

**СХІДНОУКРАЇНСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ІМЕНІ ВОЛОДИМИРА ДАЛЯ
Факультет інженерії
Кафедра електричної інженерії**

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

**до кваліфікаційної магістерської роботи
освітньо-кваліфікаційного рівня магістр**

галузі знань 14 електрична інженерія

зі спеціальності 141 електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

на тему Підвищення ефективності передачі та розподілу електроенергії та зменшення втрат в електромережах

Виконав: студент групи ЕЕ-22дм

Попов Б. В.

(прізвище, та ініціали)

Керівник

доц. Філімоненко Н. М.

(прізвище, та ініціали)

Завідувач кафедри

доц. Руднев Є. С.

(прізвище, та ініціали)

Київ
2023 р.

СХІДНОУКРАЇНСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ІМЕНІ ВОЛОДИМИРА ДАЛЯ

Факультет інженерії
Кафедра електричної інженерії
Освітньо-кваліфікаційний рівень магістр
Напрямок підготовки 14 «Електрична інженерія»
Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

ЗАТВЕРДЖУЮ

завідувач кафедри
доц. Руднєв Є. С.

« ____ » _____ 2023 року

З А В Д А Н Н Я
НА МАГІСТЕРСЬКИЙ ПРОЕКТ СТУДЕНТУ
Попову Богдану Володимировичу

1. Тема проекту **ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ПЕРЕДАЧІ ТА РОЗПОДІЛУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ТА ЗМЕНШЕННЯ ВТРАТ В ЕЛЕКТРОМЕРЕЖАХ**

2. Керівник проекту доц., к.т.н. Філімоненко Ніна Миколаївна

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

затверджені наказом вищого навчального № 564/15.23-С від 23.10.2023.

Строк подання студентом проекту 05 грудня 2023 р.

3. Вихідні дані до проекту (роботи) Вихідні дані визначені в переліку питань, що підлягають розробці в магістерській роботі

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) Аналіз стану питання й літературних джерел; виконати аналіз енергетичних процесів в електропередавальних організаціях з метою виявлення їх неефективності; виконати аналіз методів оцінки рівнів неоптимальності енергетичних процесів та провести їх класифікацію.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) Плакати, що пояснюють суть магістерської роботи, презентація.

6. Консультанти розділів проекту

| Розділ | Прізвище, ініціали та посада консультанта | Підпис, дата | |
|--------|---|----------------|------------------|
| | | завдання видав | завдання прийняв |
| 1 - 4 | доц. Філімоненко Н. М. | | |
| | | | |

7. Дата видачі завдання _____ 16 жовтня 2023 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

| № з/п | Назва етапів виконання магістерської роботи | Строк виконання етапів | При мітка |
|-------|---|------------------------|-----------|
| 1. | Аналіз літературних джерел. | 16.10-30.10.2023 | |
| 2. | Виконати аналіз енергетичних процесів в електропередавальних організаціях з метою виявлення їх неефективності. | 30.10-07.11.2023 | |
| 3. | Виконати аналіз методів оцінки рівнів неоптимальності енергетичних процесів. | 05.11-20.11.2023 | |
| 4. | Методичні засади використання реактивної потужності Фризе для оцінки рівнів неоптимальності об'єктів електропостачальних організацій. | 20.11-01.12.2023 | |
| 5. | Система управління для виявлення та проведення оцінки неоптимальності в об'єктах електропостачальних організацій . | 01.12-05.12.2023 | |
| 6. | Оформлення магістерської роботи. | 02.12-05.12.2023 | |

Студент _____

Попов Б. В.
(прізвище та ініціали)

Керівник проекту _____

доц. Філімоненко Н.М.
(прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Магістерська робота Попов Б. В. «Підвищення ефективності передачі та розподілу електроенергії та зменшення втрат в електромережах». Сторінок – 105; Рисунків – 31; Таблиць –11; Джерел посилань–35.

В магістерській роботі на тему "Підвищення ефективності передачі та розподілу електроенергії та зменшення втрат в електромережах" здійснено комплексний аналіз методів оцінювання неоптимальності споживання електричної енергії в електроенергетичних системах, що дає змогу виділити особливості режимів споживання електроенергії для їх подальшої оптимізації.

Сформовано математичну модель оптимізації добового графіку споживання електроенергії яка враховує значення коефіцієнтів гнучкості обладнання та режими його функціонування. Вдосконалено спосіб оптимізації режиму електроспоживання, що враховує можливості зміни графіку споживання електричної енергії при застосуванні механізмів керування попиту та урахуванні складових реактивної потужності.

