:30 - 14:00	0.46	437.91	0.54	514.06
14:00 - 14:30	0.41	387.49	0.59	557.6
14:30 - 15:00	0.345	352.55	0.655	669.33
15:00 - 15:30	0.3	309.17	0.7	721.39
15:30 - 16:00	0.21	214.58	0.79	807.24
16:00 - 16:30	0.16	177.15	0.84	930.03
16:30 - 17:00	0.12	101.56	0.88	744.84
17:00 - 17:30	0.09	80.69	0.91	815.83
17:30 - 18:00	0.04	38.08	0.96	913.89
18:00 - 18:30	0	0	1	938.06
18:30 - 19:00	0	0	1	1024.58
19:00 - 19:30	0	0	1	1033.25
19:30 - 20:00	0	0	1	1024.58

На рис. 4.21 з використанням числових значень, наведених в таблиці 4.7, проілюстровано надлишки та дефіцити потужності у вигляді графіка, що відображає значення можливості накопичення певної величини ємності – $Q(t)$ за умови, що початкова ємність накопичувача $Q_0(t) = 0$.

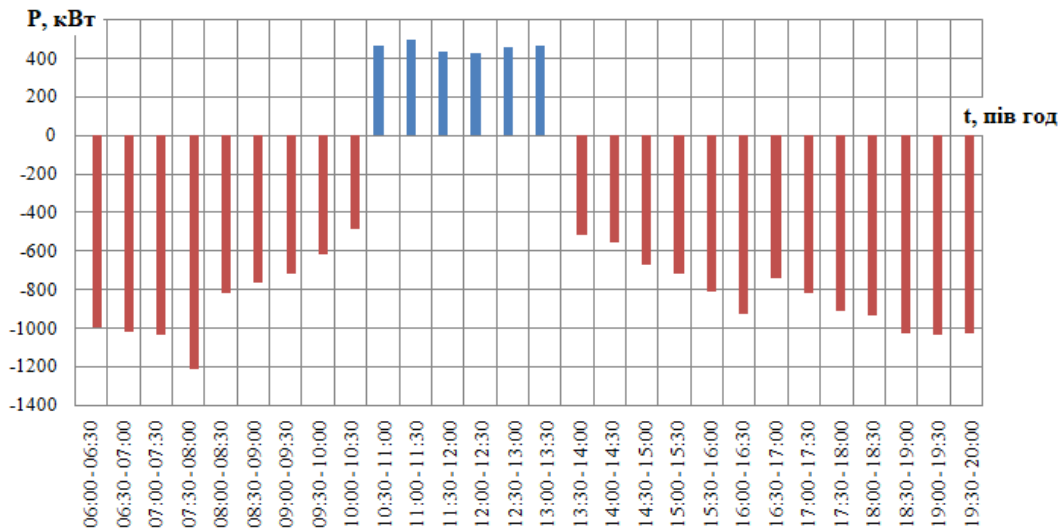


Рис. 4.21. Зміна математичного очікування дефіциту та надлишку генерування Гальжбіївської ФЕС протягом доби

З рис. 4.21 видно, що для Гальжбіївської ФЕС математичне очікування надлишку більше за математичне очікування дефіциту $M_{над\ t} > M_{деф\ t}$ на проміжку часу з 10:30 по 13:30. Отже, для встановленої потужності генерування Гальжбіївської ФЕС ємність накопичувача буде дорівнювати:

$$Q(t) = \frac{W_{над}(t)}{U_{н-ч}} = \frac{2756,35}{12} = 230 \text{ кА} \cdot \text{год.}$$

За рахунок надлишку, який можна накопичити в години генерування ФЕС з 10:30 по 13:30, можна збільшити кількість годин, в які ФЕС буде самостійно забезпечувати баланс між генеруванням і електроспоживанням ЛЕС (рис. 4.22). Ще однією перевагою використання накопичувачів є те, що надлишок генерування не призведе до збільшення додаткових втрат активної потужності та погіршення якості електроенергії в електричній мережі.

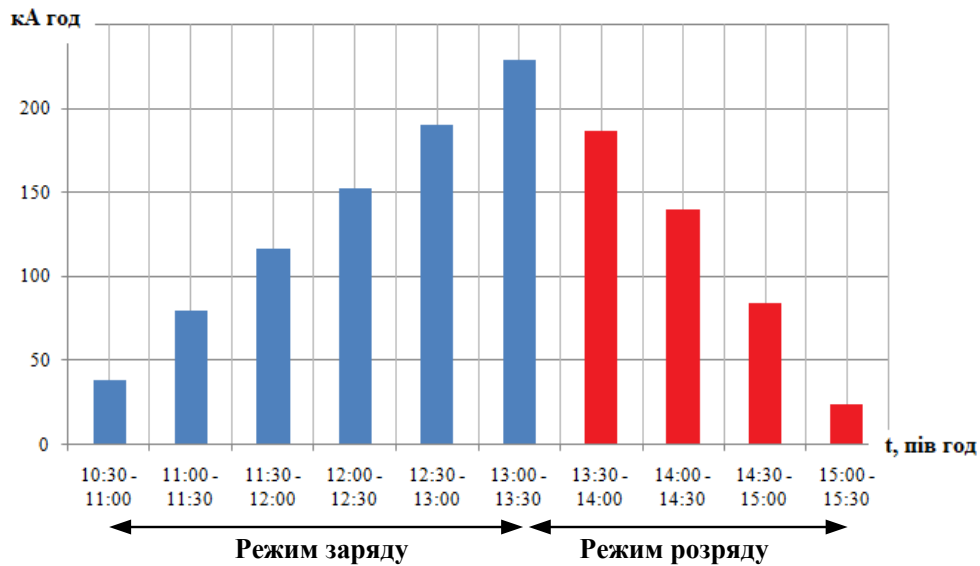


Рис. 4.22. Графік роботи накопичувача повного циклу «заряд/розряд»

З урахуванням встановленого накопичувача енергії (НЕ) якість функціонування ЛЕС зростає до $E_{я_вст_ВДЕ з н.е.} = 0,583$.

Встановлення накопичувача такої ємності потребує суттєвих капіталовкладень. Кількість накопиченої електроенергії залежить безпосередньо від ємності НЕ, а також від встановленої потужності генерування ФЕС.

Відповідно до Закону України про ринок електричної енергії [116] відновлювані джерела енергії повинні заявляти погодинний графік виробітку електричної енергії на добу наперед. Враховуючи недостатню точність прогнозу метеопараметрів для забезпечення точності [117, 118] відпрацювання заявленого графіку генерування необхідно застосовувати систему накопичення надлишкової енергії, яка може використовуватись як додаткове джерело в періоди недостатнього генерування.

З цією метою в роботі розроблено математичний макет такої системи і здійснено імітаційне моделювання його роботи.

Для розроблення математичного макету використано ПК Matlab/Simulink. На рис. 4.23 та 4.24 показано Simulink-модель комплексу ФЕС та хімічного накопичувача. На рис. 4.25 показано логіку роботи системи керування накопичувачем в режимі підтримання заявленого графіка генерування.

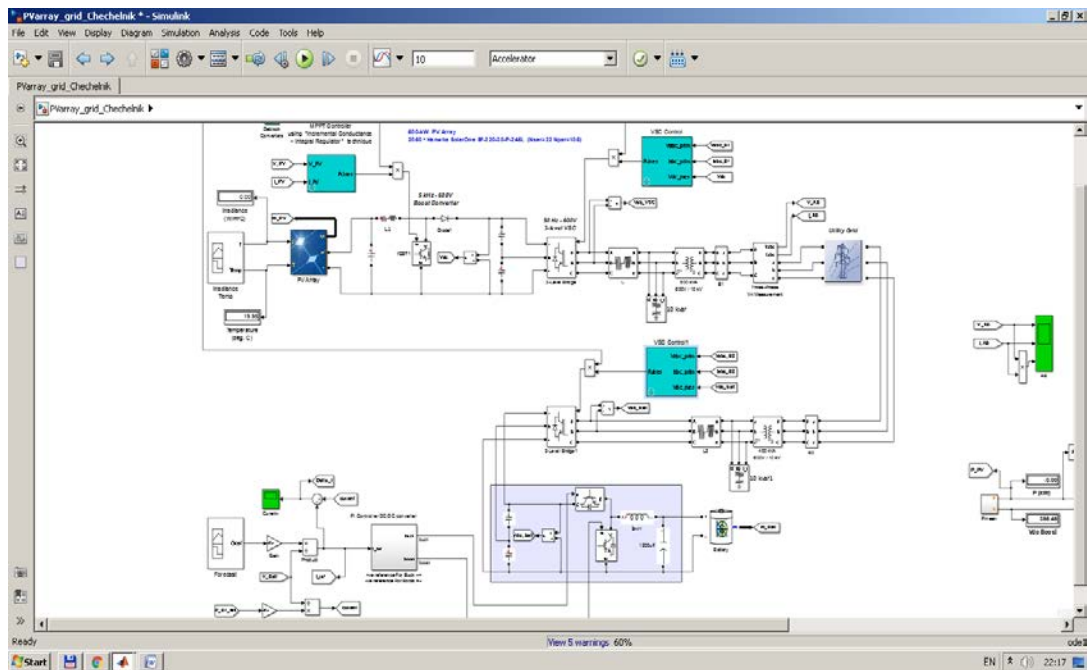


Рис. 4.23. Simulink-модель комплексу ФЕС та хімічного накопичувача

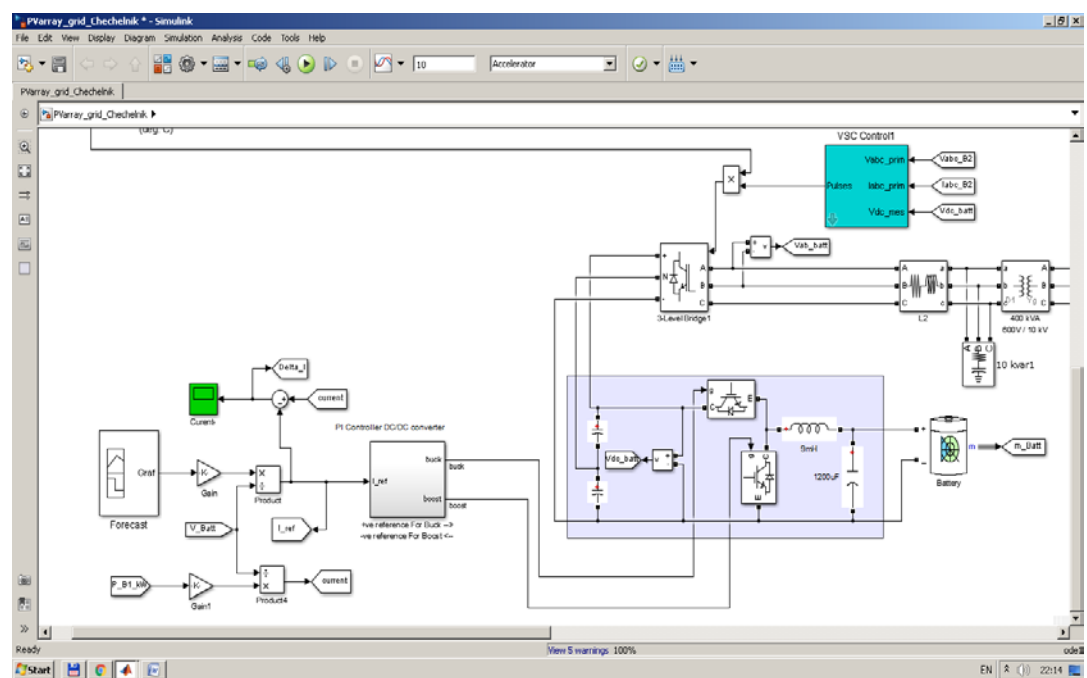


Рис. 4.24. Simulink-модель комплексу керування хімічним накопичувачем

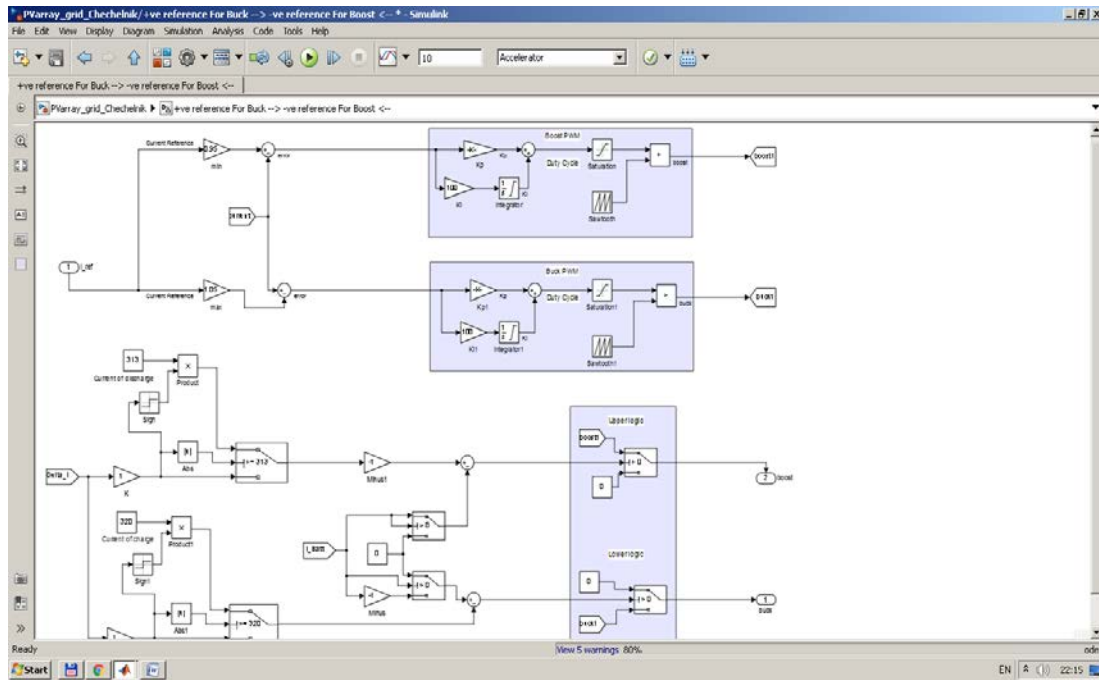


Рис. 4.25. Simulink-модель логіки керування хімічним накопичувачем

В якості моделі хімічного накопичувача електричної енергії використано модель Simulink. Характеристики відповідають Li-Ion акумулятору. Криві розряду і заряду приведені на рис. 4.26.

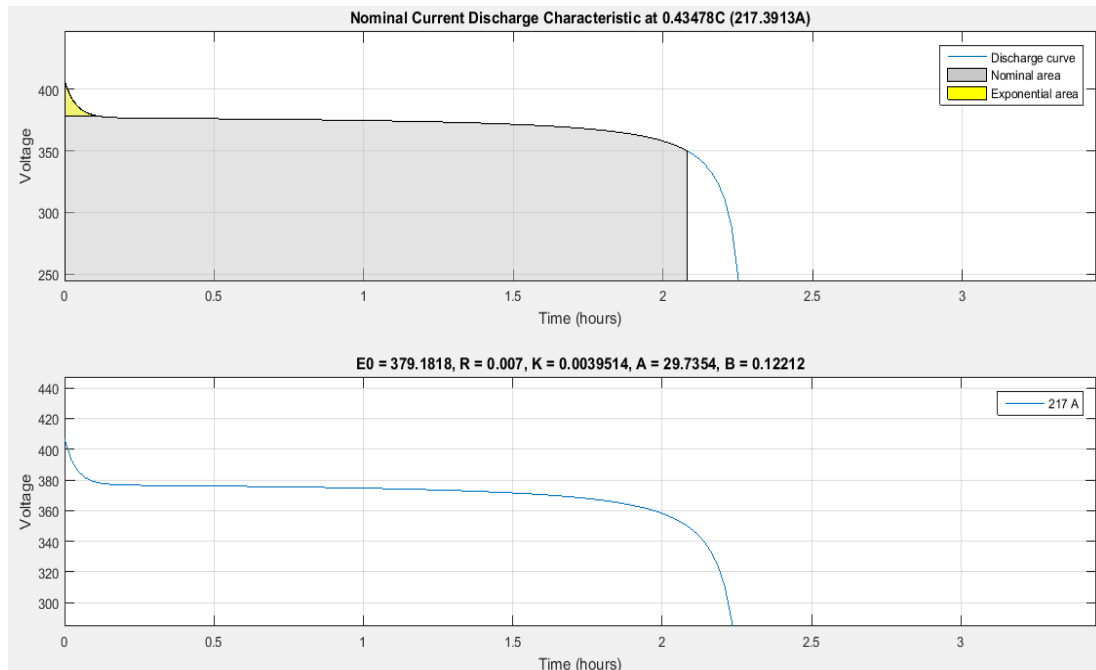


Рис. 4.26. Характеристики хімічного накопичувача

Результати імітаційного моделювання роботи системи накопичування енергії на різних ФЕС Вінницької області показано на рис. 4.27, 4.28 та 4.29.

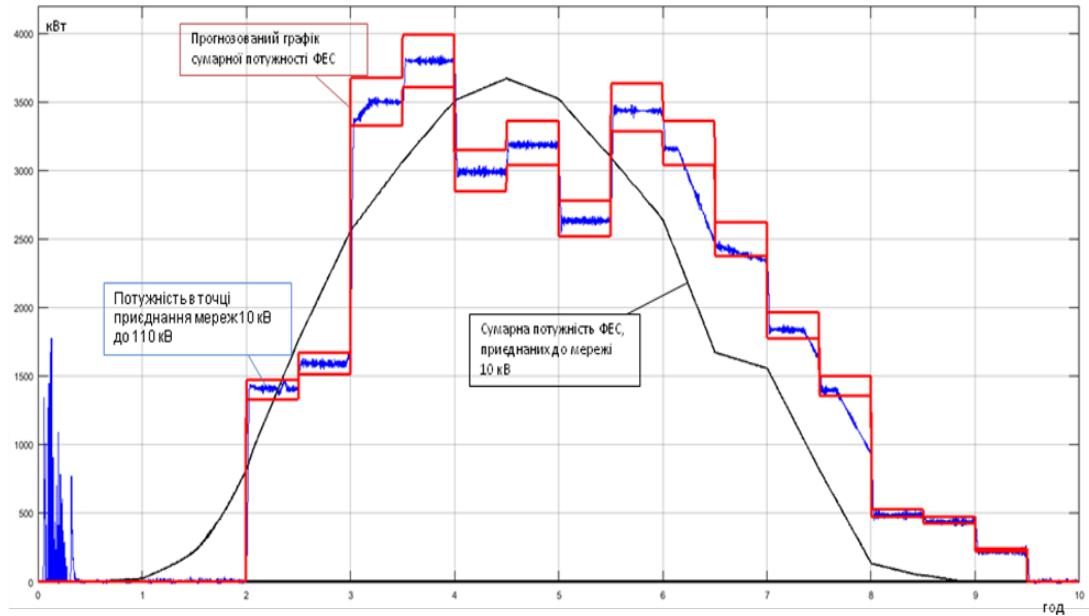


Рис. 4.27. Добові графіки зміни потужності на ФЕС Пороги

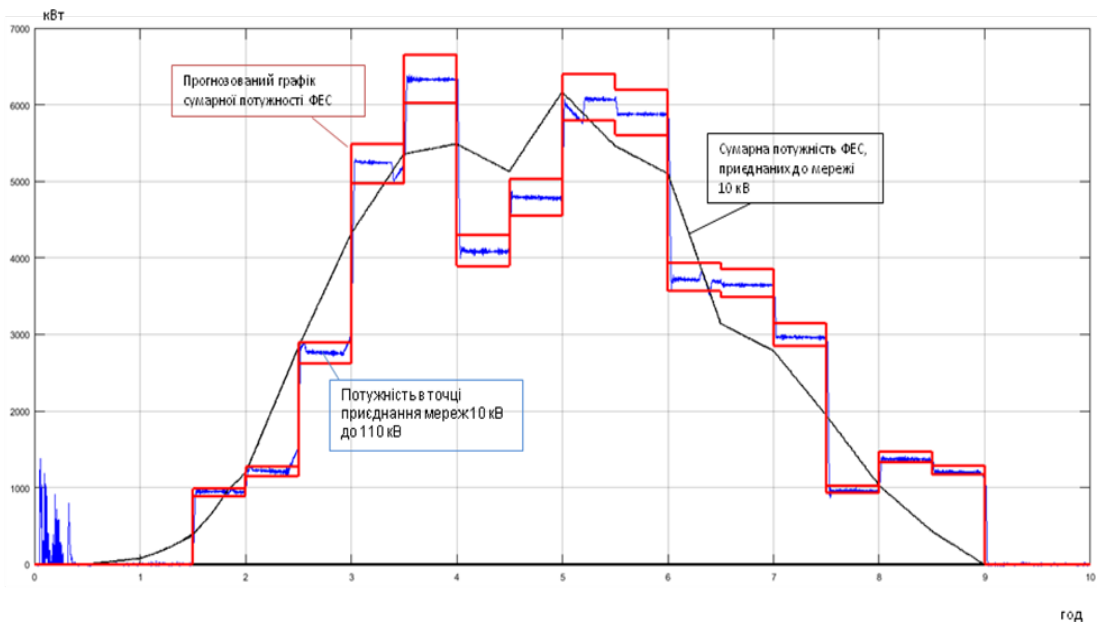


Рис. 4.28. Добові графіки зміни потужності на ФЕС Бар

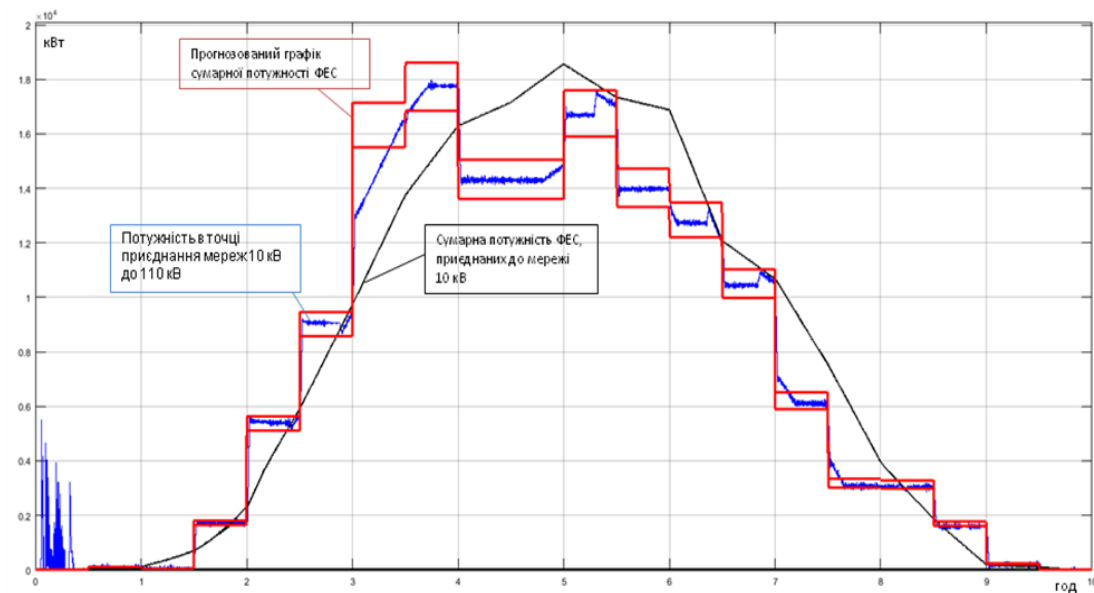


Рис. 4.29. Добові графіки зміни потужності на ФЕС Чечельник

Для доби, яка характеризується середнім рівнем хмарності, виконано прогнозування погодинного графіка (на рис. 4.27, 4.28 та 4.29 червона крива з врахування забезпечення області допустимих відхилень $\pm 10\%$). З врахування фактичного графіка роботи ФЕС (чорна крива) виконано імітацію роботи системи накопичування енергії з врахуванням 50% заряду акумуляторів (синя крива). Моделювання проводилось для систем накопичування з акумуляторами різної ємності. В результаті була підібрана найменша ємність, за якої максимально точно забезпечувався прогнозований графік генерування.