СЛОВА: СИСТЕМА ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ; НЕОПТИМАЛЬНІСТЬ, ЕНЕРГЕТИЧНІ ПРОЦЕСИ, ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАЛЬНА ОРГАНІЗАЦІЯ, РЕАКТИВНА ПОТУЖНІСТЬ, ОПТИМІЗАЦІЯ, СПОЖИВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ, НЕРІВНОМІРНІСТЬ.

SUMMERY

Bogdan Popov. «Increasing the efficiency of electricity transmission and distribution and reducing losses in power networks» VOLODYMYR DAHL EAST UKRAINIAN NATIONAL UNIVERSITY. ELECTRICAL ENGINEERING DEPARTMENT, gr. EE-22dm. – Kyiv, 2023.

Pages – 105; Drawings – 31; Tables –11; Sources – 35.

In the Master's paper, a comprehensive analysis of methods for estimating the non-optimality of electric energy consumption in electric power systems has been carried out, which makes it possible to highlight the features of the electricity consumption regimes for their further optimization.

For the first time a mathematical model of optimization of the daily schedule of electricity consumption, which takes into account the value of the coefficients of equipment flexibility and modes of its operation, has been formed. The method of optimizing the power consumption mode, which takes into account the possibilities of changing the schedule of electric energy consumption by applying the mechanisms of demand management and taking into account the components of the reactive power.

KEY WORDS: ELECTRICAL SUPPLY SYSTEM; NON-OPTIMALITY, ENERGY PROCESSES, ELECTRICAL TRANSMISSION ORGANIZATION, REACTIVE POWER, OPTIMIZATION, CONSUMPTION OF ELECTRICAL ENERGY, INEQUALITY.

..

ЗМІСТ

| | |
|--|-----|
| ВСТУП | 5 |
| РОЗДІЛ 1 ОГЛЯД ЗАГАЛЬНОГО СТАНУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ УКРАЇНИ | 8 |
| 1.1 Загальна характеристика системи електропостачання | 8 |
| 1.2 Класифікація електричних мереж України | 30 |
| РОЗДІЛ 2 ЕНЕРГЕТИЧНІ ПРОЦЕСИ В ЕЛЕКТРОПОСТАЧАЛЬНИХ ПІДПРИЄМСТВАХ ТА ВІЯВЛЕННЯ НЕЕФЕКТИВНОСТЕЙ | 19 |
| 2.1 Аналіз розподільчих мережі ОЕС України | 19 |
| 2.2 Аналіз втрат при передачі електроенергії енергопостачальними організаціями | 29 |
| 2.3 Оцінка нерівномірності графіка електричного навантаження | 37 |
| 2.4 Висновки до розділу | 50 |
| РОЗДІЛ 3 ВТРАТИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ЕЛЕМЕНТАХ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ | 51 |
| 3.1 Підвищення ефективності експлуатації електромереж | 51 |
| 3.2 Порівняльний аналіз якості електричної енергії | 69 |
| 3.3 Механізми підвищення ефективності передавання та розподілу електроенергії, оптимізації втрат електроенергії в електромережах | 75 |
| РОЗДІЛ 4 МЕТОДИ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ПЕРЕДАВАННЯ ТА РОЗПОДІЛУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРОМЕРЕЖАХ | 82 |
| 4.1 Методи зменшення нерівномірності графіків електричного навантаження | 82 |
| 4.2 Програми з керування попиту на електроенергію та аналіз ефективності їх використання | 93 |
| 4.3 Висновки до розділу | 100 |
| ВИСНОВКИ | 101 |
| ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ | 102 |

ВСТУП

Останні роки відзначилися різким збільшенням установленої потужності обладнання. Потужності енергетичних установок та втрати в них наблизилися до геофізичних потужностей і стали фактором людської діяльності, що впливає на екологічний стан планети. Збільшення територіальної щільності навантаження в густонаселених мегаполісах призвело до суттєвого збільшення втрат електроенергії і особливо в розподільних мережах як кінцевій ланці передавання електроенергії.

В нашій країні ускладнює ситуацію те, що наразі наша система має низьку ефективність роботи енергопостачальних організацій. В ряді енергосистем спостерігається завищені витрати на власні та господарські потреби, великі відносні значення втрат електроенергії при її передачі через недостатню завантаженість ЛЕП і трансформаторів, неефективне використання власних енергетичних потужностей.

В зв'язку зі значними втратами електроенергії в електричних мережах енергосистеми України, які сягають до 12...15 % від загального обсягу виробленої електроенергії, в тому числі у розподільних мережах – 6...9 %, в яких на теперішній час ще експлуатуються мережі напругою 6 кВ, заборонені до використання чинним стандартом ДСТУ EN 50160:2014[1], втрати в яких перевищують 20 %, а напруга в фідерах має наднормативні відхилення та враховуючи підвищені вимогами до якості надання послуг електропостачання споживачам, які ставить «Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг» (НКРЕКП).