Результати аналізу імітаційного моделювання наведені на рис. 4.30, 4.31 та 4.32. На рис. 4.30 показано географічне розташування модельованих станцій і показано співвідношення ємності акумуляторів і встановленої потужності станції.

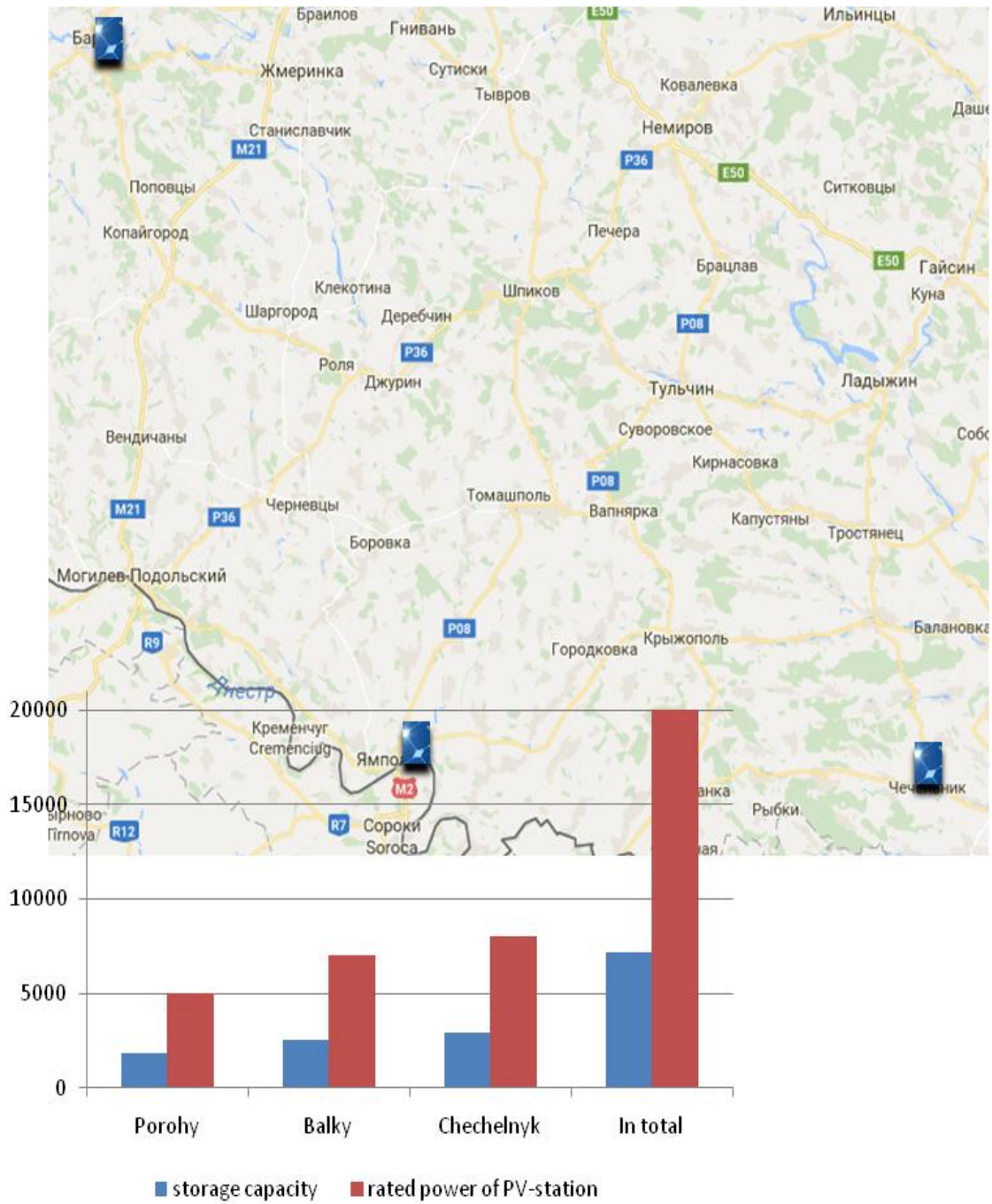


Рис. 4.30. Географічне розташування ФЕС, які належать до балансувальної групи, та значення ємності накопичувача у порівнянні зі встановленою потужністю ФЕС

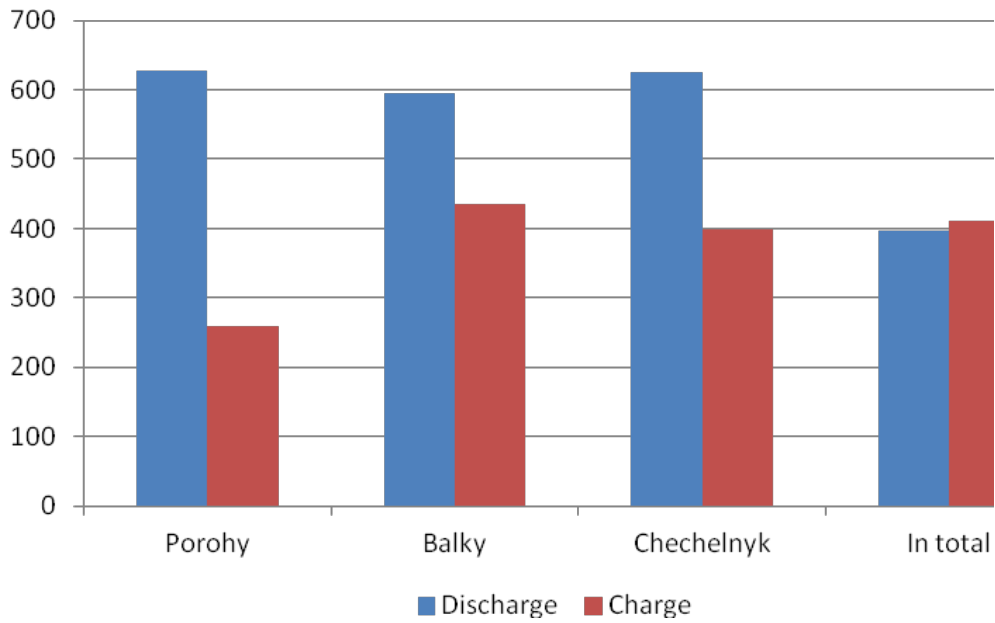


Рис. 4.31. Об'єм енергії розряду та заряду за модельований період

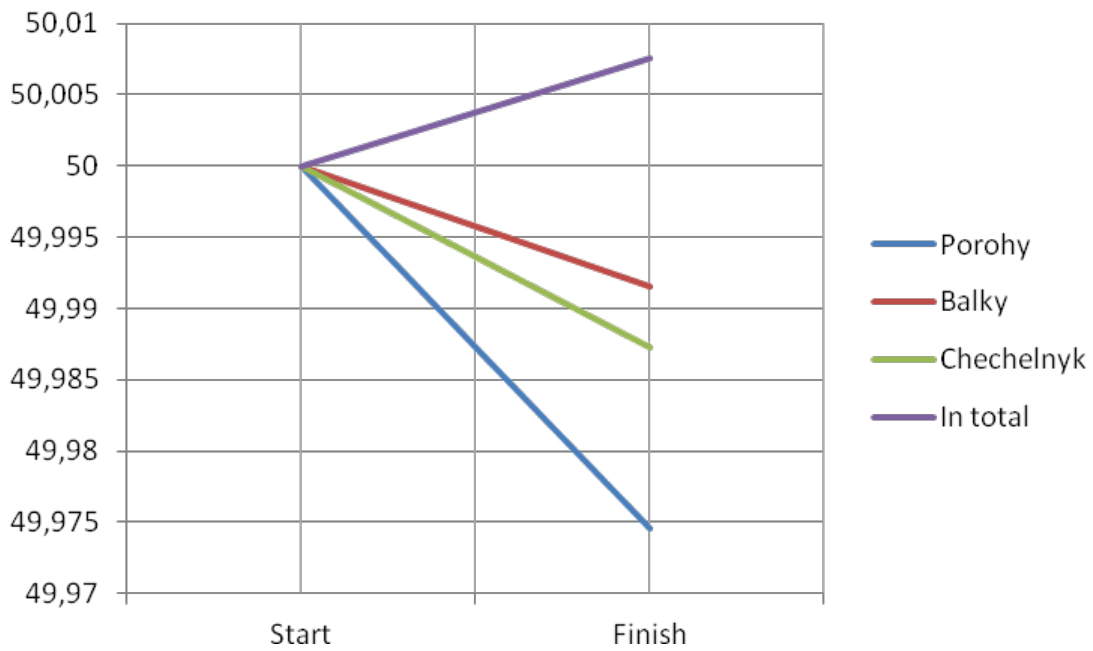


Рис. 4.32. Зміна залишкового заряду на накопичувачі

На рис. 4.31 та 4.32 показано значення енергії розряду та заряду для систем акумулювання, встановленими на кожній станції та на групу станцій.

Однозначно можна зробити висновок про економічну доцільність встановлення накопичувачів на групу станцій, оскільки це дозволяє знизити сумарну ємність акумуляторів. Крім цього груповий накопичувач може використовуватись під час розв'язання ряду інших задач (балансування режимів, надання системних послуг з регулювання режимних параметрів тощо) чим підвищувати рентабельність вкладених коштів [119].

Оскільки забезпечення балансової надійності суто генеруванням ФЕС практично неможливе, то потрібно визначити потужність резерву, який має забезпечувати енергосистема для підтримання балансу між спожитою та генерованою електроенергією в ЛЕС.

4.3.2. Аналіз можливих способів підвищення балансової надійності ЛЕС

Отримати переваги від генерування фотоелектричних станцій можливо за рахунок впровадженню додаткових засобів. В роботі розглянута можливість використання накопичувачів електричної енергії для узгодження графіків генерування ФЕС та локального електроспоживання, визначення оптимальної потужності генерування ФЕС та визначення потужності резерву, що має забезпечувати енергопостачальна компанія. Всі перелічені вище засоби по різному впливають на якість функціонування ЛЕС. За запропонованим показником якості можна визначити, який із них здатен в більшій мірі підвищити якість електропостачання ЛЕС (рис. 4.33) [120].

Серед розглянутих засобів найвищий коефіцієнт якості функціонування має узгоджений графік генерування ФЕС з електроспоживанням ЛЕС з визначеною потужністю резерву

$$E_{я_узг. з резервом} = 0,989.$$

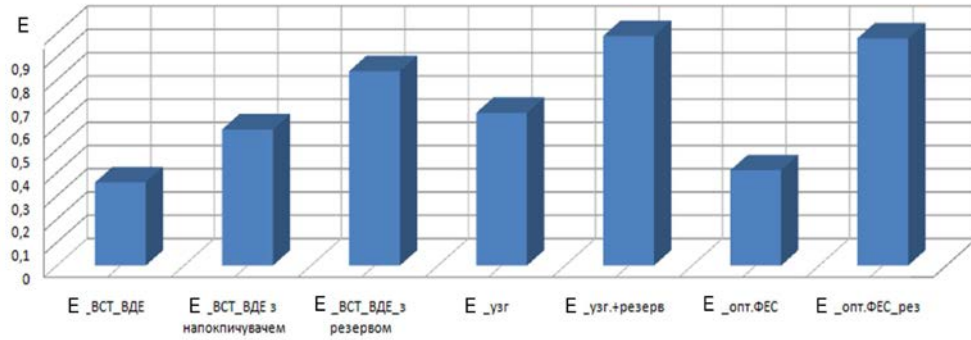


Рис. 4.33. Оцінювання якості функціонування під час використання різних засобів її підвищення

При чому для узгодженого з локальним електроспоживанням графіка генерування ФЕС потужність необхідного резерву буде найменшою (рис. 4.34).



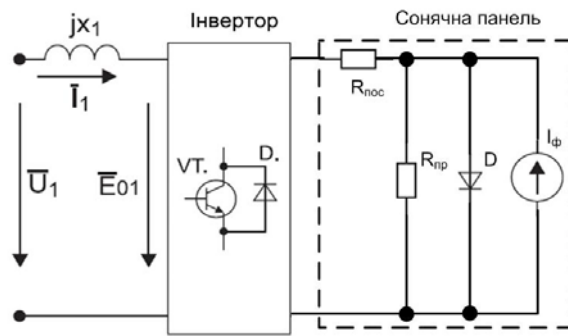
Рис. 4.34. Зміна потужності резерву для різних засобів підвищення балансової надійності ЛЕС

4.4. Відновлювані джерела енергії з інверторними пристроями перетворення енергії як засіб регулювання реактивної потужності в електричній мережі

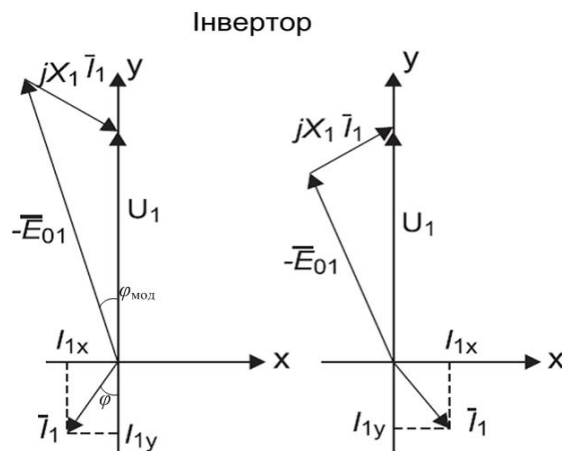
Вплив ВДЕ на якість електричної енергії має неоднозначний результат, особливо що стосується несинусоїдності напруг і струмів та відхилень напруги [121].

Забезпечення якості електроенергії на пряму залежить від забезпечення балансу по активній та реактивній потужності в електричній системі. Як джерело електричної енергії ВДЕ є елементом, який здатен впливати на забезпечення якості електропостачання. Щодо балансу по активній потужності, то на законодавчому рівні передбачено не обхідність прогнозування добового графіка по активній потужності на добу вперед. Щодо балансу по реактивній потужності, то оскільки такі ВДЕ як ФЕС не є її джерелом, тому не можна говорити про вплив на баланс. Однак технічна здатність інвертора впливати на кут між струмом і напругою на його виході дозволяє впливати на перетоки реактивної потужності в електричній мережі.

Оскільки одним з основних елементів фотоелектричної станції є інвертор, то розглянемо його можливі режими. На рис. 4.35 показано фрагмент електричної схеми з інвертором з ШІМ керуванням і векторну діаграму до неї.



а)



б)

Рис. 4.35. Фрагмент електричної схеми а) та векторні діаграми б)

Рівняння, складене за другим законом Кіргофа для схеми (рис. 4.35а), запишеться так:

$$\overline{U}_1 = \overline{E}_0 + jx_1 \overline{I}_1, \quad (4.3)$$

де $\overline{E}_0, \overline{U}_1, \overline{I}_1$ – результуючі вектори е.р.с. на виході інвертора, напруга і струм мережі

$$\overline{E}_0 = \mu U_0 e^{j\varphi_{mod}}, \quad (4.4)$$

де μ – коефіцієнт модуляції, φ_{mod} – фаза напруги модуляції по відношенню до напруги мережі.

В мережі живлення збільшення \overline{E}_0 порівняно з \overline{U}_1 призводить до ефекту, що відповідає появі ємнісних струмів в точці приєднання ФЕС до електричної мережі. Отже можна говорити про те, що за рахунок зміни кута відкриття тиристорів інвертора можна досягати різних кутів між струмом і напругою, що в електричній мережі буде спричиняти зміну перетоків реактивної потужності.

Для підтвердження цих висновків виконано математичне моделювання в середовищі Simulink Matlab R2015a. За основу взято модель, представлену в базі прикладів Matlab (див. рис. 4.36) – 'power_PVarray_grid_det' [122]. Оскільки ця модель відпрацьовувала лише один з можливих режимів, які реалізують сучасні інвертори, то вдосконалено модель системи керування інвертором для можливості реалізації режиму видачі активної потужності при коефіцієнті потужності рівному одиниці. Модель дозволяє також підтримувати задане його значення, відмінне від одиниці, і підтримувати заданий рівень реактивної потужності в точці приєднання ФЕС. Крім цього параметри моделі були змінені у відповідності з параметрами реальної ФЕС для перевірки адекватності моделі (дані по сонячній інсоляції і температурі сонячних панелей взяті для середньостатистичного дня без опадів, значної хмарності та вітру).

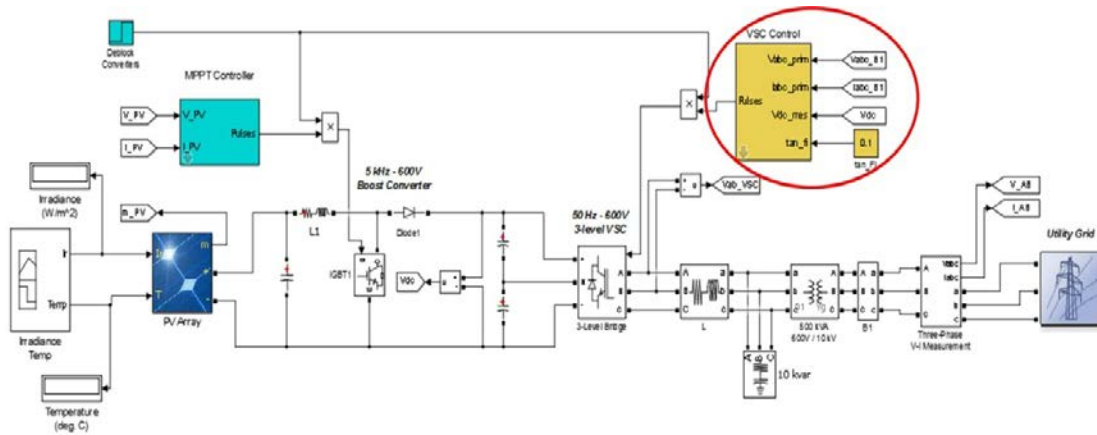


Рис. 4.36. Simulink-модель з вдосконаленою системою керування інвертором

На рис. 4.37 показано результати моделювання графіка генерування активної потужності для різних режимів по реактивній потужності. Крива 1 відповідає зміні генерованої активної потужності в мережі постійного струму.

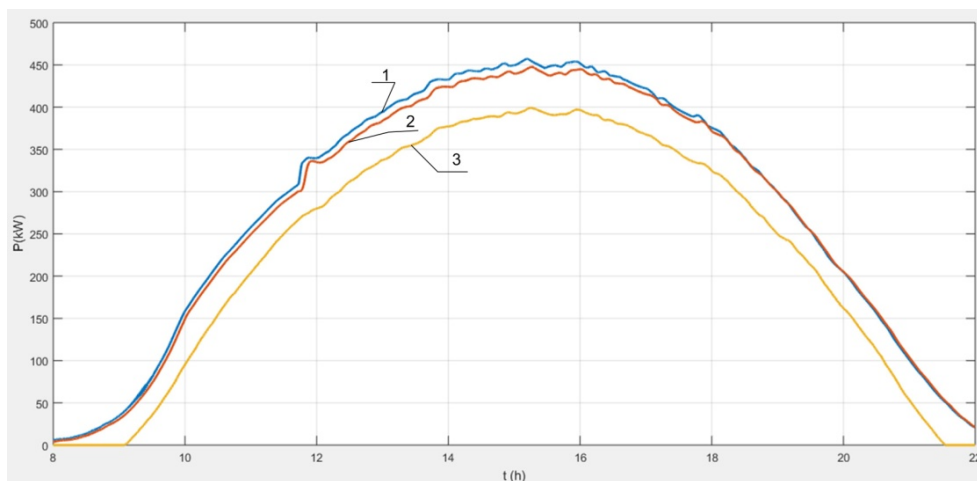


Рис. 4.37. Результати моделювання графіка генерування активної потужності

Крива 2 відповідає графіку генерування активної потужності в мережі змінного струму в точці приєднання ФЕС до мережі 10 кВ, в режимі коли інвертор налаштовується на $\cos \varphi = 1$. Крива 3 відповідає генерованій активній потужності в точці приєднання ФЕС до мережі 10 кВ в режимі, коли інвертор налаштовується на підтримання заданого рівня напруги шляхом впливу на баланс по реактивній потужності. Всі криві, показані на рис. 4.37, отримані за однакових умов.