Але на сьогоднішній день уже недостатньо тільки удосконалювати силову частину системи електропостачання. Роботу мережі необхідно оптимізувати, отримані дані параметрів функціонування аналізувати та забезпечувати реконфігурацію мережі системи відповідно до ситуації при дотриманні

показників якості електропостачання та якості електричної енергії з мінімізацією її втрат. Тобто для підвищення ефективності функціонування розподільних мереж необхідно не тільки перехід на вищий клас напруги, а і зміна топології мережі зі суттєвим покращенням системи прийняття рішень керування технологічними процесами, яка пов'язана з поняттям інтелектуалізації міських та сільських розподільних мереж на основі сучасних математичних апаратів та SMART (Self Monitoring, Analysis and Reporting Technology) технологій – технологій самодіагностики, аналізу та звітності.

Наразі актуальним напрямком досліджень при переведенні розподільних електричних мереж на вищий клас напруги для підвищення енергоефективності їх функціонування в умовах значних втрат потужності, зниження рівня напруги, суттєвого збільшення територіальної щільності навантаження та формуванні в енергосистемі активного споживача є розробка методів реконфігурації схем мережі у нормальному та післяаварійному режимах з метою зменшення втрат електроенергії шляхом використання інтелектуальних технологій та методів на основі математичних апаратів генетичних алгоритмів та нечіткої логіки.

Аналіз методів оцінювання нерівномірності споживання електричної енергії в електропередавальних системах, що дає змогу виділити особливості режимів споживання електроенергії для їх подальшої оптимізації.

Актуальність теми полягає в необхідності суттєвого збільшення територіальної щільності навантаження та формуванні в енергосистемі активного споживача є розробка методів реконфігурації схем мережі у нормальному та післяаварійному режимах з метою зменшення втрат електроенергії

Метою магістерської роботи є вдосконалення та подальший розвиток методів оцінювання неоптимальності споживання та генерації електроенергії і, як наслідок, підвищення рівня ефективності впровадження програм керування попитом на електричну енергію в електропередавальних організаціях.

Для досягнення зазначеної мети дослідження були вирішені наступні завдання:

- аналіз енергетичних процесів в електропостачальних організаціях з

метою виявлення їх неефективності.

- аналіз методів оцінки рівнів неоптимальності енергетичних процесів та провести їх класифікацію.

- розробка системи управління для виявлення та проведення оцінки неоптимальності в об'єктах електропередавальних організацій та швидкого вирішення поставленої мети.

Об'єктом дослідження є процеси споживання та передачі електричної енергії при керуванні енергетичними процесами в електропередавальних організаціях.

Предметом дослідження є нерівномірність споживання та генерації електричної енергії в системах електропередавання.

Методи дослідження. В роботі використовувались теоретичні методи розрахунку електричних кіл, емпіричні дослідження, що полягають в проведенні наукового аналізу існуючого стану об'єктів електропостачальних організацій; методи системного аналізу та порівняльного аналізу.

Наукова новизна одержаних результатів: здійснено комплексний аналіз методів оцінювання неоптимальності споживання електричної енергії в електроенергетичних системах, що дає змогу виділити особливості режимів споживання електроенергії для їх подальшої оптимізації. Вперше сформовано математичну модель оптимізації добового графіку споживання електроенергії яка враховує значення коефіцієнтів гнучкості обладнання та режими його функціонування. Вдосконалено спосіб оптимізації режиму електроспоживання, що враховує можливості зміни графіку споживання електричної енергії при застосуванні механізмів керування попиту та урахуванні складових реактивної потужності Q_{ϕ} .

РОЗДІЛ 1

ОГЛЯД ЗАГАЛЬНОГО СТАНУ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ УКРАЇНИ

Підвищення ефективності використання первинних енергетичних ресурсів (ПЕР), а також електричної та теплової енергії в останні роки зайняло одне з провідних місць в ряду невідкладних науково-технічних проблем, що стоять перед цивілізованим світом. В умовах виснаження зручних для розробки родовищ нафти і газу, наростаючого екологічного неблагополуччя техногенного походження, швидкого зростання енергоспоживання в країнах, що розвиваються, де зосереджено більше половини населення Землі, особливого значення набувають радикальне підвищення ефективності енергоспоживання, широкомасштабне використання відновлюваної енергії та освоєння альтернативних технологій вироблення електричної енергії.

В значній мірі ускладнює ситуацію те, що ми маємо низьку ефективність роботи енергопостачальних організацій. Так, в ряді енергосистем спостерігається завищені витрати енергоресурсів на власні та господарські потрібні, великі відносні значення втрат електроенергії при її передачі через недостатню завантаження ЛЕП і трансформаторів, неефективне використання власних енергетичних потужностей [1].

Енергетичною системою називається сукупність електростанцій, електричних і теплових мереж, з'єднаних між собою і пов'язаних спільністю режиму в безперервному процесі виробництва, перетворення і розподілу електричної енергії і теплоти.

Електроенергетичною системою називається електрична частина енергетичної системи і приймачі електричної енергії, що живляться від неї, які об'єднані спільністю процесу виробництва, передачі, розподілу та споживання електричної енергії.

Передача і розподіл електроенергії здійснюється електричною мережею - сукупністю електроустановок, що складається з підстанцій, повітряних і кабельних ліній електропередачі, струмопроводів, електропроводок, що працюють на визначеній території. Як складовий елемент Об'єднаної електроенергетичної системи (ОЕС), електрична мережа забезпечує прийом електроенергії від електростанцій, її передачу на різні відстані, перетворення параметрів електроенергії на підстанціях і розподіл електроенергії по певній території, аж до безпосередніх споживачів.

Електрична мережа повинна проектуватися і експлуатуватися таким чином, щоб забезпечувалася її працездатність у всіх можливих режимах - нормальних, ремонтних, післяаварійних. Параметри режиму електричної мережі (частота, струми гілок, напруги в вузлах) повинні лежати в допустимих межах, забезпечуючи нормальні умови роботи електроустаткування мережі і приймачів електроенергії.

Такі параметри режиму, як відхилення частоти і напруги від номінальних значень, характеризують якість продукції, що поставляється споживачам електроенергії. Ці параметри повинні відповідати вимогам ДСТУ EN 50160:2014, який регламентує якість електроенергії.

Наявність певних технічних вимог до параметрів режиму викликає необхідність їх контролю і регулювання в процесі експлуатації і вибору засобів регулювання цих параметрів на етапі проектування електричної мережі.

Електрична мережа повинна підтримувати потрібний рівень надійності

електропостачання споживачів відповідно до «Правил улаштування електроустановок» [3].

Ці правила ділять всі електроприймачі на категорії щодо забезпечення надійності електропостачання. Кожна категорія електроприймачів характеризується наслідками, викликаними перервою електропостачання. При відомому складі споживачів електроенергії на стадії проектування розвитку електричної мережі вирішується питання про необхідність або економічної доцільності резервування живлення.

Електрична мережа повинна бути гнучкою, тобто пристосованої для різних режимів розподілу потужності, що виникають в результаті змін навантажень споживачів, а також пристосованої для планових і аварійних відключень окремих елементів мережі. Схема електричної мережі повинна забезпечувати можливість її подальшого розвитку без докорінних змін.

Поряд із забезпеченням працездатності, гнучкості, надійності електропостачання та якості продукції, що поставляється споживачам електроенергії електрична мережа повинна бути економічною. Ця вимога полягає в забезпеченні мінімальної витрати фінансових, енергетичних, трудових та інших ресурсів на спорудження електричної мережі, передачу і розподіл по ній електроенергії.

При розробці варіантів розвитку електричної мережі та режимів її роботи вимога економічності повинна виконуватися при забезпеченні зазначених вище технічних вимог до електричної мережі і до параметрів її режиму [4].

Розподільні електричні мережі України напругою 0,4...35 кВ представляють кінцеву ланку в системі забезпечення споживачів електричною енергією. Вони перебувають у безпосередній взаємодії як зі споживачем, так і з районними та магістральними електричними мережами. Тому стан і функціонування розподільних електричних мереж впливає на показники надійності, якості та ефективності роботи об'єднаної енергосистеми України.

В умовах постійного та об'єктивного зростання рівня тарифів для кінцевого споживача стає важливою проблема покращення якості послуг, яку він отримує

у вигляді надійного, безперебійного електропостачання.

Вирішення проблеми якісного електропостачання в розподільних електричних мережах ґрунтується на використанні сучасного електрообладнання, забезпеченні необхідних перетоків потужностей засобами регулювання та компенсації. Але для ефективного функціонування електроенергетичної системи уже недостатньо тільки удосконалювати силову частину мережі електропостачання.

Основне завдання інтелектуальних електричних систем – це підвищення якості та надійності електропостачання споживачів, виходячи з нових підходів до управління та процесу передавання і передавання електроенергії на основі модернізації всієї галузі електроенергетики.