Отже фотоелектричні станції мають технічну можливість впливати на перетоки реактивної потужності в електричній системі. В залежності від потужності і класу напруги електричної мережі, до якої підключається ФЕС, можна забезпечити різні режими щодо впливу на перетоки реактивної потужності. На рис. 4.38 показано схематично область можливих впливів.

Зміна перетоків реактивної потужності впливає на втрати активної потужності в мережі, тобто фотоелектричні станції можна використати для підвищення економічності електричних систем [123].

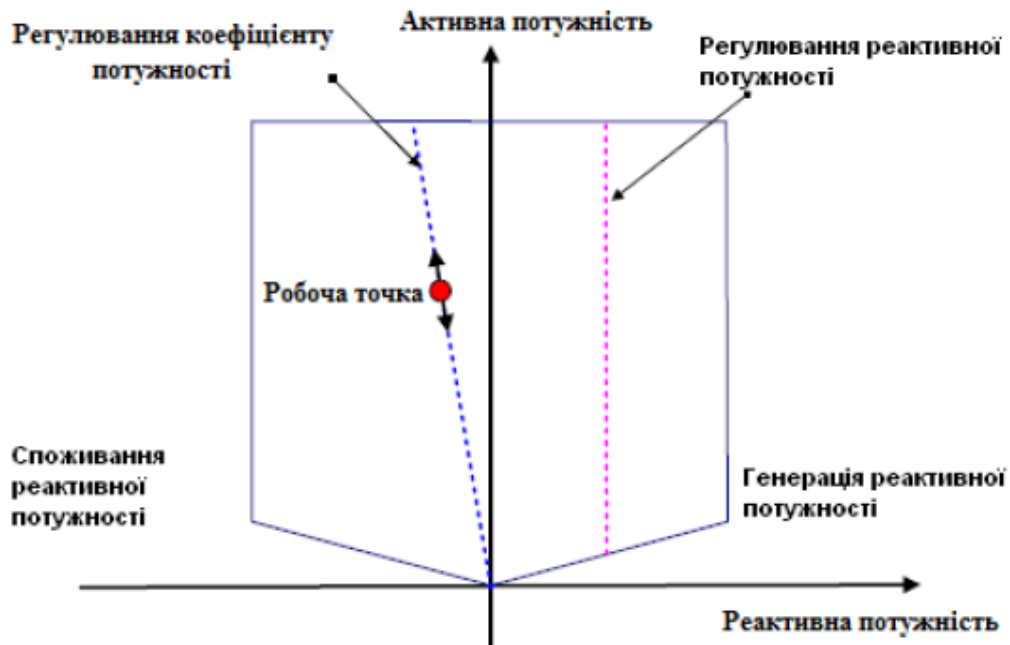


Рис. 4.38. Функція регулювання реактивної потужності для фотоелектричної станції

Для фрагменту розподільної електричної мережі, показаної на рис. 4.1, було проведено аналіз режимів для різних режимів фотоелектричної станції Гальжбіївська. Результати розрахунків наведено в таблиці 4.8.

Таблиця 4.8. Результати розрахунку втрат активної потужності для різних режимів ФЕС

Режим	Втрати активної потужності ΔP , % від сумарного споживання
без генерування ФЕС	5,7
генерування 1500 кВт ($\tan(\varphi)=0$, $\cos(\varphi)=1$)	5,5
генерування 1500 кВт ($\tan(\varphi)=0.1$, $\cos(\varphi)=0.995$)	5,0
генерування 1500 кВт ($\tan(\varphi)=0.33$, $\cos(\varphi)=0.95$)	4,7
генерування 1500 кВт ($\tan(\varphi)=0.48$, $\cos(\varphi)=0.9$)	5,1
генерування 1500 кВт ($\tan(\varphi)=0.75$, $\cos(\varphi)=0.8$)	5,7

Отже, з отриманих в роботі результатів можна зробити висновок про технічну можливість застосування таких джерел електричної енергії як ФЕС в підтримання необхідного рівня якості електропостачання шляхом використання інверторів в режимах, що дозволяють впливати на перетоки реактивної потужності в електричній системі. В результаті можна впливати не лише на відхилення напруги у вузлах мережі, а також і на їх економічність [124].

ОСНОВНІ РЕЗУЛЬТАТИ ТА ВИСНОВКИ

У монографії вирішено актуальну науково-прикладну проблему розвитку теорії оцінювання якості функціонування електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії, що дозволило перейти від векторного аналізу функціональної готовності електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії до скалярного і отримати умови їх оптимального розвитку. Основні результати досліджень та рекомендації щодо їх використання можна узагальнити такими положеннями:

1. Нові економічні умови в електроенергетиці зумовлюють підвищення вимог до забезпечення якості електропостачання. Оскільки основним чинником забезпечення необхідного рівня якості електропостачання є функціональна готовність електричних мереж, тобто їхня якість функціонування, то постає задача розроблення стратегії з розвитку як електричних мереж, так і джерел електричної енергії в них.

2. Функціональну готовність електричних мереж можна оцінити за показником якості функціонування, що залежить від надійності, економічності і якості електричної енергії. Для спрощення задачі оцінювання якості функціонування, яка є векторною, розроблено метод визначення інтегрального показника, що дозволяє звести задачу до скалярної. Для цього застосовані результати попередніх робіт автора щодо розроблення інтегральних показників функціонування складних систем, які ґрунтуються на поєднанні теорії марковських процесів та теорії подібності, стосовно оцінювання якості функціонування електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії.

3. Оцінювання інтегрального показника якості функціонування електричної мережі здійснюється шляхом порівняння фактичних режимів з «ідеальним». Такий підхід дозволяє здійснювати порівняння різних варіантів систем передачі та розподілу електроенергії без визначення техніко-економічних показників.

4. Використання «ідеального» режиму, який відповідає розподілу струму в електричній мережі за r -схемою як базового дозволяє отри-

мати єдину методологічну базу для визначення складових інтегрального показника якості функціонування і уникнути суб'єктивності під час порівняння різних за конфігурацією та набором потужностей локальних електричних систем.

5. Застосування принципу найменшої дії в формі Гамільтона-Остроградського та теорії подібності під час визначення складових економічності та якості електричної енергії дозволяє звести оцінювання цих складових до аналізу струмів (потужностей) у вузлах приєднання споживачів та джерел енергії, що суттєво спрощує задачу в умовах недостатнього об'єму і точності вихідної інформації.

6. Запропонований інтегральний показник якості функціонування електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії відповідає загальним вимогам, які ставляться до таких показників: відображає об'єктивну реальність; дозволяє оцінити ефективність, якість та оптимальність; забезпечує можливість фізичного та абстрактного тлумачення; відображає «крайні» стани системи з урахуванням потенційно та реально можливих; легко розкладається на часткові показники тощо.

7. Програмна реалізація розроблених алгоритмів дозволяє відносно просто обчислювати складові інтегрального показника на ЕОМ. Визначення складових реалізується за умови обмеженого набору статистичних даних. Відсутні дані вираховуються шляхом аналізу усталених режимів.

8. В роботі вдосконалено метод визначення оптимальної стратегії розвитку електричної моделі, який ґрунтується на побудові динамічної моделі, що враховує часові і просторові зв'язки. Вибір оптимальної стратегії розвитку електричних мереж виконується за інтегральним критерієм якості функціонування.

Отримані умови оптимальності, що являють собою відношення приростів вартості заходів, які виконуються на певному кроці, та якості функціонування в стані, до якого призвели виконані заходи, дозволяють зменшити кількість, станів, які розглядаються під час визначення оптимальної стратегії розвитку засобами динамічного програмування.

9. Державне стимулювання розбудови відновлюваних джерел енергії призводить до зростання їх частки в системному балансі електричної енергії. Тому необхідно розробляти методи та засоби, які дозволили б враховувати особливості ВДЕ під час розв'язання проєктних та експлуатаційних задач в умовах підвищення вимог до якості електропостачання та покращувати інвестиційну привабливість проєктів з розбудови ВДЕ.

10. Залежність режиму роботи ВДЕ від природних умов та їх конструктивні особливості не завжди дозволяють мати позитивний вплив на режими роботи електричної мережі. Особливо це стосується якості електричної енергії та її втрат, що необхідно враховувати під час розбудови ВДЕ в електричних мережах.

11. Запропоновані в роботі методи оцінювання імовірнісних характеристик ВДЕ дозволяють вдосконалити визначення значення встановленої потужності, яку доцільно приєднувати до певної точки електричної мережі. При цьому враховуються конфігурація мережі та особливості приєданого навантаження, яке живиться від неї. Розроблено метод узгодження графіків генерування ВДЕ та споживання а також метод визначення об'єму потужності резерву для забезпечення необхідного рівня балансової надійності ЛЕС.

12. Застосування на фотоелектричних станціях інверторного обладнання, розширює їх можливості під час регулювання потоків реактивної потужності в електричних мережах. Виконано моделювання роботи ФЕС з коефіцієнтами потужності відмінними від одиниці, що підтвердило доцільність і ефективність застосування таких режимів під час розв'язання задачі забезпечення якісного електропостачання.

13. Для інформаційного забезпечення задачі оцінювання якості функціонування електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії розроблено систему моніторингу та керування, яка може бути реалізована за обмеженого фінансування і в майбутньому трансформуватись в «розумну» мережу.

14. Працездатність та ефективність запропонованих у роботі методів і алгоритмів перевірена шляхом проведення розрахунків реальних електричних мереж. Впровадження розроблених методик

визначення оптимальних стратегій їх розвитку дозволяє знизити втрати електроенергії в них на 0,3 – 0,6 % за рахунок більш ефективного використання ВДЕ.

Результати досліджень, що стосуються питань підвищення якості функціонування електричних мереж передані для дослідно-промислової експлуатації на підприємства ТОВ «Подільський енергоконсалтинг» та ТОВ «Енергоінвест», що займаються розбудовою та експлуатацією ВДЕ в Україні. Їх впровадження дозволить підвищити прибуток від експлуатації ВДЕ на 2 – 5 % за рахунок більш ефективного їх використання.

Алгоритми, що реалізують запропонований підхід для розроблення заходів в електричних мережах з відновлюваними джерелами енергії для підвищення якості електропостачання передані для промислової експлуатації до ПАТ «Вінницяобленерго». Їх впровадження опосередковано сприяло зменшенню технічних втрат в мережах на 2 – 5 % за рахунок розроблення та впровадження заходів з оптимізації схем мереж.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Звіт про результати діяльності у 2017 році. Затверджено постановою НКРЕКП від 23 березня 2018 року № 360. URL: http://www.nerc.gov.ua/data/filearch/Catalog3/Richnyi_zvit_NKREKP_2017.pdf.

2. Про ринок електричної енергії : Закон України від 10.06.2018 р. [Електронний ресурс] // дата звернення 11.07.2018. URL: <http://zakon0.rada.gov.ua/laws/show/2019-19>.

3. ДСТУ EN 50160:2014. Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності. [Чинний від 2014-10-01]. Вид. офіц. Київ : Мінекономрозвитку України, 2014. 32 с.

4. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения: ГОСТ 13109–97.[Чинний від 2000-01-01]. К.: Держспоживстандарт України, 2000. 33 с. (Міждержавний стандарт).

5. Циганенко Б. В., Кирик В. В. Підвищення показників якості електропостачання в розподільних електричних мережах. *Матеріали XVII міжнародної науково-практичної конференції “Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті”, 29 – 30 вересня 2016 р., м. Київ, НТУУ КПІ*. Київ, 2016. – С. 157 – 162.

6. Забезпечення безпеки експлуатації електричних мереж в рамках енергетичної стратегії України шляхом впровадження пілотних проектів з переходу системи передачі та розподілу електричної енергії з триступеневої на двоступеневу: презентація. – НКРЕКП. Київ, 2016. URL: <http://www.slideshare.net/NKREKP/18072016-64339669>.

7. 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.

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

9. Renewables 2012 global status report. URL: http://www.map.ren21.net/GSR/GSR2012_low.pdf.

10. План розвитку об'єднаної енергетичної системи України на 2017-2026 роки. ДП «НЕК»Укренерго». 2017. URL: https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwja2fqhkvfdAhWFjywKHa0zDhoQFjAAegQICRAC&url=https%3A%2F%2Fua.energy%2Fwp-content%2Fuploads%2F2016%2F12%2FProekt-Planu-rozvytku-OES-Ukrayiny-na-2017-2026-roky.pdf&usg=AOvVaw1S70oeEI_B_DnRHScLqkGI.

11. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Кулик В. В. Вплив відновлюваних джерел енергії на функціонування розподільних електричних мереж. Енергетика та електрифікація. 2015. – № 1. – С. 8 – 12.

12. Lezhniuk P., Rubanenko O., Komar V., Sikorska O. «The Sensitivity of the Model of the Process Making the Optimal Decision for Electric Power Systems in Relative Units», in Proc. of the IEEE KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek), Kharkiv, 2020. – P. 247 – 252.

13. Железко Ю. С., Артемьев А. В., Савченко О. В. Расчет и анализ потерь электроэнергии в электрических сетях. Москва, Российская Федерация: ЭНАС, 2008.

14. Матюшок В. М., Бруно Серджио, Балашова С. А., Гомонов К. Г. «Влияние smart grid и возобновляемых источников энергии на энергоэффективность: зарубежный опыт», *Вестник РУДН. Серия: Экономика*. – 2017. – № 4. – С. 583 – 598.

15. Железко Ю. С. *Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: Руководство для практических расчетов*. Москва, Российская Федерация: ЭНАС, 2009.

16. Буславець О. А., Лежнюк П. Д., Черемісін М. М. *Інформаційне забезпечення задач зменшення втрат електроенергії в електричних мережах*. Вінниця, Україна: ВНТУ, 2020.

17. Звіт про результати діяльності Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, у 2019 році. Постановою НКРЕКП від 27.05.2020 № 975. [Електронний ресурс]. Доступно: https://www.nerc.gov.ua/data/filearch/Catalog3/Richnyi_zvit_NKREKP_2019.pdf

18. Щербина Ю. В., Бойко Н. Д., Бутенко А. Н. *Снижение технологического расхода энергии в электрических сетях*. Киев, Україна: Техніка, 1981.

19. Кузьмик О. В., Комар В. В., Ковальчук О. А. «Вплив розо середженого генерування на якість функціонування розподільних електричних мереж», *Технічна електродинаміка*, №2. с. 34-35, 2012.

20. О. В. Кузьмик, В. В. Комар, С. Я. Вишневський, «Використання показника якості функціонування при оцінюванні місць розміщення розподільної електричної мережі», *Наукові праці Донецького національного технічного університету*. – 2011. – № 186, В. 11. – С. 182 – 186.

21. P. Lezhniuk, V. Komar, O. Rubanenko, N. Ostra, «The sensitivity of the process of optimal decisions making in electrical networks with renewable energy sources», *Przeglad Elektrotechniczny*. 2020. – № 10. – P. 32 – 38. DOI: 10.15199/48.2020.10.05.

22. Кузьмін І. В. Критерії оцінки ефективності, якості та оптимальності складних систем. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. – 1994. – № 1 (2). – С. 5 – 9.

23. Надежность технических систем: справочник / Ю. К. Беляев и др.; под ред. И. А. Ушакова. М. : Радио и связь, 1985. – 608 с.

24. Оценка надежности работы электрической сети (Трактат) / В. А. Скопинцев та ін. 2004. – 37 с. URL: www.oaoesp.ru/file/b2b72409/pub4.doc.

25. Учет фактора надежности электроснабжения при комплексной оценке вариантов интеграции источников распределенной генерации в распределительные сети / В. А. Попов та ін. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. – 2015. – № 4. – С. 39 – 43.

26. Варецький Ю. О., Горбань В. М., Пазина Я. С. Зміни напруги в електричній мікромережі з гібридною електростанцією. *Вісник Національного університету «Львівська політехніка». Електроенергетичні і електромеханічні системи.* – 2016. – № 840. – С. 17 – 23.

27. ГОСТ 27.002-89. Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения. [Чинний від 1989-15-11]. М.: Издательство стандартов, 1990. 37 с.

28. Руденко Ю. Н., Ушаков И. А. Надежность систем энергетики. М. : Наука, 1986. 252 с.

29. Арзамасцев Д. А., Обоскалов В. П. Расчет показателей структурной надежности энергосистем: учеб. пособие. Свердловск: Изд. УПИ им. С. М. Кирова, 1986. – 80 с.

30. Фокин Ю. А., Туфанов В. А. Оценка надёжности систем электроснабжения. М.: Энергоиздат, 1981. – 224 с.

31. Биллингтон Р., Аллан Р. Оценка надежности электроэнергетических систем; пер. с англ. В. А. Туфанова; под. ред. Ю. А. Фокина. Энергоатомиздат. М., 1988. – 287 с.

32. Эндрэни Дж. Моделирование при расчетах надежности в электроэнергетических системах: пер с англ. М.: Энергоатомиздат. 1983. – 336 с.

33. Обоскалов В. П. Надежность обеспечения баланса мощности электроэнергетических систем. Екатеринбург: УГТУ УПИ. 2002. – 210 с.

34. Чукреев Ю. Я. К вопросу нормирования вероятностных показателей балансовой надежности территориальных зон электроэнергетической системы. *Науково-технічний збірник. Комунальне господарство міст. Серія : Технічні науки та архітектура.* Харків : ХНАМГ, 2011. – Випуск 101. – С. 364 – 371.

35. Про затвердження форм звітності № 11-НКРЕ (квартальна) «Звіт щодо показників надійності електропостачання» та № 12-НКРЕ (квартальна) «Звіт щодо показників комерційної якості надання

послуг» та інструкцій щодо їх заповнення: Постанова Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики від 25.07.2013 №1015 // URL: <http://zakon4.rada.gov.ua/laws/show/z1384-13>.

36. Етапи надійнісно-функціонального аналізу одного класу систем електропостачання / В. В. Каплун та ін. *Системний аналіз та інформаційні технології: Матеріали XI Міжнародної науково-технічної конференції (22-24 травня 2008 р., Київ) – К. : НКК «ІПСА» НТУУ «КПІ», 2008. – С. 20 – 22.*

37. Курочкін Ю. А. Надійність і діагностування цифрових пристроїв і систем. М. : Вища школа, 1993. – 240 с.

38. Шефтель З. Г. Теорія ймовірностей : Монографія. Київ : Наукова думка, 1994. – 274 с.

39. Dimitri Kesecioglu, Reliability Engineering Handbook Vol II, PTR Prentice Hall, New Jersey, 1991. – P. 341 – 349.

40. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Собчук Д. С. Підвищення якості електропостачання шляхом розбудови відновлюваних джерел електроенергії: Монографія. Луцьк : Луцький НТУ, 2015. – 136 с.

41. Фокин Ю. А. Вероятностные методы в расчетах надежности электрических систем: учебное пособие для вузов ред. Т. П. Харченко. М. : МЭИ, 1983. – 216 с.

42. Chowdhury A., Koval D. Power distribution system reliability: practical methods and applications. IEEE PRESS + WILEY, 2009. – 531 p.

43. IEEE Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems, IEEE Std. 1997, 493 p.

44. J. F. L. van Casteren. Assessment of Interruption Costs in Electric Power Systems using the Weibull-Markov Model : Thesis for the degree of Doctor of Philosophy / Jasper van Casteren. Göteborg, 2003. – 146 p.

45. J. F. L. van Casteren, M. H. J. Bollen, and M. E. Schmiegl. Reliability assessment in electrical power systems: the weibull-markov stochastic model. IEEE trans. On Industry Applications, 36 (36): 911 – 915, May-June 2000.

46. Жаркин А. Ф., Попов В. А., Ткаченко В. В. Оптимальное секционирование воздушных распределительных сетей в условиях применения распределенной генерации. *Технічна електродинаміка*. 2017. – № 2. – С. 61 – 69.

47. Кузнецов В. Г., Тугай Ю. И., Баженов В. А. Оптимизация режимов электрических сетей. К. : Наукова думка, 1992. – 216 с.

48. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Лесько В. О., Кузьмик О. В. Оптимізація режимів розподільних електричних мереж в умовах зростання частки розосередженого генерування. *Вісник харківського національного технічного університету сільського господарства ім. Петра Василенка. Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження АПК України*. – 2012. – № 129. – С. 29 – 32.

49. Лежнюк П. Д., Нетребський В. В. Математичне моделювання оптимальних станів електроенергетичних систем на засадах принципу найменшої дії. *Вісник Національного університету «Львівська політехніка». Електроенергетичні та електромеханічні системи*. – 2007. – № 596. – С. 73 – 79.

50. Лежнюк П. Д., Кулик В. В., Нетребський В. В. Принцип найменшої дії в задачах оптимізації електроенергетичних систем. *Технічна електродинаміка*. – 2006. – № 3. – С. 35 – 41.

51. Пентегов И. В., Волков И. В. Лагранжиан электрической цепи с сосредоточенными параметрами и его применение. *Электричество*. – 1969. № 5. – С. 59 – 63.

52. Сафрис Л. В., Попова В. Ф. Принцип наименьшего действия в теории электрических цепей. *Теоретическая электротехника*. Львов: ЛПИ, 1970. – Вып. 10. – С. 103 – 105.

53. Холмский В. Г. Расчет и оптимизация режимов электрических сетей. М.: Высшая школа, 1975. – 280 с.

54. Комар В. О., Вишневський С. Я., Кузьмик О. В. Використання показника якості функціонування при оцінюванні місць розмикання розподільної електричної мережі. *Наукові праці Донецького*

національного технічного університету. Серія «Електротехніка і енергетика». –2011. – № 11 (186). – С. 182 – 185.

55. Lezhniuk P. D., Kravchuk S. V., Hunko I. O., Ngoma J-P. The influence of the dispersed energy sources on the energy losses in electrical grids. *The scientific method*. – 2016. – Vol 1. № 1 (2016). – P. 3 – 12.

56. Лежнюк П. Д., Нетребський В. В. Математичне моделювання оптимальних станів електроенергетичних систем на засадах принципу найменшої дії. *Вісник Національного університету «Львівська політехніка». Електроенергетичні та електромеханічні системи*. – 2007. – № 596. – С. 73 – 79.

57. Пат. 111395 Україна, МПК (2006.01) H 02 J 3/24, G 01 R 31/00. Спосіб оптимального керування режимами розподільних електричних мереж з розосередженим генеруванням / Лежнюк П. Д., Рубаненко О. Є., Сікорська О. В., Комар В. О.; заявник та патентовласник Вінницький національний технічний університет. № u201604575 ; заявл. 25.04.2016 ; опубл. 10.11.2016, Бюл. № 21.

58. Rubanenko L. O., Komar V. O., Petrushenko O. Y., Smolarz A., Smailova S., Imanbekova U. Determination of similarity criteria in optimization tasks by means of neuro-fuzzy modelling. *Przeegląd Elektrotechniczny* 2017. – R. 93, № 3. – P. 93 – 96. DOI 10.15199/48.2017.03.22.

59. Кузнецов М. П. Імовірнісні характеристики потужності вітроелектричних станцій у складі електроенергетичної системи : автореф. дис. ... д-ра техн. наук : 05.14.08. НАН України, Ін-т відновлюв. енергетики. Київ, 2015. 39 с.

60. Кузнецов М. П. Методи оцінки випадкових параметрів роботи енергосистем з інтегрованими вітровими електростанціями. *Відновлювана енергетика*. 2014. № 1. С. 59 – 64.

61. Айвазян С. А., Бухштабер В. М., Енюков И. С., Мешалкин Л. Д. Прикладная статистика: Классификация и снижение размерности. М.: Финансы и статистика, 1989. – 607 с.

62. Вентцель Е. С. Теория вероятностей. М.: Наука, 1964. – 576 с.
63. Королев В. Ю. Вероятностно-статистический анализ хаотических процессов с помощью смешанных гауссовских моделей. Декомпозиция волатильности финансовых индексов и турбулентной плазмы. Москва. Издательство ИПИ РАН, 2008. – 375 с.
64. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Кравчук С. В. Оцінювання імовірнісних характеристик генерування сонячних електростанцій в задачі інтелектуалізації локальних електричних систем. *Вісник НТУ «ХП»*, Серія: *Нові рішення в сучасних технологіях*. Харків: НТУ «ХП», 2016. – № 18 (1190). – С. 92 – 100. DOI:10.20998/2413-4295.2016.18.14.
65. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Кравчук С. В. Оцінювання стабільності генерування сонячних електростанцій в задачі забезпечення балансової надійності. Електронний журнал «Наукові праці ВНТУ». 2016. № 2. URL: <https://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/471/469>.
66. Lezhniuk P. D., Komar V. O., Kravchuk S. V., Ngoma Jean-Pierre. Assessment Stability Generation of Solar Power Plants in the Problems of Providing Balance Reliability. *Sciences of Europe (Praha, Czech Republic)*. 2016. – Vol. 4, № 9. – P. 90 – 96.
67. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Собчук Д. С. Оцінювання впливу джерел відновлюваної енергії на забезпечення балансової надійності в електричній мережі. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. 2013. – № 6. – С. 45 – 47.
68. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Собчук Д. С. Оцінювання впливу на якість функціонування локальної електричної системи відновлюваних джерел електроенергії. *Вісник Харківського національного тех.-нічного університету сільського господарства ім. Петра Василенка. Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України*. 2013. – Вип. 141. – С. 8 – 10.

69. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Собчук Д. С. Підвищення якості електропостачання шляхом розбудови відновлюваних джерел електроенергії: Монографія. Луцьк : Луцький НТУ, 2015. – 136 с.

70. Жежеленко И. В., Саенко Ю. Л., Бараненко Т. К. и др. Избранные вопросы несинусоидальных режимов в электрических сетях предприятий; под ред. И. В. Жежеленко. М.: Энергоатомиздат, 2007. – 296 с.

71. Шидловский А. К., Кузнецов В. Г. Повышение качества энергии в электрических сетях. К.: Наукова думка, 1985. – 268 с.

72. J. Enslin, P. Heskes, «Harmonic Interaction Between a Large Number of Distributed Power Inverters and the Distribution Network. *IEEE Transaction on power electronics*. – 2004. – Vol. 19, № 6. – P. 1586 – 1593. DOI: 10.1109/PESC.2003.1217719.

73. Арриллага Дж., Брэдли Д., Боджер П. Гармоники в электрических системах; пер. с англ. М. : Энергоатомиздат, 1990. – 320 с.

74. Варецький Ю. О., Наконечний Т. І. Оцінка вищих гармонік в електричній мережі на основі непрямих вимірювань. *Вісник Національного університету «Львівська політехніка». Електроенергетичні та електромеханічні системи*. – 2007. – № 587. – С. 6 – 12.

75. Определение оптимальных режимов электрических сетей / Ю. Н. Астахов та ін. *Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт*. – 1983. – № 1. – С. 48 – 59.

76. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Ілюхін М. О. Комп'ютерне моделювання процесу поширення вищих гармонік в електричних мережах. *Вісник Приазовського державного технічного університету*. – 2008. – № 18. – Ч. 2. – С. 47 – 50.

77. Лежнюк П. Д., Лук'яненко Ю. В., Видмиш В. А. Моделювання процесу поширення вищих гармонік в електричних мережах. *Проблемы создания новых машин и технологий. Научные труды Кременчугского госуд. политехн. ун-та*. – 2000. – № 2. – С. 284 – 286.

78. Комп'ютерна програма «Програмний комплекс аналізу чутливості та оптимізації втрат потужності в електричних мережах енергосистем» («АЧП») / [П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, К. І. Кравцов, О. Б. Бурикін, В. О. Комар] // Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір №35590. Державний департамент інтелектуальної власності МОН України, Відділ з питань авторського права і суміжних прав. – 2010.

79. Кузнєцов В. Г., Шполянський О. Г., Яремчук Н. А. Узагальнений показник якості енергії в електричних мережах і системах. *Технічна електродинаміка*. – 2011. – № 3. – С. 46 – 52.

80. О. В. Кузьмик, В. О. Комар, «Аналіз впливу розосередженого генерування на режим роботи розподільних електричних мереж», *Вісник НТУ України «Київський політехнічний інститут». Серія «Гірництво»*. – 2014. – № 25. – С. 108 – 113.

81. Кузьмик О. В., Лежнюк П. Д., Комар В. О., Лесько В. В. «Оптимізація режимів розподільних електричних мереж в умовах зростання частки розосередженого генерування», *Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства ім. П. Василенка*. – 2012. – № 129. – С. 29 – 31.

82. Комар В. О., Кузьмик О. В. «Оптимізація режимів ЕЕС з урахуванням розосередженого генерування», *на Міжн. конф. Контроль і управління в складних системах (КУСС-2012), Вінниця: ВНТУ, 2012. – С. 156.*

83. Верлань А. Ф., Галкин В. В. *Имитация динамики энергетических объектов в системах испытания программных средств управления*. Киев, Украина: Наукова думка, 1991. – 184 с.

84. Мокін Б. І., Лежнюк П. Д., Лук'яненко Ю. В. «Імітаційне моделювання в оптимальному керуванні нормальними режимами електричної системи», *Вісник ВПІ*. – 1995. – № 3. – С. 5 – 9.

85. Лежнюк П. Д., Гайдамака В. М. «Натурно-імітаційне моделювання з використанням критеріального методу в оптималь-

ному керуванні електроненергетичними системами», *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. 2003. – № 1. – С. 37 – 41.

86. Рубаненко О. Є., Комар В. О., Сікорська О. В. «Аналіз нормальних режимів розподільних електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії засобами натурно-імітаційного моделювання», *на V Всеукр. наук. семін. Проблеми і перспективи енергозбереження в комунальному господарстві та на промислових підприємствах*, Луцьк, 2015. – С. 133 – 135.

87. Добровольська Л. Н., Кулик В. В., Лежнюк П. Д. *Електроощадні технології в електроенергетичних системах*. Луцьк, Україна: Вежа-Друк, 2018. – 328 с.

88. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Собчук Д. С. *Підвищення якості електропостачання шляхом розбудови відновлюваних джерел електроенергії: монографія*. Луцьк, Україна: Видавництво Луцького НТУ, 2015. – 136 с.

89. Т. Л. Кацадзе, О. М. Паненко, О. М. Янковська, «Мультиагентне управління оптимальним розмиканням розподільних електричних мереж». *Енергетика: економіка, технології, екологія*. – 2019. – № 1. – С. 41 – 48.

90. Lezhniuk P., Komar V., Kravchuk S., Sobchuk D. «Mathematical modeling of operation quality of electric grid with renewable sources of electric energy», *in Proceeding of the IEEE Intern. Conf. Modern electrical and energy systems*. – 2017. P. 324 – 327.

91. Feng Ma, Xiaochuan Luo, and Vijay Vittal, «Application of Dynamic Equivalencing in Large-scale Power Systems», *IEEE Transactions on Power Systems*. – 2011. – Vol. 05. – P. 1 – 10.

92. Sikorska O., Kylymchuk A., Rubanenko O., Teptia V. Mergul Kozhamberdiyeva, and Konrad Gromaszek, «Control of power flow and voltage in parallel working electrical GRIDS», *Przeglad Elektrotechniczny*. 2017. – Vol. 93, № 3, P 88 – 92.

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

94. Астахов Ю. Н., Лежнюк П. Д. Применение критериального метода в электроэнергетике. Киев: УМК ВО, 1989. – 140 с.

95. Лежнюк П. Д., Комар В. О. Оцінка якості оптимального керування критеріальним методом: Монографія. Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2006. – 108 с.

96. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Кравцов К. І. Критерій оцінки якості функціонування розподільних мереж. *Електронний журнал «Наукові праці ВНТУ».* 2008. № 3. URL: <https://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/72/71>.

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

98. Керування режимом роботи електростанції з відновлюваними джерелами енергії в умовах зміни частоти в енергосистемі / О. В. Кириленко та ін. *Технічна електродинаміка.* – 2012. – № 4. – С. 52 – 57.

99. Жаркин А. Ф., Попов В. А., Сахрагард Саид Банузаде и др. Многокритериальная оценка альтернативных вариантов интеграции источников распределенной генерации в распределительные сети. *Электронное моделирование.* – 2016. – Т. 38, № 1. – С. 99 – 112.

100. Комар В. О., Кузьмик О. В. Дослідження впливу відновлюваних джерел електричної енергії на режим роботи розподільних електричних мереж. *V Міжн. науково-техн. конф. «Підвищення рівня ефективності енергоспоживання в електротехнічних пристроях і системах».* Луцьк-Шацікі озера, 2014. – С. 116 – 117.

101. Лежнюк П. Д., Комар В. О. Оцінка якості оптимального керування критеріальним методом: Монографія. Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2006. – 108 с.

102. Управление спросом на мировых рынках электроэнергии. Энергорынок. №7. 2015 URL: http://www.so-cdu.ru/fileadmin/files/company/markets/dr/dr_emarket_07_15.pdf.

103. Управление спросом: как использовать ресурсы потребителя для повышения эффективности. Энергорынок. – 2017. – № 3. URL: http://www.so-cdu.ru/fileadmin/files/company/markets/dr/dr_evrelectric_brosh.pdf.

104. Jacopo Torriti, Mohamed G. Hassan, Matthew Leach. Demand response experience in Europe: Policies, programmes and implementation. *Energy*. – April 2010. – Vol. 35, Issue 4. – P. 1575 – 1583.

105. Комар В. О., Остра Н. В., Кузьмик О. В., Гуцол С. В. Оцінка впливу розосередженого генерування на режим розподільних електричних мереж. *Наукові праці Донецького національного технічного університету*. – 2013. – № 1 (14). – С. 104 – 107.

106. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Собчук Д. С. Определение оптимальной установленной мощности возобновляемых источников энергии в распределительной сети по критерию минимума потерь активной мощности. *Наукові праці Донецького національного технічного університету Серія: “Електротехніка і енергетика”*. – 2014. – №1 (16). – С. 130 – 135.

107. Lezhniuk P. D., Komar V. O., Sobchuk D. S. Method for Determination of Optimal Installed Capacity of Renewable Sources of Energy by the Criterion of Minimum Losses of Active Power in Distribution System. *Energy and Power Engineering, (Scientific Research Publishing Inc.)*. 2014. – № 6. – P. 37 – 46.

108. Lezhnyuk P., Buslavets O., Komar V. Impact of renewable sources of energy on the level of active power losses in distribution networks. *2016 2nd International Conference on Intelligent Energy and Power Systems (IEPS)*. – 2016. – P. 73 – 78.

109. Управление спросом на мировых рынках электроэнергии. Энергорынок. – 2015. – №7. URL: http://www.so-cdu.ru/fileadmin/files/company/markets/dr/dr_emarket_07_15.pdf.

110. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Кравчук С. В. Узгодження графіків генерування відновлюваних джерел енергії та електричного навантаження в локальній електричній системі. *Вісник Харківського Національного Технічного Університету Сільського Господарства Імені Петра Василенка. Технічні науки. Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України*. Харків : ХНТУСГ, – 2016. – № 2. – С. 30 – 37.

111. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Кравчук С. В. Узгодження графіків генерування відновлюваних джерел енергії та навантаження засобами морфометричного аналізу . *Wspolpraca Europejska European Cooperation*. – Warszawa. – 2016. – № 9 (16). – Р. 26 – 35.

112. Комп'ютерна програма «Морфометрія графіка електричних навантажень» / [Лежнюк П. Д., Комар В. О., Кравчук С. В.] // Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір №69917. Державна служба інтелектуальної власності України. 19.01.2017.

113. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Кравчук С. В. Врахування нестабільності генерування енергії відновлюваними джерелами в задачі вирівнювання добового графіка електричних навантажень. *Вісник Харківського Національного Технічного Університету Сільського Господарства Імені Петра Василенка. Технічні науки. Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України*. Харків : ХНТУСГ, 2016. – Випуск 176. – С. 15 – 18.

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

115. Varetsky Y. Stochastic modeling of a hybrid renewable energy system / Y. Varetsky, Z. Hanzelka. *Технічна електродинаміка*. – 2016. – № 2. – С. 58 – 62.

116. Про ринок електричної енергії : Закон України від 10.06.2018 р. [Електронний ресурс] // дата звернення 11.07.2018. URL: <http://zakon0.rada.gov.ua/laws/show/2019-19>.

117. Кузнєцов М. П. Методи прогнозування виробітку електроенергії вітровими електростанціями. *Відновлювана енергетика*. – 2010. – № 3. – С. 42 – 47.

118. Кузнєцов М. П., Лисенко О. В. Можливості короткотермінового прогнозування сонячної енергії. *Відновлювана енергетика*. – 2017. – № 1. – С. 25 – 31.

119. Лежнюк П. Д., Ковальчук О. А., Комар В. О., Кравчук С. В. Оцінювання балансової надійності в мережах з сонячними електричними станціями шляхом аналізу імовірнісних характеристик генерування. *Матеріали XVII міжнародної науково-практичної конференції «Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті»*. – 2016. – С. 300 – 304.

120. Комар В. О., Лесько В. О. Балансова надійність електричних систем і вплив на неї відновлюваних джерел енергії. Збірник доповідей. *Міжнародна науково-технічна конференція «Екологічна безпека та відновлювані джерела енергії»*. Вінниця, 2017. – С. 98 – 101.

121. 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.

122. Detailed Model of a 100-kW Grid-Connected PV Array. Mathworks. 2017. URL: <https://www.mathworks.com/help/physmod/sps/examples/detailed-model-of-a-100-kw-grid-connected-pv-array.html?requestedDomain=true>.

123. Лежнюк П. Д., Ковальчук О. А., Комар В. О., Кравчук С. В. Математичне моделювання регулювання реактивної потужності фотоелектричними станціями. *Матер. ХІХ міжнарод. наук.-практ. конф. «Відновлювана енергетика на енергоефективність ХХІ століття»*. Київ, 2018. – С. 273 – 277.

124. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Кравчук С. В. Фотоелектричні станції як елемент енергоефективного електропостачання. *Матеріали Міжнародної науково-практичної конференції «Цілі сталого розвитку третього тисячоліття: виклики для університетів наук про життя»*. Київ, 2018. – С. 17 – 19.

ДОДАТОК А

Результати розрахунку втрат електричної енергії для електричних мереж 35 – 110 кВ АТ «Вінницяобленерго»

Таблиця А.1 – Втрати електроенергії в мережах 35кВ та 110 кВ (19.06.2019)

без ФЕС		з ФЕС 2010-2020		з ФЕС 2010-2013		з ФЕС 2010-2016		з ФЕС 2010-2018	
35 кВ	110 кВ	35 кВ	110 кВ	35 кВ	110 кВ	35 кВ	110 кВ	35 кВ	110 кВ
Втрати MWh	Втрати MWh	Втрати MWh	Втрати MWh	Втрати MWh	Втрати MWh	Втрати MWh	Втрати MWh	Втрати MWh	Втрати MWh
2,43	3,79	2,42	3,79	2,43	3,79	2,43	3,79	2,44	3,79
2,38	3,69	2,37	3,69	2,38	3,69	2,38	3,69	2,39	3,69
2,37	3,63	2,36	3,63	2,37	3,63	2,37	3,63	2,37	3,63
2,36	3,58	2,35	3,58	2,36	3,58	2,36	3,58	2,37	3,58
2,35	3,63	2,35	3,62	2,35	3,63	2,35	3,62	2,36	3,62
2,40	3,66	2,39	3,65	2,40	3,66	2,40	3,65	2,40	3,65
2,54	3,86	2,52	3,81	2,54	3,86	2,54	3,83	2,55	3,81
2,64	4,02	2,62	3,82	2,65	4,01	2,66	3,93	2,66	3,86
2,93	4,31	2,98	3,98	2,95	4,29	2,98	4,15	2,98	4,05
2,96	4,54	3,39	4,19	2,99	4,51	3,03	4,33	3,03	4,23
3,15	4,65	4,09	4,42	3,20	4,63	3,24	4,43	3,24	4,41
3,26	4,77	4,40	4,47	3,31	4,73	3,33	4,53	3,34	4,46
3,24	4,88	3,86	4,50	3,29	4,84	3,31	4,61	3,32	4,53
3,32	4,99	4,08	4,74	3,38	4,96	3,44	4,74	3,46	4,74
2,95	4,96	5,22	4,79	3,04	4,92	3,09	4,70	3,12	4,71
3,26	5,09	5,06	4,77	3,32	5,05	3,36	4,76	3,39	4,75
3,23	5,00	4,56	4,66	3,27	4,97	3,31	4,73	3,34	4,70
3,25	4,90	3,79	4,51	3,28	4,88	3,31	4,69	3,33	4,63
3,55	4,82	3,50	4,53	3,56	4,80	3,58	4,72	3,60	4,67
2,65	4,47	2,65	4,35	2,65	4,46	2,66	4,44	2,66	4,41
2,68	4,46	2,66	4,42	2,68	4,45	2,69	4,45	2,69	4,44
2,77	4,59	2,75	4,59	2,77	4,59	2,77	4,59	2,77	4,59
2,77	4,47	2,75	4,48	2,77	4,47	2,77	4,47	2,77	4,48
2,58	4,10	2,57	4,11	2,58	4,10	2,58	4,10	2,58	4,11

Таблиця А.2 – Втрати електроенергії в мережах 35кВ та 110 кВ (18.12.2019)

без ФЕС		з ФЕС 2010-2020		з ФЕС 2010-2013		з ФЕС 2010-2016		з ФЕС 2010-2018	
35 кВ	110 кВ	35 кВ	110 кВ	35 кВ	110 кВ	35 кВ	110 кВ	35 кВ	110 кВ
Втрати MWh	Втрати MWh	Втрати MWh	Втрати MWh	Втрати MWh	Втрати MWh	Втрати MWh	Втрати MWh	Втрати MWh	Втрати MWh
2,60	3,82	2,61	3,89	2,62	3,83	2,62	3,83	2,62	3,87
2,53	3,74	2,52	3,80	2,53	3,74	2,53	3,74	2,53	3,78
2,52	3,63	2,51	3,69	2,52	3,63	2,52	3,63	2,53	3,67
2,53	3,59	2,52	3,66	2,53	3,59	2,53	3,59	2,54	3,63
2,53	3,68	2,52	3,75	2,53	3,68	2,53	3,68	2,54	3,72
2,63	3,88	2,62	3,95	2,63	3,88	2,63	3,88	2,64	3,92
2,89	4,28	2,90	4,34	2,89	4,28	2,90	4,27	2,91	4,32
3,04	4,62	3,08	4,65	3,05	4,62	3,08	4,58	3,09	4,63
3,10	4,97	3,18	4,91	3,11	4,96	3,19	4,86	3,21	4,90
3,04	5,40	3,11	5,10	3,05	5,36	3,11	5,17	3,12	5,16
2,97	4,92	3,02	4,70	3,00	4,86	2,98	4,82	2,99	4,79
2,94	4,74	3,07	4,82	2,99	4,70	2,90	4,88	2,91	4,86
2,84	4,62	2,96	4,79	2,86	4,57	2,78	4,80	2,77	4,78
2,85	4,64	2,87	4,64	2,85	4,55	2,81	4,74	2,80	4,72
2,85	4,80	2,85	4,44	2,84	4,72	2,85	4,63	2,84	4,61
3,01	5,40	3,19	4,99	3,06	5,39	3,20	5,13	3,23	5,14
3,15	5,80	3,32	5,65	3,18	5,81	3,32	5,61	3,35	5,66
3,27	6,00	3,38	5,88	3,28	6,01	3,38	5,83	3,40	5,88
3,17	5,59	3,23	5,57	3,18	5,59	3,24	5,52	3,25	5,56
3,09	5,20	3,10	5,24	3,09	5,20	3,11	5,18	3,12	5,23
3,10	4,93	3,10	4,99	3,10	4,93	3,11	4,93	3,12	4,97
3,06	4,88	3,06	4,93	3,06	4,88	3,06	4,88	3,07	4,92
3,00	4,54	2,99	4,60	3,00	4,54	3,00	4,54	3,01	4,58
2,79	4,21	2,78	4,26	2,79	4,21	2,79	4,21	2,79	4,24

ДОДАТОК Б

Результати визначення основних імовірнісних характеристик процесів генерування Гальжбійвської ФЕС та навантаження лінії Ф-15 «ПС Ямпіль 110/10кВ»:

Для зимового періоду

Час доби	Генерування ФЕС																	
	Компонента 1						Компонента 2						Компонента 3					
	Min	Max	М	СКВ	Вага		Min	Max	М	СКВ	Вага		Min	Max	М	СКВ	Вага	
06:00 - 06:30	0.0	21.8	10.4	3.0	0.6		22.6	29.9	26.3	7.8	0.3		30.4	34.8	32.6	9.0	0.1	
06:30 - 07:00	5.8	37.4	20.4	5.8	0.4		42.8	68.2	55.5	16.4	0.5		68.6	78.1	73.4	20.2	0.1	
07:00 - 07:30	4.5	71.4	35.8	10.2	0.4		73.0	102.1	87.6	25.9	0.3		103.3	141.8	122.5	33.8	0.3	
07:30 - 08:00	8.5	100.2	51.3	14.6	0.3		115.9	159.2	137.6	40.8	0.4		160.2	212.1	186.1	51.4	0.3	
08:00 - 08:30	14.4	140.5	73.1	20.8	0.3		147.4	182.9	165.1	48.9	0.2		187.9	254.4	221.1	61.0	0.5	
08:30 - 09:00	16.4	180.4	92.8	26.5	0.3		183.0	228.9	206.0	61.0	0.2		229.1	300.5	264.8	73.1	0.5	
09:00 - 09:30	17.1	182.0	93.9	26.8	0.2		193.6	268.1	230.9	68.4	0.2		277.5	346.3	311.9	86.1	0.6	
09:30 - 10:00	30.8	224.3	120.4	34.3	0.2		242.8	303.9	273.4	81.0	0.2		309.9	383.5	346.7	95.7	0.6	
10:00 - 10:30	19.6	230.3	117.9	33.6	0.2		237.2	320.0	278.6	82.5	0.2		336.8	409.9	373.3	103.0	0.6	
10:30 - 11:00	17.7	279.3	140.1	39.9	0.2		251.7	358.2	304.9	90.3	0.3		366.4	435.4	400.9	110.6	0.5	
11:00 - 11:30	25.7	162.8	88.9	25.3	0.1		189.7	349.8	269.7	79.9	0.2		357.4	447.3	402.3	111.0	0.7	
11:30 - 12:00	27.5	230.5	121.7	34.7	0.2		252.4	370.0	311.2	92.2	0.3		380.1	455.4	417.7	115.3	0.5	
12:00 - 12:30	22.9	261.9	134.4	38.3	0.2		266.2	353.8	310.0	91.8	0.2		366.4	461.4	413.9	114.2	0.6	
12:30 - 13:00	41.0	267.1	145.3	41.4	0.3		271.4	375.6	323.5	95.8	0.3		378.2	475.7	426.9	117.8	0.6	
13:00 - 13:30	39.1	254.9	138.7	39.5	0.3		270.3	353.9	312.1	92.5	0.2		358.1	445.8	402.0	110.9	0.5	
13:30 - 14:00	1.6	243.2	115.5	32.9	0.2		268.3	360.6	314.5	93.2	0.3		369.3	451.5	410.4	113.3	0.5	
14:00 - 14:30	2.4	200.9	95.9	27.3	0.2		235.5	353.8	294.6	87.3	0.4		359.5	441.1	400.3	110.5	0.4	
14:30 - 15:00	18.2	143.0	76.0	21.7	0.1		154.4	380.5	267.5	79.2	0.6		353.8	408.5	381.1	105.2	0.3	
15:00 - 15:30	13.0	183.4	92.6	26.4	0.2		217.5	291.9	254.7	75.5	0.3		298.4	373.9	336.1	92.8	0.6	
15:30 - 16:00	3.4	146.9	70.9	20.2	0.1		170.5	280.8	225.7	66.9	0.5		287.7	365.9	326.8	90.2	0.4	
16:00 - 16:30	1.0	136.3	64.8	18.5	0.2		138.7	236.8	187.8	55.6	0.3		239.0	301.7	270.4	74.6	0.5	
16:30 - 17:00	25.3	130.4	73.4	20.9	0.2		131.4	194.8	163.1	48.3	0.4		198.0	232.2	215.1	59.4	0.4	
17:00 - 17:30	11.4	96.7	51.0	14.5	0.2		109.3	144.4	126.8	37.6	0.5		145.9	166.2	156.0	43.1	0.3	
17:30 - 18:00	7.1	78.0	40.2	11.4	0.3		80.7	107.5	94.1	27.9	0.4		108.3	126.2	117.2	32.4	0.3	
18:00 - 18:30	2.2	48.8	24.0	6.8	0.4		50.4	85.7	68.0	20.2	0.4		87.8	104.9	96.3	26.6	0.2	
18:30 - 19:00	4.0	44.5	22.9	6.5	0.6		46.6	54.5	50.6	15.0	0.3		57.6	69.8	63.7	17.6	0.1	
19:00 - 19:30	0.4	37.9	18.0	5.1	0.9		44.3	77.6	61.0	18.1	0.1		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
19:30 - 20:00	0.2	25.1	12.0	3.4	0.9		26.1	40.5	33.3	9.9	0.1		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	

де М – математичне очікування генерування ФЕС (кВт), СКВ – середньоквадратичне відхилення, Min, Max – порогові значення компонент.

Навантаження ЛЕС												
Час доби	Компонента 1						Компонента 2					
	Min	Max	M	СКВ	Вага		Min	Max	M	СКВ	Вага	
06:00 - 06:30	0.2	2059.9	1030.1	154.5	0.1		2092.6	2194.5	2143.6	267.9	0.9	
06:30 - 07:00	38.5	2102.7	1070.6	160.6	0.1		2135.4	2257.1	2196.2	274.5	0.9	
07:00 - 07:30	29.9	2142.3	1086.1	162.9	0.1		2174.9	2297.5	2236.2	279.5	0.9	
07:30 - 08:00	57.0	2640.4	1348.7	202.3	0.1		2673.1	2823.8	2748.5	343.6	0.9	
08:00 - 08:30	96.1	1843.0	969.5	145.4	0.1		1875.7	2022.9	1949.3	243.7	0.9	
08:30 - 09:00	109.0	1665.8	887.4	133.1	0.1		1698.5	2307.2	2002.8	250.4	0.9	
09:00 - 09:30	114.2	1855.2	984.7	147.7	0.1		1887.9	2195.2	2041.5	255.2	0.9	
09:30 - 10:00	205.5	1906.8	1056.2	158.4	0.1		1939.5	2141.0	2040.2	255.0	0.9	
10:00 - 10:30	130.7	1786.0	958.4	143.8	0.1		1818.7	2179.7	1999.2	249.9	0.9	
10:30 - 11:00	118.0	1625.6	871.8	130.8	0.1		1658.3	2054.1	1856.2	232.0	0.9	
11:00 - 11:30	171.1	1576.4	873.8	131.1	0.1		1609.1	2101.8	1855.5	231.9	0.9	
11:30 - 12:00	183.0	1385.5	784.2	117.6	0.1		1418.1	1869.0	1643.6	205.4	0.9	
12:00 - 12:30	152.7	1421.2	786.9	118.0	0.1		1453.8	1819.1	1636.5	204.6	0.9	
12:30 - 13:00	273.3	1614.0	943.6	141.5	0.1		1646.7	2024.0	1835.3	229.4	0.9	
13:00 - 13:30	260.6	1733.5	997.1	149.6	0.1		1766.2	2096.9	1931.6	241.4	0.9	
13:30 - 14:00	10.5	1848.4	929.4	139.4	0.1		1881.0	2221.0	2051.0	256.4	0.9	
14:00 - 14:30	15.9	1804.9	910.4	136.6	0.1		1837.6	2236.0	2036.8	254.6	0.9	
14:30 - 15:00	121.0	1864.7	992.9	148.9	0.1		1897.4	2511.8	2204.6	275.6	0.9	
15:00 - 15:30	86.4	2065.7	1076.1	161.4	0.1		2098.4	2339.0	2218.7	277.3	0.9	
15:30 - 16:00	22.8	1989.2	1006.0	150.9	0.1		2021.9	2380.7	2201.3	275.2	0.9	
16:00 - 16:30	6.7	2187.6	1097.1	164.6	0.1		2220.3	2548.6	2384.5	298.1	0.9	
16:30 - 17:00	168.6	1645.0	906.8	136.0	0.1		1677.6	1969.0	1823.3	227.9	0.9	
17:00 - 17:30	75.7	1753.5	914.6	137.2	0.1		1786.2	2075.8	1931.0	241.4	0.9	
17:30 - 18:00	47.3	1891.6	969.4	145.4	0.1		1924.3	2175.6	2049.9	256.2	0.9	
18:00 - 18:30	14.4	1933.5	974.0	146.1	0.1		1966.2	2070.2	2018.2	252.3	0.9	
18:30 - 19:00	26.4	2154.3	1090.4	163.6	0.1		2187.0	2219.7	2203.3	275.4	0.9	
19:00 - 19:30	2.4	2121.2	1061.8	159.3	0.1		2153.9	2292.8	2223.3	277.9	0.9	
19:30 - 20:00	1.5	2137.1	496.6	74.5	0.1		2169.8	2237.7	2203.8	275.5	0.9	

де М – математичне очікування навантаження ЛЕС (кВт), СКВ – середньоквадратичне відхилення, Min, Max – порогові значення компонент

Для весняного періоду

Час доби	Генерування ФЕС														
	Компонента 1					Компонента 2					Компонента 3				
	Min	Max	М	СКВ	Вага	Min	Max	М	СКВ	Вага	Min	Max	М	СКВ	Вага
06:00 - 06:30	0.1	52.1	24.8	7.1	0.6	53.8	71.4	62.6	18.6	0.3	72.4	83.1	77.7	21.5	0.1
06:30 - 07:00	13.8	89.2	48.6	13.8	0.4	102.1	162.5	132.3	39.2	0.5	163.5	186.3	174.9	48.3	0.1
07:00 - 07:30	10.7	170.2	85.3	24.3	0.4	174.2	243.5	208.8	61.9	0.3	246.3	338.2	292.2	80.7	0.3
07:30 - 08:00	20.4	238.9	122.3	34.9	0.3	276.5	379.7	328.1	97.2	0.4	382.0	505.7	443.8	122.5	0.3
08:00 - 08:30	34.4	335.1	174.3	49.7	0.3	351.5	436.2	393.8	116.7	0.2	448.0	606.5	527.3	145.5	0.5
08:30 - 09:00	39.0	430.2	221.3	63.1	0.3	436.4	545.9	491.2	145.5	0.2	546.3	716.5	631.4	174.3	0.5
09:00 - 09:30	40.8	433.9	223.9	63.8	0.2	461.8	639.3	550.5	163.1	0.2	661.6	825.8	743.7	205.3	0.6
09:30 - 10:00	73.5	534.9	287.0	81.8	0.2	579.0	724.8	651.9	193.2	0.2	739.0	914.4	826.7	228.2	0.6
10:00 - 10:30	46.8	549.2	281.1	80.1	0.2	565.5	763.2	664.3	196.8	0.2	803.1	977.5	890.3	245.7	0.6
10:30 - 11:00	42.2	665.9	334.0	95.2	0.2	600.2	854.1	727.1	215.4	0.3	873.8	1038.2	956.0	263.9	0.5
11:00 - 11:30	61.2	388.2	212.0	60.4	0.1	452.3	834.2	643.2	190.6	0.2	852.2	1066.7	959.4	264.8	0.7
11:30 - 12:00	65.5	549.6	290.1	82.7	0.2	601.8	882.3	742.1	219.9	0.3	906.4	1085.9	996.2	274.9	0.5
12:00 - 12:30	54.6	624.6	320.4	91.3	0.2	634.8	843.6	739.2	219.0	0.2	873.8	1100.2	987.0	272.4	0.6
12:30 - 13:00	97.8	636.9	346.6	98.8	0.3	647.2	895.6	771.4	228.6	0.3	901.8	1134.3	1018.0	281.0	0.6
13:00 - 13:30	93.2	607.8	330.7	94.2	0.3	644.5	843.8	744.2	220.5	0.2	853.8	1063.2	958.5	264.5	0.5
13:30 - 14:00	3.8	580.0	275.4	78.5	0.2	639.8	860.0	749.9	222.2	0.3	880.6	1076.7	978.7	270.1	0.5
14:00 - 14:30	5.7	479.2	228.7	65.2	0.2	561.5	843.6	702.5	208.2	0.4	857.2	1051.8	954.5	263.4	0.4
14:30 - 15:00	43.3	341.0	181.3	51.7	0.1	368.1	907.5	637.8	189.0	0.6	843.6	974.2	908.9	250.9	0.3
15:00 - 15:30	30.9	437.2	220.8	62.9	0.2	518.8	696.0	607.4	180.0	0.3	711.5	891.5	801.5	221.2	0.6
15:30 - 16:00	8.2	350.2	169.0	48.2	0.1	406.5	669.7	538.1	159.4	0.5	686.1	872.6	779.3	215.1	0.4
16:00 - 16:30	2.4	325.1	154.5	44.0	0.2	330.8	564.8	447.8	132.7	0.3	570.0	719.5	644.8	178.0	0.5
16:30 - 17:00	60.3	310.8	175.1	49.9	0.2	313.2	464.6	388.9	115.2	0.4	472.2	553.6	512.9	141.6	0.4
17:00 - 17:30	27.1	230.7	121.6	34.7	0.2	260.5	344.3	302.4	89.6	0.5	347.9	396.3	372.1	102.7	0.3
17:30 - 18:00	16.9	186.1	95.8	27.3	0.3	192.5	256.3	224.4	66.5	0.4	258.2	300.9	279.5	77.2	0.3
18:00 - 18:30	5.2	116.3	57.3	16.3	0.4	120.1	204.3	162.2	48.1	0.4	209.3	250.2	229.7	63.4	0.2
18:30 - 19:00	9.5	106.1	54.5	15.5	0.6	111.1	130.1	120.6	35.7	0.3	137.4	166.4	151.9	41.9	0.1
19:00 - 19:30	0.8	90.4	43.0	12.3	0.9	105.6	185.1	145.3	43.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
19:30 - 20:00	0.5	59.9	28.5	8.1	0.9	62.3	96.5	79.4	23.5	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

де М – математичне очікування генерування ФЕС (кВт), СКВ – середньоквадратичне відхилення, Min, Max – порогові значення компонент.

Навантаження ЛЕС												
Час доби	Компонента 1						Компонента 2					
	Min	Max	M	СКВ	Вага		Min	Max	M	СКВ	Вага	
06:00 - 06:30	0.1	1101.8	551.0	82.6	0.1		1119.3	1173.8	1146.6	143.3	0.9	
06:30 - 07:00	20.6	1124.7	572.6	85.9	0.1		1142.2	1207.3	1174.7	146.8	0.9	
07:00 - 07:30	16.0	1145.9	580.9	87.1	0.1		1163.3	1228.9	1196.1	149.5	0.9	
07:30 - 08:00	30.5	1412.3	721.4	108.2	0.1		1429.8	1510.4	1470.1	183.8	0.9	
08:00 - 08:30	51.4	985.8	518.6	77.8	0.1		1003.3	1082.0	1042.6	130.3	0.9	
08:30 - 09:00	58.3	891.0	474.7	71.2	0.1		908.5	1234.1	1071.3	133.9	0.9	
09:00 - 09:30	61.1	992.3	526.7	79.0	0.1		1009.8	1174.2	1092.0	136.5	0.9	
09:30 - 10:00	109.9	1019.9	564.9	84.7	0.1		1037.4	1145.2	1091.3	136.4	0.9	
10:00 - 10:30	69.9	955.3	512.6	76.9	0.1		972.8	1165.9	1069.3	133.7	0.9	
10:30 - 11:00	63.1	869.5	466.3	69.9	0.1		887.0	1098.7	992.9	124.1	0.9	
11:00 - 11:30	91.5	843.2	467.4	70.1	0.1		860.7	1124.2	992.5	124.1	0.9	
11:30 - 12:00	97.9	741.1	419.5	62.9	0.1		758.5	999.7	879.1	109.9	0.9	
12:00 - 12:30	81.7	760.2	420.9	63.1	0.1		777.6	973.0	875.3	109.4	0.9	
12:30 - 13:00	146.2	863.3	504.7	75.7	0.1		880.8	1082.6	981.7	122.7	0.9	
13:00 - 13:30	139.4	927.2	533.3	80.0	0.1		944.7	1121.6	1033.2	129.1	0.9	
13:30 - 14:00	5.6	988.7	497.1	74.6	0.1		1006.1	1188.0	1097.0	137.1	0.9	
14:00 - 14:30	8.5	965.4	487.0	73.0	0.1		982.9	1196.0	1089.5	136.2	0.9	
14:30 - 15:00	64.7	997.4	531.1	79.7	0.1		1014.9	1343.5	1179.2	147.4	0.9	
15:00 - 15:30	46.2	1104.9	575.6	86.3	0.1		1122.4	1251.1	1186.7	148.3	0.9	
15:30 - 16:00	12.2	1064.0	538.1	80.7	0.1		1081.5	1273.4	1177.4	147.2	0.9	
16:00 - 16:30	3.6	1170.1	586.8	88.0	0.1		1187.6	1363.2	1275.4	159.4	0.9	
16:30 - 17:00	90.2	879.9	485.0	72.8	0.1		897.3	1053.2	975.3	121.9	0.9	
17:00 - 17:30	40.5	937.9	489.2	73.4	0.1		955.4	1110.3	1032.9	129.1	0.9	
17:30 - 18:00	25.3	1011.8	518.5	77.8	0.1		1029.3	1163.7	1096.5	137.1	0.9	
18:00 - 18:30	7.7	1034.2	521.0	78.1	0.1		1051.7	1107.3	1079.5	134.9	0.9	
18:30 - 19:00	14.1	1152.3	583.2	87.5	0.1		1169.8	1187.3	1178.5	147.3	0.9	
19:00 - 19:30	1.3	1134.6	567.9	85.2	0.1		1152.1	1226.4	1189.2	148.7	0.9	
19:30 - 20:00	0.8	1143.1	496.6	74.5	0.1		1160.6	1196.9	1178.8	147.3	0.9	

де М – математичне очікування навантаження ЛЕС (кВт), СКВ – середньоквадратичне відхилення, Min, Max – порогові значення компонент

Для осіннього періоду

Час доби	Генерування ФЕС														
	Компонента 1				Компонента 2				Компонента 3						
	Min	Max	М	СКВ	Вага	Min	Max	М	СКВ	Вага	Min	Max	М	СКВ	Вага
06:00 - 06:30	0.1	45.1	21.3	6.1	0.6	46.7	61.9	54.3	16.1	0.3	62.7	72.0	67.4	18.6	0.1
06:30 - 07:00	11.9	77.3	42.1	12.0	0.4	88.5	140.9	114.7	34.0	0.5	141.7	161.5	151.6	41.8	0.1
07:00 - 07:30	9.3	147.5	73.9	21.1	0.4	150.9	211.0	181.0	53.6	0.3	213.5	293.1	253.3	69.9	0.3
07:30 - 08:00	17.7	207.1	106.0	30.2	0.3	239.6	329.1	284.3	84.2	0.4	331.1	438.3	384.7	106.2	0.3
08:00 - 08:30	29.8	290.4	151.0	43.0	0.3	304.6	378.0	341.3	101.1	0.2	388.3	525.7	457.0	126.1	0.5
08:30 - 09:00	33.8	372.9	191.8	54.7	0.3	378.2	473.1	425.7	126.1	0.2	473.5	620.9	547.2	151.0	0.5
09:00 - 09:30	35.4	376.1	194.1	55.3	0.2	400.2	554.1	477.1	141.4	0.2	573.4	715.7	644.6	177.9	0.6
09:30 - 10:00	63.7	463.6	248.7	70.9	0.2	501.8	628.1	565.0	167.4	0.2	640.5	792.5	716.5	197.7	0.6
10:00 - 10:30	40.5	475.9	243.6	69.4	0.2	490.1	661.4	575.8	170.6	0.2	696.0	847.1	771.6	213.0	0.6
10:30 - 11:00	36.6	577.1	289.5	82.5	0.2	520.1	740.2	630.2	186.7	0.3	757.3	899.8	828.5	228.7	0.5
11:00 - 11:30	53.1	336.5	183.7	52.4	0.1	392.0	722.9	557.5	165.2	0.2	738.5	924.5	831.5	229.5	0.7
11:30 - 12:00	56.7	476.3	251.4	71.7	0.2	521.6	764.7	643.1	190.6	0.3	785.5	941.1	863.3	238.3	0.5
12:00 - 12:30	47.3	541.3	277.7	79.1	0.2	550.1	731.1	640.6	189.8	0.2	757.3	953.5	855.4	236.1	0.6
12:30 - 13:00	84.7	552.0	300.3	85.6	0.3	560.9	776.2	668.5	198.1	0.3	781.5	983.1	882.3	243.5	0.6
13:00 - 13:30	80.8	526.7	286.6	81.7	0.3	558.6	731.3	645.0	191.1	0.2	740.0	921.4	830.7	229.3	0.5
13:30 - 14:00	3.3	502.7	238.6	68.0	0.2	554.5	745.3	649.9	192.6	0.3	763.2	933.1	848.2	234.1	0.5
14:00 - 14:30	4.9	415.3	198.2	56.5	0.2	486.6	731.1	608.9	180.4	0.4	742.9	911.5	827.2	228.3	0.4
14:30 - 15:00	37.5	295.5	157.1	44.8	0.1	319.0	786.5	552.7	163.8	0.6	731.1	844.3	787.7	217.4	0.3
15:00 - 15:30	26.8	378.9	191.4	54.5	0.2	449.6	603.2	526.4	156.0	0.3	616.6	772.7	694.6	191.7	0.6
15:30 - 16:00	7.1	303.5	146.5	41.8	0.1	352.3	580.4	466.4	138.2	0.5	594.6	756.3	675.4	186.4	0.4
16:00 - 16:30	2.1	281.7	133.9	38.2	0.2	286.7	489.5	388.1	115.0	0.3	494.0	623.6	558.8	154.2	0.5
16:30 - 17:00	52.3	269.4	151.7	43.2	0.2	271.5	402.7	337.1	99.9	0.4	409.3	479.8	444.5	122.7	0.4
17:00 - 17:30	23.5	199.9	105.4	30.0	0.2	225.8	298.4	262.1	77.7	0.5	301.5	343.5	322.5	89.0	0.3
17:30 - 18:00	14.7	161.3	83.0	23.7	0.3	166.8	222.1	194.5	57.6	0.4	223.7	260.8	242.3	66.9	0.3
18:00 - 18:30	4.5	100.8	49.7	14.2	0.4	104.1	177.1	140.6	41.6	0.4	181.4	216.8	199.1	55.0	0.2
18:30 - 19:00	8.2	91.9	47.2	13.5	0.6	96.3	112.7	104.5	31.0	0.3	119.1	144.2	131.6	36.3	0.1
19:00 - 19:30	0.7	78.3	37.3	10.6	0.9	91.5	160.4	126.0	37.3	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
19:30 - 20:00	0.5	51.9	24.7	7.0	0.9	54.0	83.7	68.8	20.4	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

де М – математичне очікування генерування ФЕС (кВт), СКВ – середньоквадратичне відхилення, Min, Max – порогові значення компонент.

Час доби	Навантаження ЛЕС									
	Компонента 1					Компонента 2				
	Min	Max	M	СКВ	Вага	Min	Max	M	СКВ	Вага
06:00 - 06:30	0.2	1916.2	958.2	143.7	0.1	1946.6	2041.4	1994.0	249.3	0.9
06:30 - 07:00	35.8	1956.0	995.9	149.4	0.1	1986.4	2099.6	2043.0	255.4	0.9
07:00 - 07:30	27.8	1992.8	1010.3	151.5	0.1	2023.2	2137.2	2080.2	260.0	0.9
07:30 - 08:00	53.0	2456.2	1254.6	188.2	0.1	2486.6	2626.8	2556.7	319.6	0.9
08:00 - 08:30	89.4	1714.4	901.9	135.3	0.1	1744.8	1881.8	1813.3	226.7	0.9
08:30 - 09:00	101.4	1549.6	825.5	123.8	0.1	1580.0	2146.2	1863.1	232.9	0.9
09:00 - 09:30	106.2	1725.8	916.0	137.4	0.1	1756.2	2042.0	1899.1	237.4	0.9
09:30 - 10:00	191.2	1773.8	982.5	147.4	0.1	1804.2	1991.6	1897.9	237.2	0.9
10:00 - 10:30	121.6	1661.4	891.5	133.7	0.1	1691.8	2027.6	1859.7	232.5	0.9
10:30 - 11:00	109.8	1512.2	811.0	121.7	0.1	1542.6	1910.8	1726.7	215.8	0.9
11:00 - 11:30	159.2	1466.4	812.8	121.9	0.1	1496.8	1955.2	1726.0	215.8	0.9
11:30 - 12:00	170.2	1288.8	729.5	109.4	0.1	1319.2	1738.6	1528.9	191.1	0.9
12:00 - 12:30	142.0	1322.0	732.0	109.8	0.1	1352.4	1692.2	1522.3	190.3	0.9
12:30 - 13:00	254.2	1501.4	877.8	131.7	0.1	1531.8	1882.8	1707.3	213.4	0.9
13:00 - 13:30	242.4	1612.6	927.5	139.1	0.1	1643.0	1950.6	1796.8	224.6	0.9
13:30 - 14:00	9.8	1719.4	864.6	129.7	0.1	1749.8	2066.0	1907.9	238.5	0.9
14:00 - 14:30	14.8	1679.0	846.9	127.0	0.1	1709.4	2080.0	1894.7	236.8	0.9
14:30 - 15:00	112.6	1734.6	923.6	138.5	0.1	1765.0	2336.6	2050.8	256.4	0.9
15:00 - 15:30	80.4	1921.6	1001.0	150.2	0.1	1952.0	2175.8	2063.9	258.0	0.9
15:30 - 16:00	21.2	1850.4	935.8	140.4	0.1	1880.8	2214.6	2047.7	256.0	0.9
16:00 - 16:30	6.2	2035.0	1020.6	153.1	0.1	2065.4	2370.8	2218.1	277.3	0.9
16:30 - 17:00	156.8	1530.2	843.5	126.5	0.1	1560.6	1831.6	1696.1	212.0	0.9
17:00 - 17:30	70.4	1631.2	850.8	127.6	0.1	1661.6	1931.0	1796.3	224.5	0.9
17:30 - 18:00	44.0	1759.6	901.8	135.3	0.1	1790.0	2023.8	1906.9	238.4	0.9
18:00 - 18:30	13.4	1798.6	906.0	135.9	0.1	1829.0	1925.8	1877.4	234.7	0.9
18:30 - 19:00	24.6	2004.0	1014.3	152.1	0.1	2034.4	2064.8	2049.6	256.2	0.9
19:00 - 19:30	2.2	1973.2	987.7	148.2	0.1	2003.6	2132.8	2068.2	258.5	0.9
19:30 - 20:00	1.4	1988.0	496.6	74.5	0.1	2018.4	2081.6	2050.0	256.3	0.9

де М – математичне очікування навантаження ЛЕС (кВт), СКВ – середньоквадратичне відхилення, Min, Max – порогові значення компонент

ДОДАТОК В

Розрахунки режимів електричної мережі 110/35/10 кВ АТ «Вінницяобленерго»

В.1 Режим максимальних навантажень електричної мережі 110/35/10 кВ

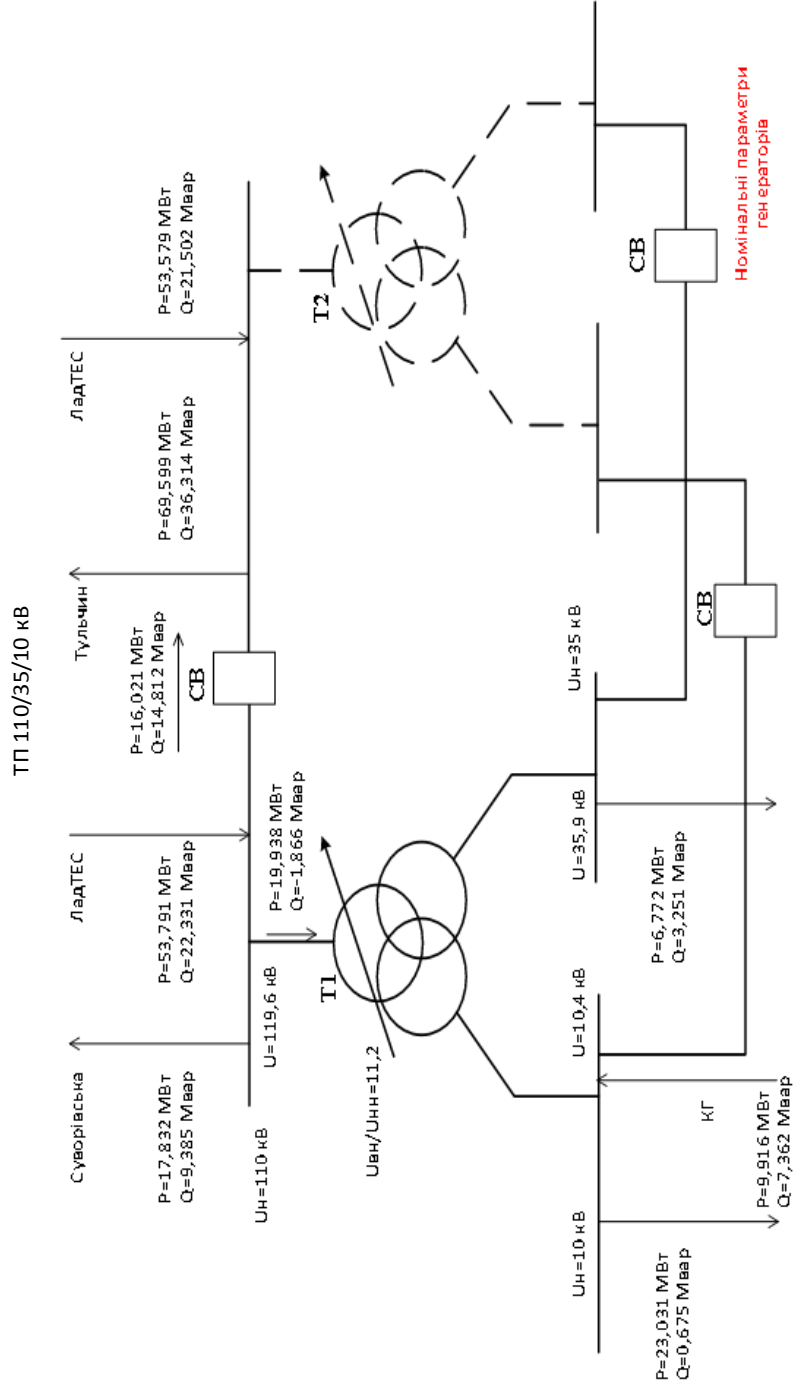


Рис. В.1 Режим максимального навантаження з КГ ($U=120\text{кВ}$)

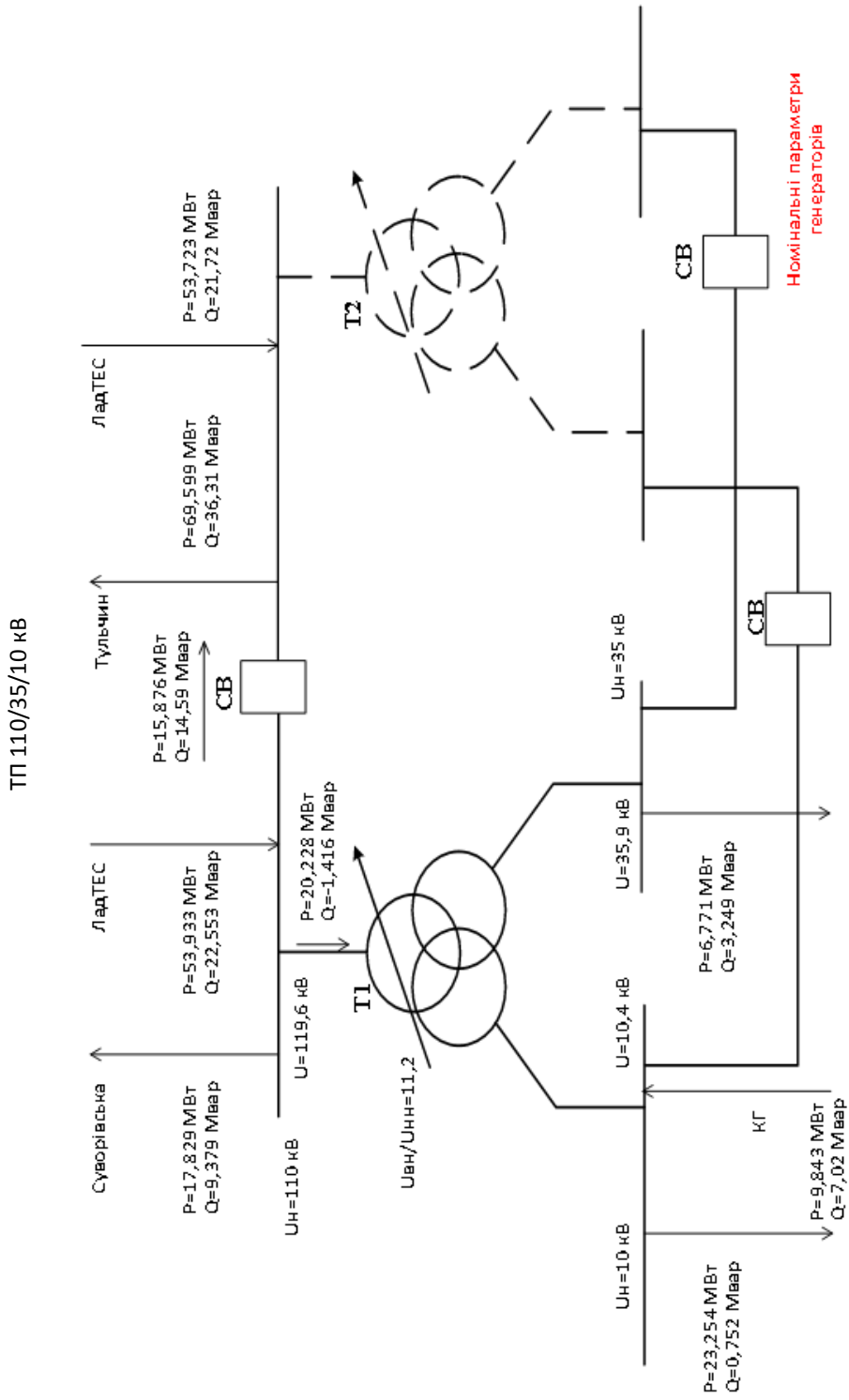


Рис. В.2 Режим максимального навантаження з КГ ($U = 120 \text{ кВ}$)
з живленням по одній кабельній лінії

ТП 110/35/10 кВ

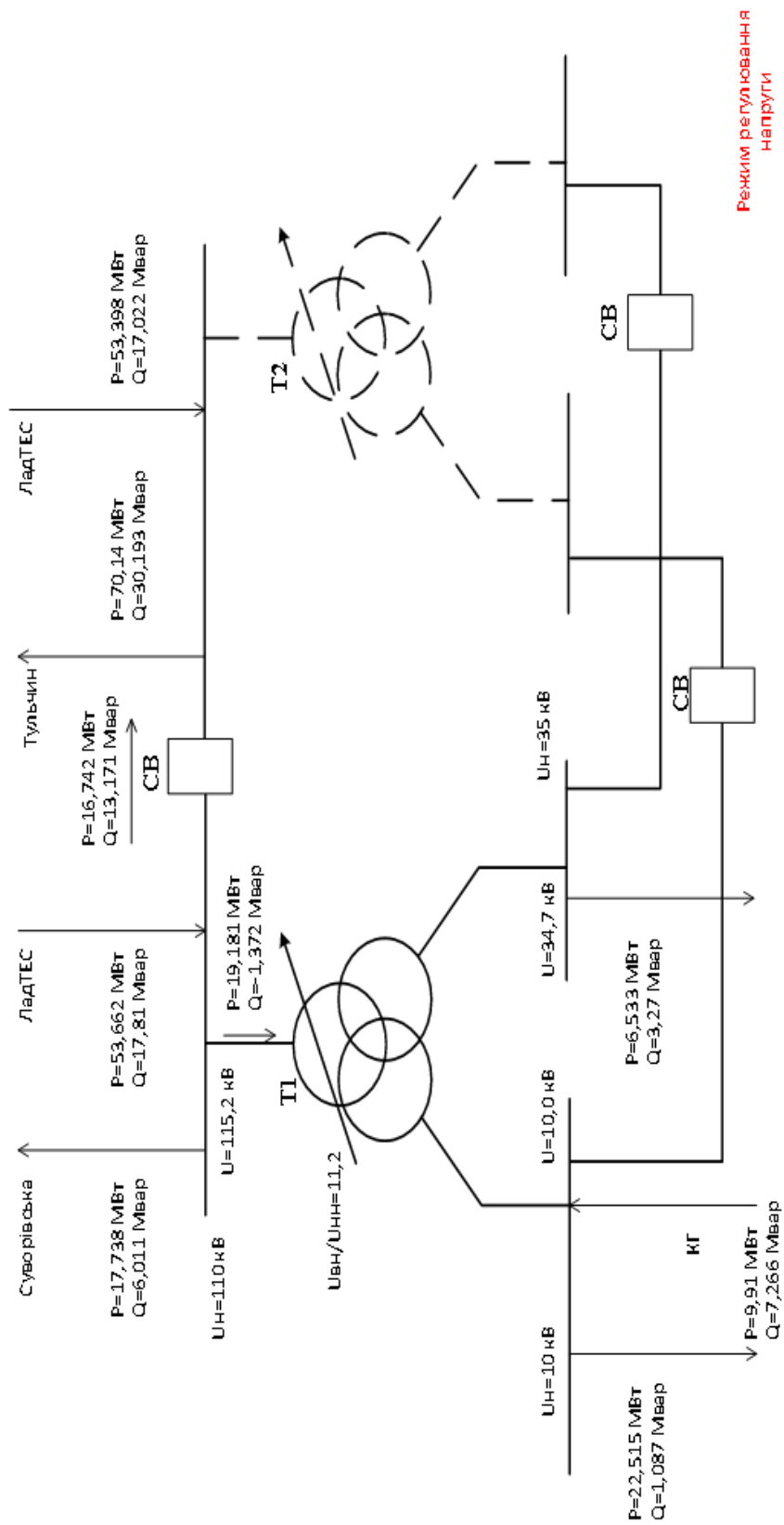


Рис. В.3 Режим максимального навантаження з КГ (U=116кВ)

ТП 110/35/10 кВ

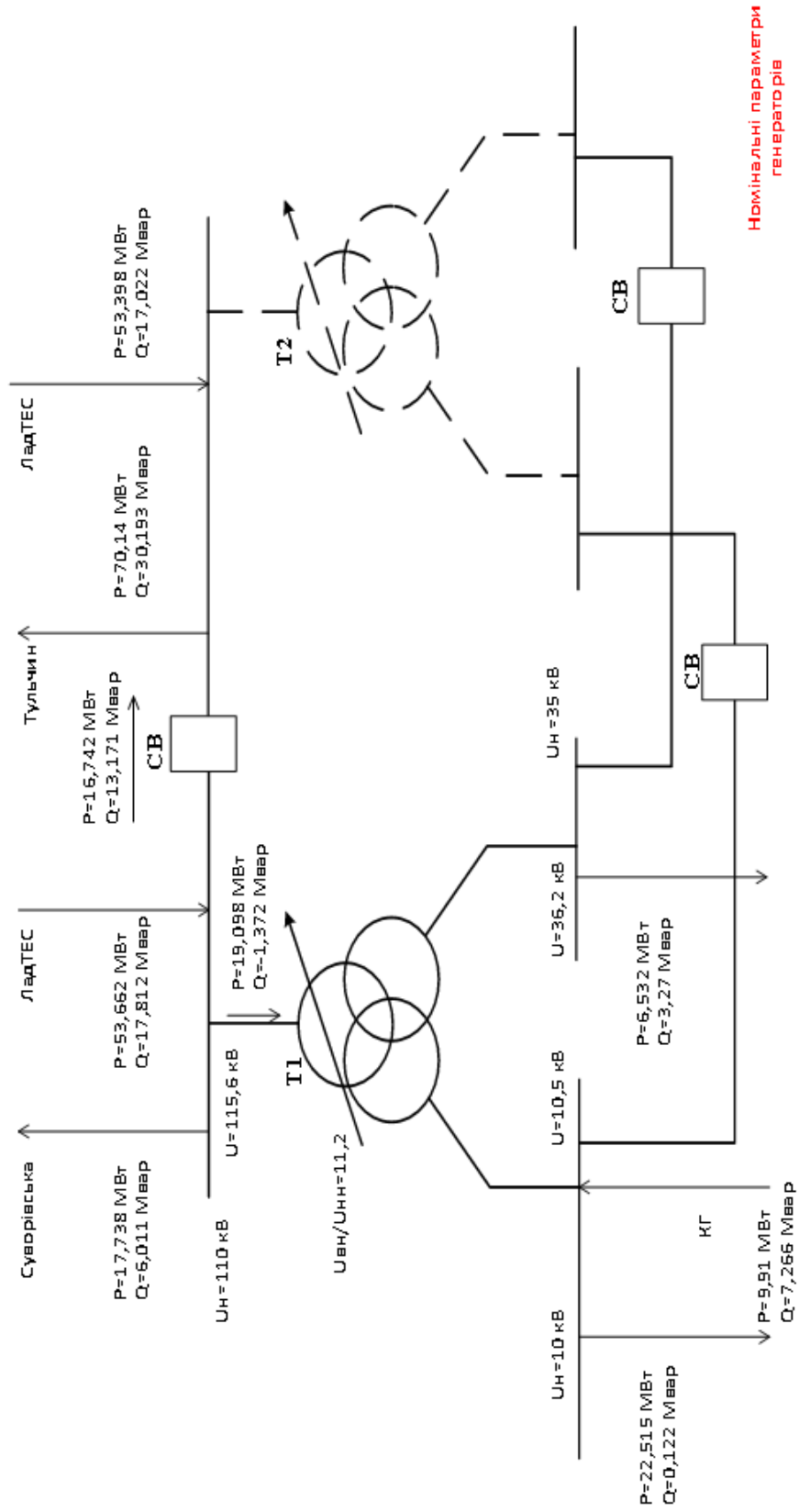


Рис. В.4 Режим максимального навантаження з КГ (U=116кВ)

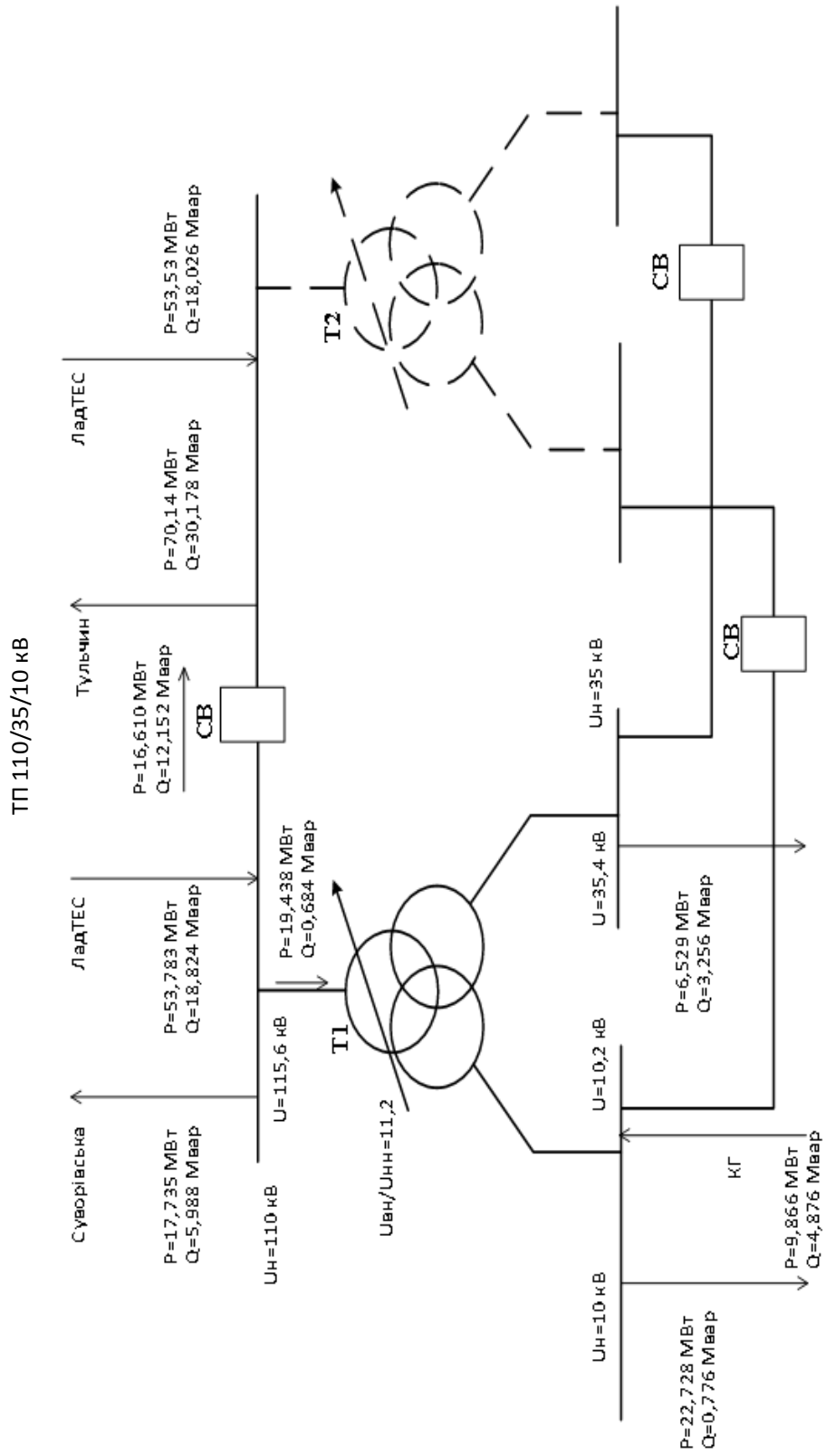


Рис. В.5 Режим максимального навантаження з КГ (U=116кВ)
з живленням по одній кабельній лінії

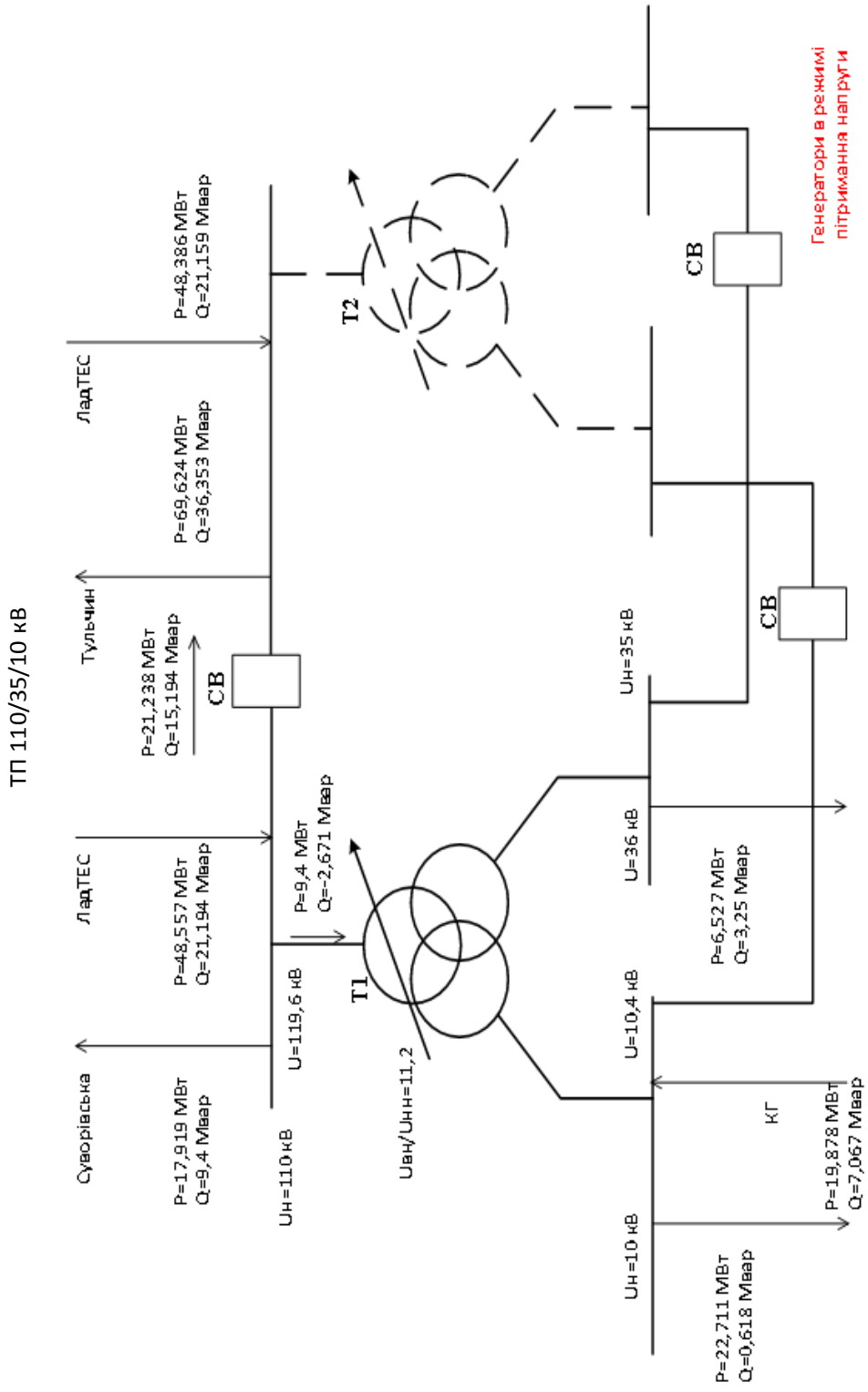


Рис. В.6 Режим максимального навантаження з 20 МВт КГ ($U=120\text{кВ}$)

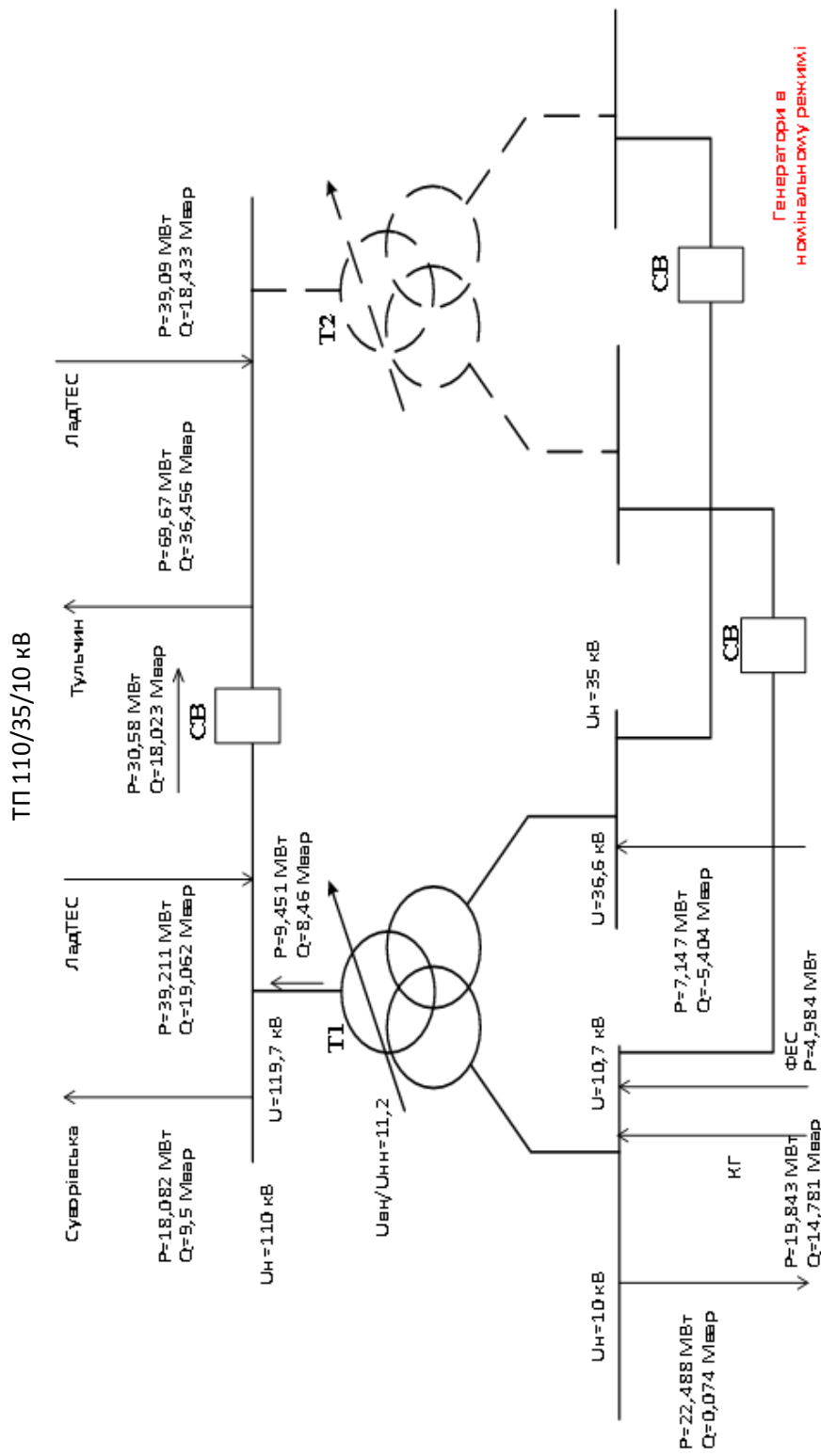


Рис. В.7 Режим максимального навантаження з 20 МВт КГ та 19 МВт ФЭС (U=120кВ)

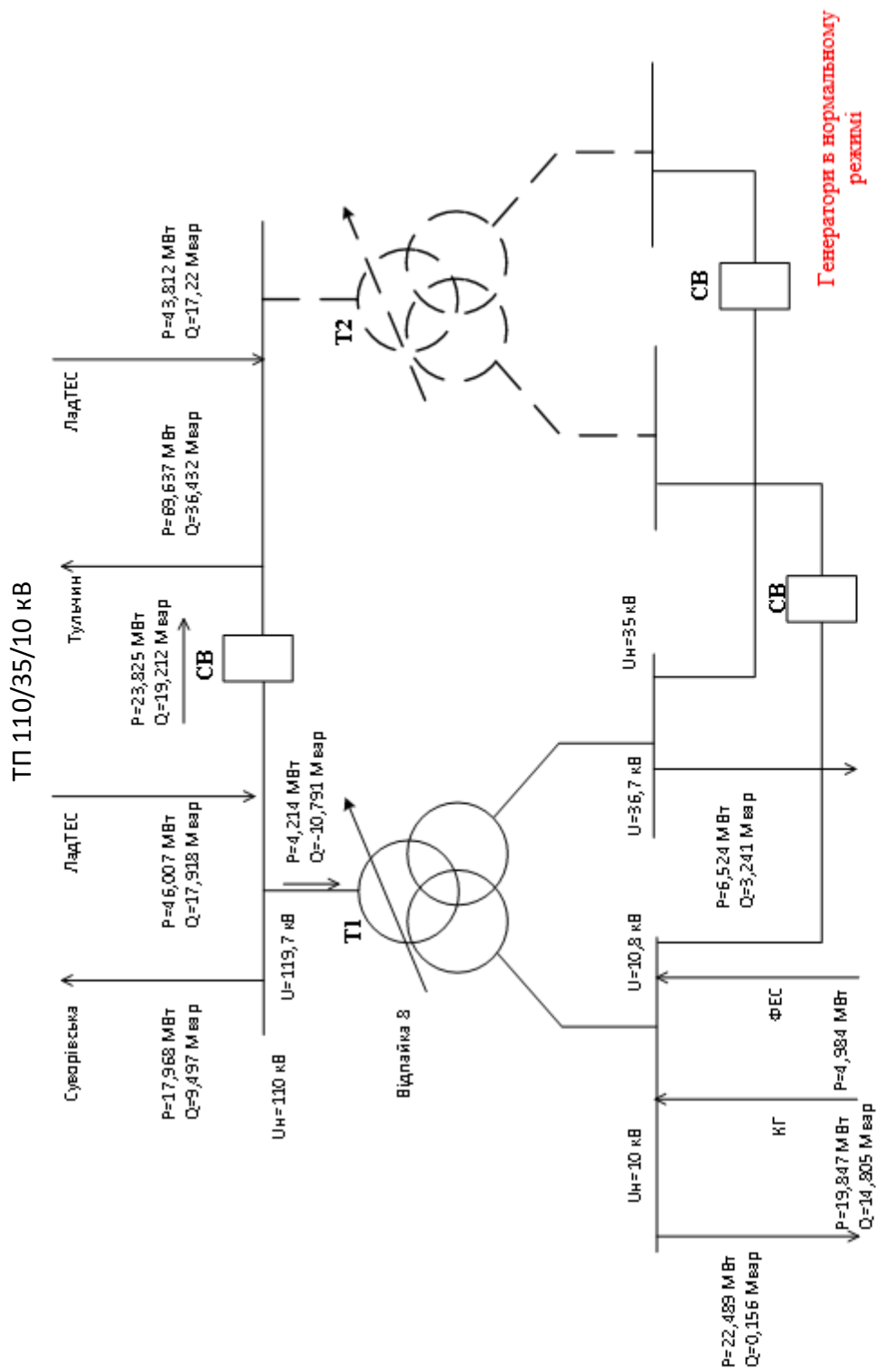


Рис. В.8 Режим максимального навантаження з 20МВт КГ та 5 МВт ФЕС (U=120кВ)

Б.2 Режим мінімальних навантажень електричної мережі 110/35/10 кВ

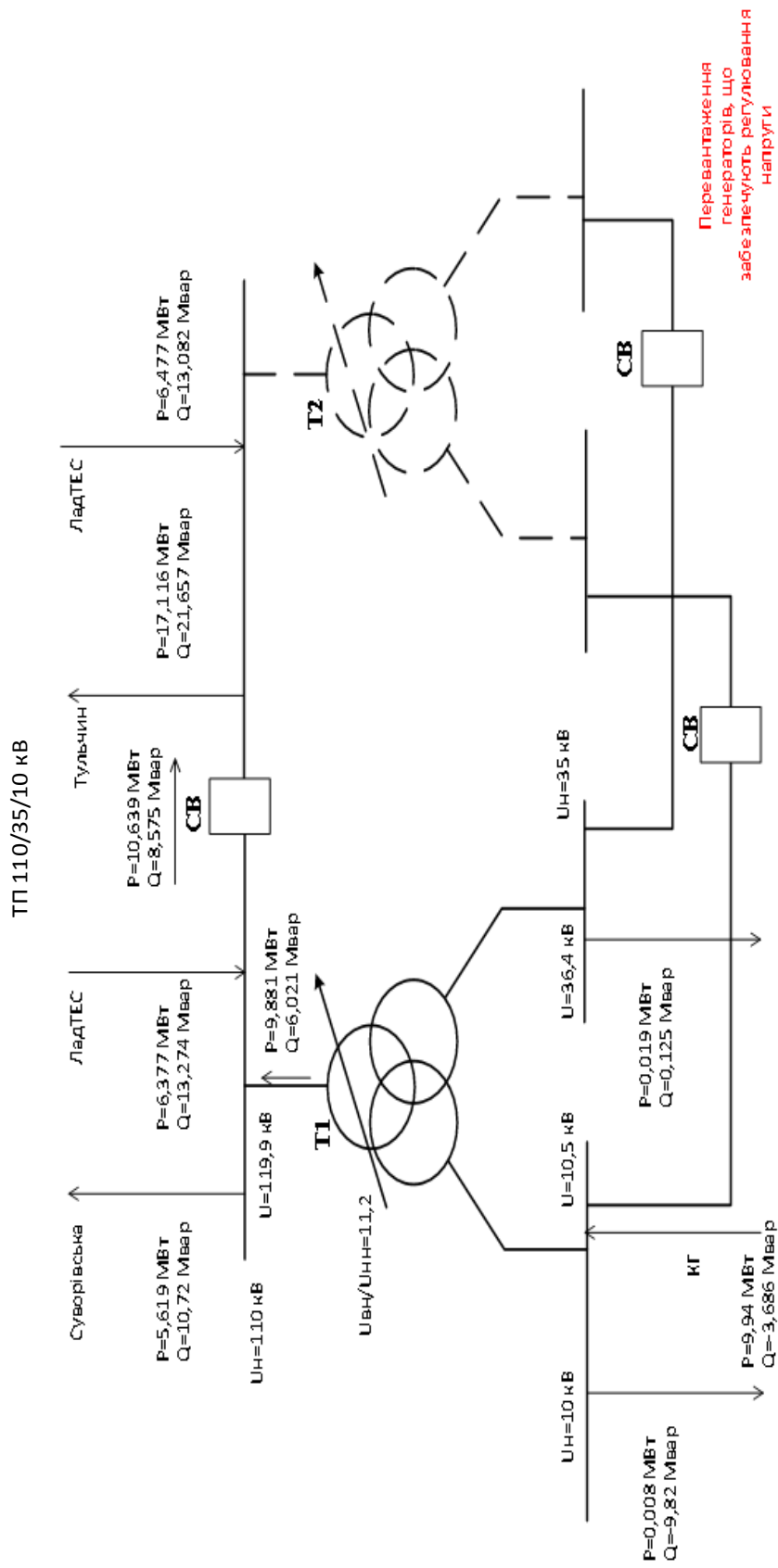


Рис. В.9 Режим мінімального навантаження з КГ (U=120 кВ)

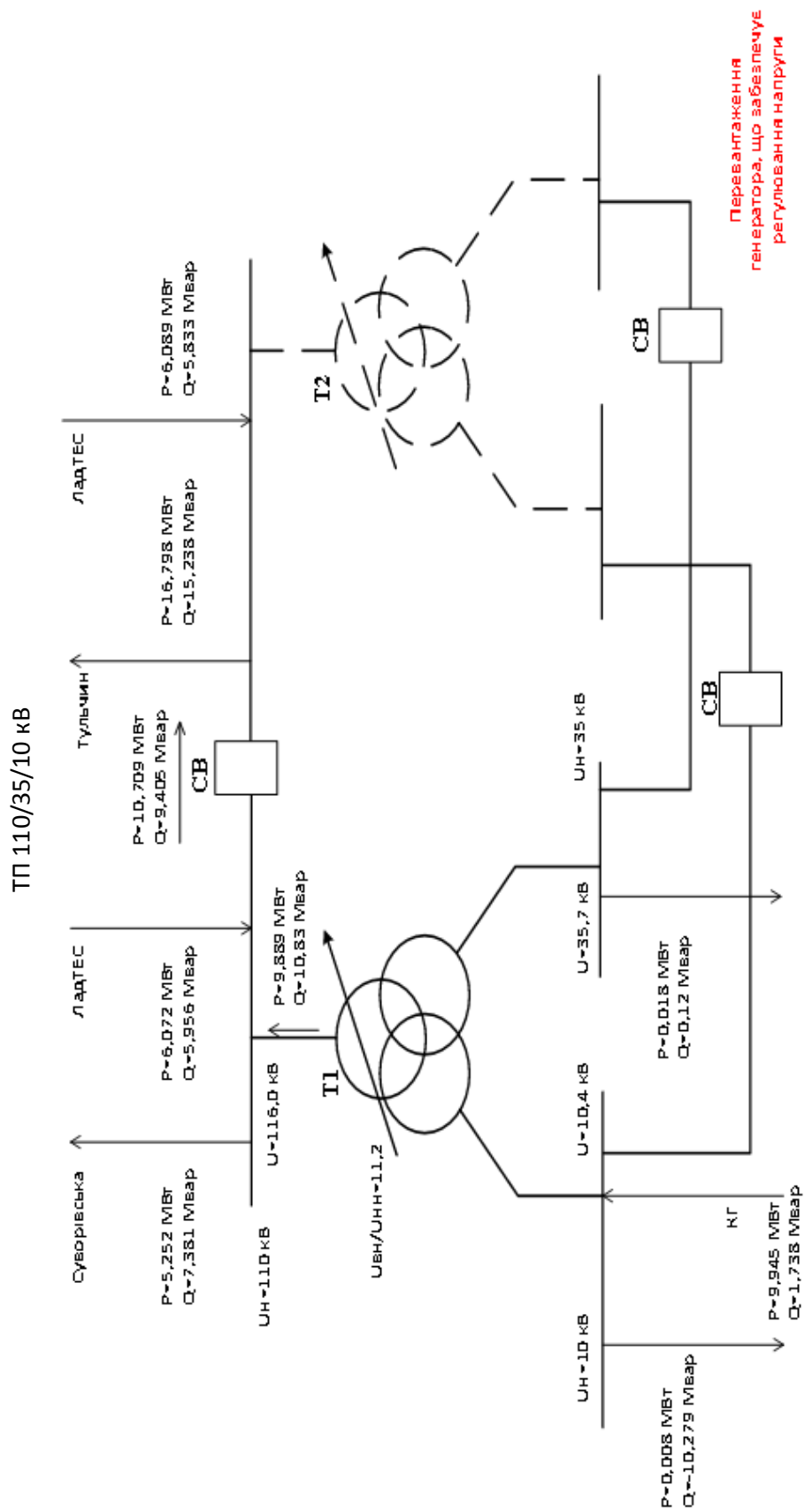


Рис. В.10 Режим мінімального навантаження з КГ ($U=116 \text{ кВ}$)

ТП 110/35/10 кВ

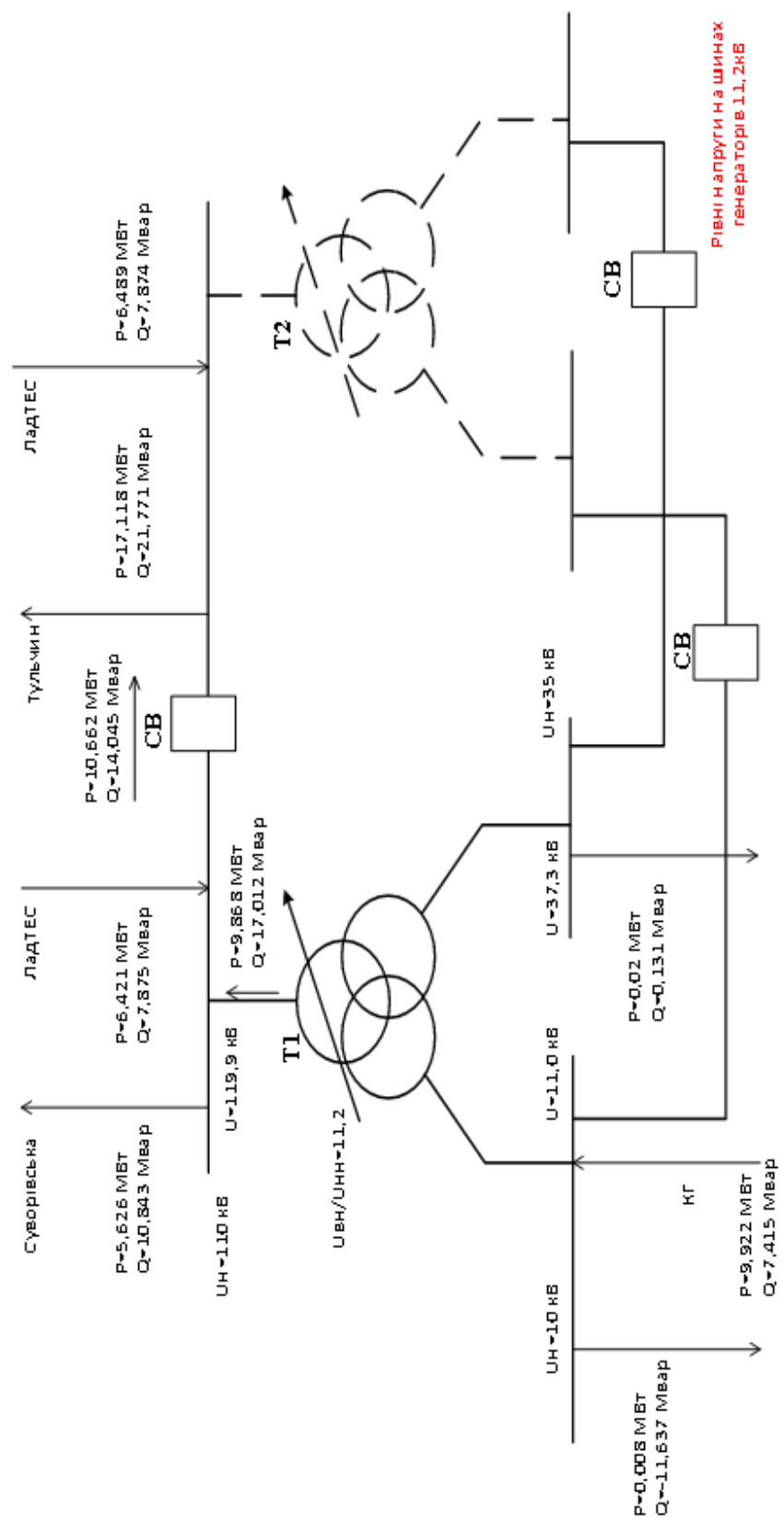


Рис. В.11 Режим мінімального навантаження з КГ (U=120 кВ)

ТП 110/35/10 кВ

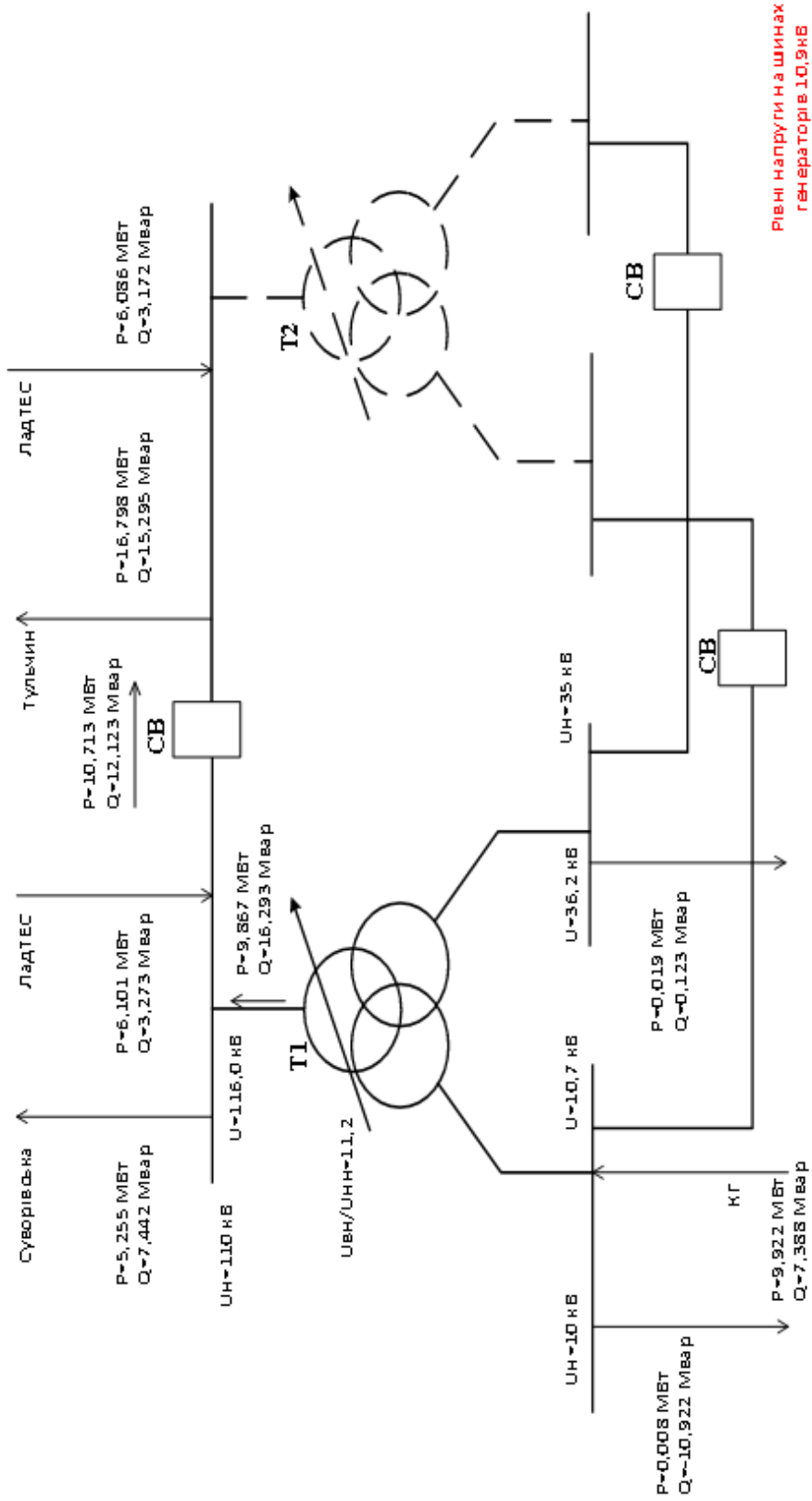


Рис. В.12 Режим мінімального навантаження з КГ (U=116 кВ)

ТП 110/35/10 кВ

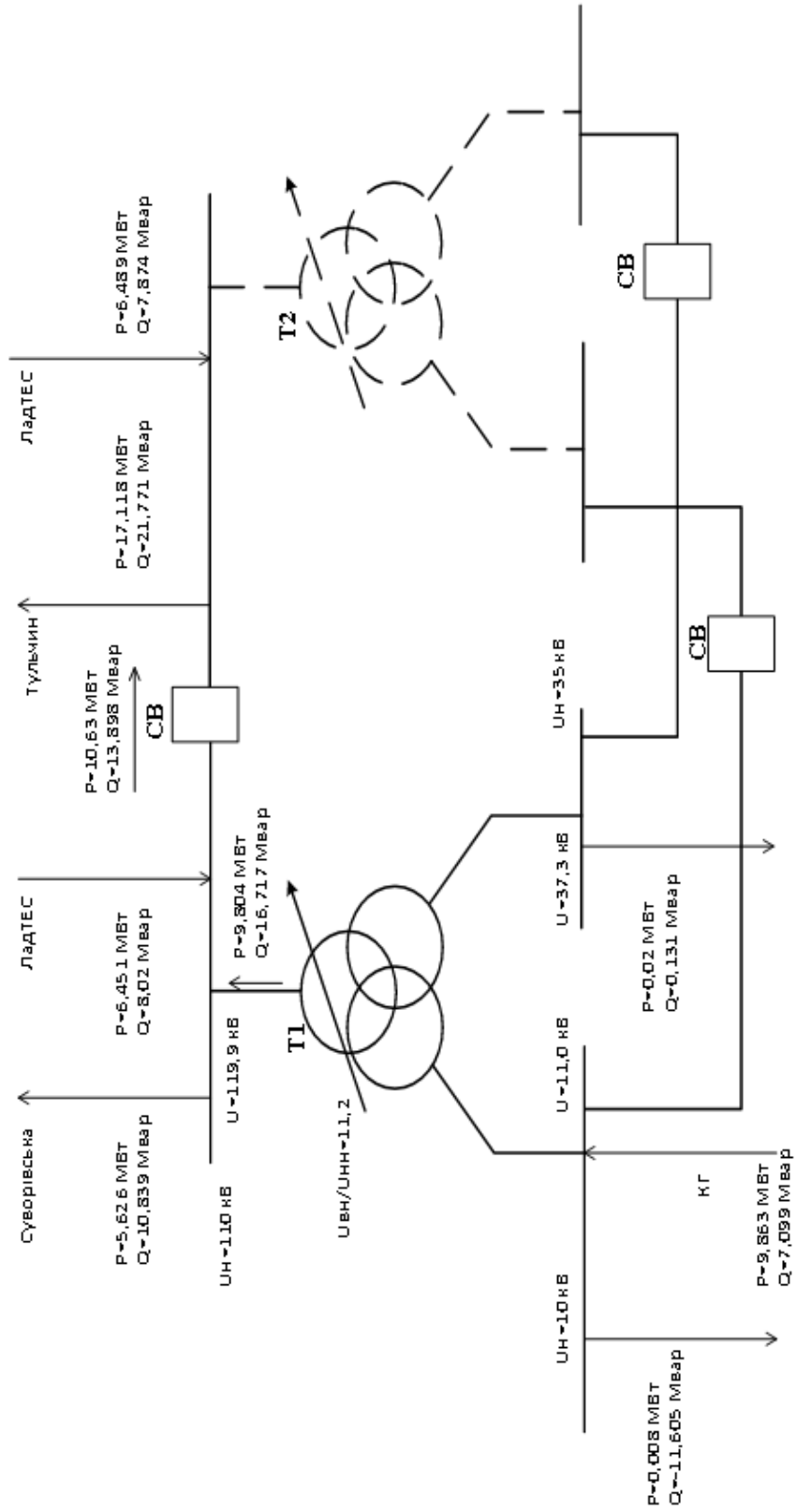


Рис. В.13 Режим мінімального навантаження з КГ (U=120 кВ)
з живленням по одній кабельній лінії

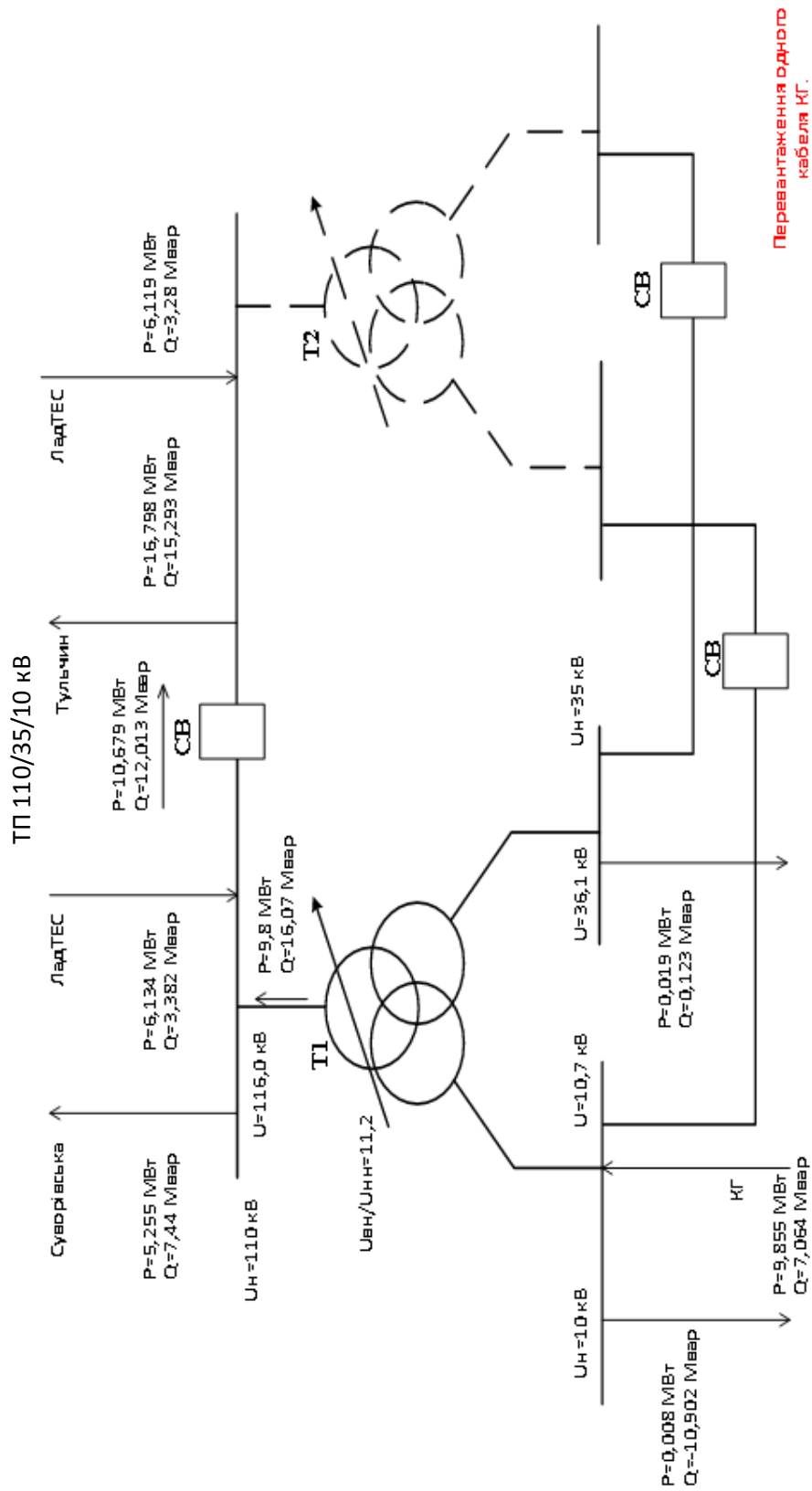


Рис. В.14 Режим мінімального навантаження з КГ ($U=116$ кВ)
з живленням по одній кабельній лінії

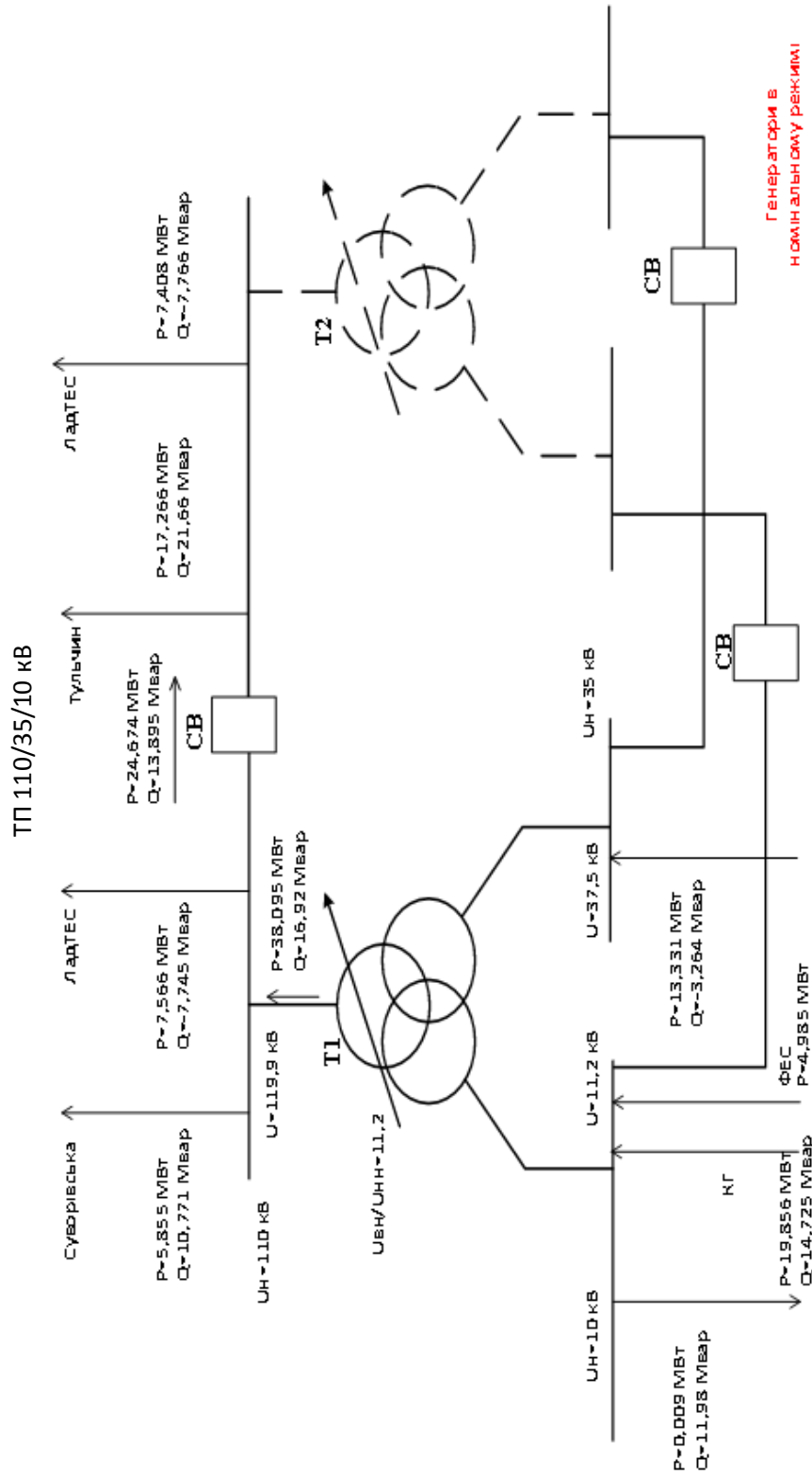


Рис. В.15 Режим мінімального навантаження з 20 МВт КГ та 19 МВт ФЭС ($U=120\text{кВ}$)

ДОДАТОК Г
Фрагмент масиву коефіцієнтів системи рівнянь Колмогорова

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	-0.8624	797	1752	1752	1752	1752	1752	1752	1752	1752	1752
2	0.022	797.9168	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0.0764	0	-1752.92	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0.0764	0	0	-1752.92	0	0	0	0	0	0	0
5	0.0764	0	0	0	-1752.92	0	0	0	0	0	0
6	0.0764	0	0	0	0	-1752.92	0	0	0	0	0
7	0.0764	0	0	0	0	0	-1752.92	0	0	0	0
8	0.0764	0	0	0	0	0	0	-1752.92	0	0	0
9	0.0764	0	0	0	0	0	0	0	-1752.92	0	0
10	0.0764	0	0	0	0	0	0	0	0	-1752.92	0
11	0.0764	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1752.08
12	0.0764	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	0.0764	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	0	0.0764	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	0	0.0764	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	0	0.0764	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	0	0.0764	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	0	0.0764	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	0	0.0764	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	0	0.0764	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0.0764	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0.0764	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	0	0.0764	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Наукове видання

Лежнюк Петро Дем'янович
Комар Вячеслав Олександрович
Сікорська Олена Вікторівна

РОЗОСЕРЕДЖЕНЕ ГЕНЕРУВАННЯ
В ЗАДАЧАХ ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ
РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

Монографія

Оригінал-макет підготовлено в *редакційно-видавничому відділі ВНТУ*

Підписано до друку 13.01.2023 р.
Формат 29,7×42¼. Папір офсетний.
Гарнітура Times New Roman. Ум. др. арк. 11,7.
Наклад пр. Зам. № В2023-03

Вінницький національний технічний університет,
Редакційно-видавничий відділ,
21021, м. Вінниця, Хмельницьке шосе, 95,
ВНТУ, ГНК, к. 114
Тел. (0432) 65-18-06.
press.vntu.edu.ua
email: irvc.vntu@gmail.com

Свідоцтво суб'єкта видавничої справи
серія ДК № 3516 від 01.07.2009 р.

Віддруковано ФОП Барановська Т. П.,
21021, м. Вінниця, вул. Порики, 7.
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи
серія ДК № 4377 від 31.07.2012 р.