Разом з тим у таких електричних мережах вирішення проблеми інтелектуалізації управління ускладнюється великою розмірністю системи, зниженою спостережністю системи та обмеженим набором технічних заходів адаптивного управління. Найбільш ефективними засобами адаптивного управління є пристрої РПН трансформаторів живлення, пристрої компенсації реактивної потужності, комутаційні апарати з дистанційним управлінням та інтелектуальні вакуумні вимикачі – реклоузери [4].

Зростання попиту на електроенергію визначає необхідність збільшення пропускної спроможності існуючих мереж та забезпечення їх ефективного функціонування при мінімальних значеннях втрат електричної енергії [4].

1.1 Загальна характеристика системи електропостачання

Система електропостачання (СЕ) об'єднує в собі всі електроустановки, призначені для забезпечення споживачів електричною енергією. Сучасні СЕ є

достатньо складними комплексами інженерних споруд. СЕ побутових споживачів складається з джерела живлення (ТЕЦ, ПС 220/100/35 кВ, а також підстанції глибоких введень 110-220кВ), живильні і розподільні мережі середніх номінальних 10(6) кВ напруг, включаючи РП даних напруг і ТП 10(6)/0,38, зовнішні та внутрішні мережі напругою нижче 1кВ житлових будівель, електроприймачі споживачів (рисунок 1.1, 1.2).

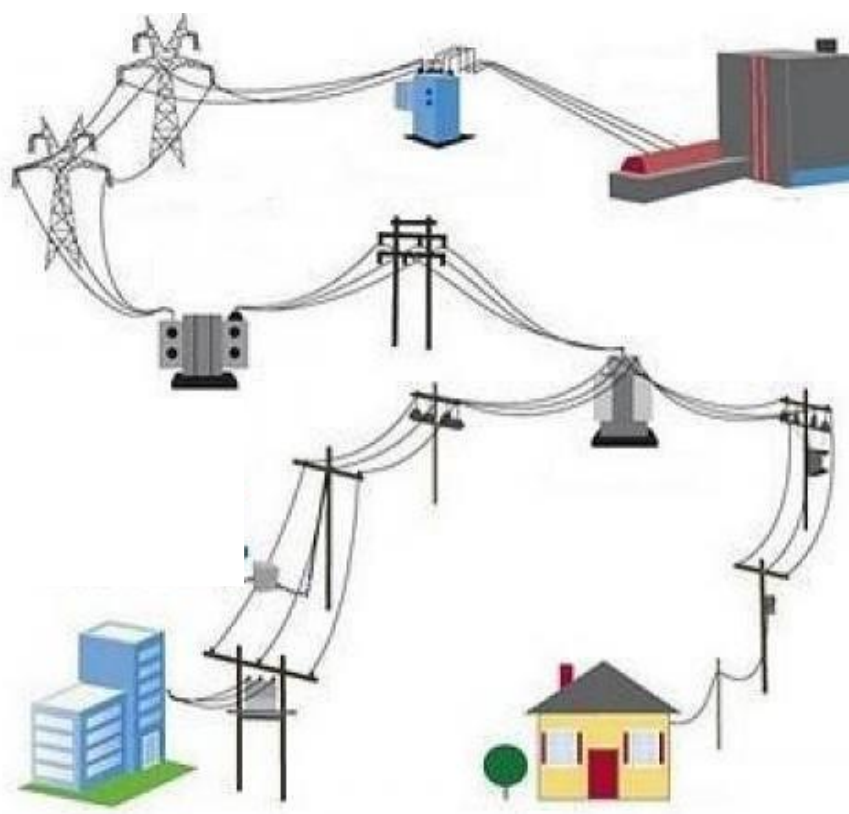


Рисунок 1.1 – Система електропостачання

Разом з цим, необхідно врахувати той факт, що електрифікація нашої країни закінчилася в кінці 60-х років минулого сторіччя, а отже значна частина існуючих мереж не може відповідати пред'явленим вимогам при сучасному рівні та характері електроспоживання.

Сучасним побутовим СЕ притаманні такі особливості:

- підведення електричної енергії до великої кількості порівняно малопотужних розосереджених об'єктів; велика протяжність ліній 0,38/0,22 кВ, яка становить близько 50% від протяжності ліній всіх класів напруги;
- великі втрати напруги в мережах;
- значні коливання напруг;
- несиметрія напруг через велику частку однофазних навантажень;
- істотна зміна навантажень протягом доби, року;
- необхідність постійного розвитку систем для підвищення пропускної здатності мереж, якості електричної енергії, надійності;
- необхідність заміни зношених елементів.

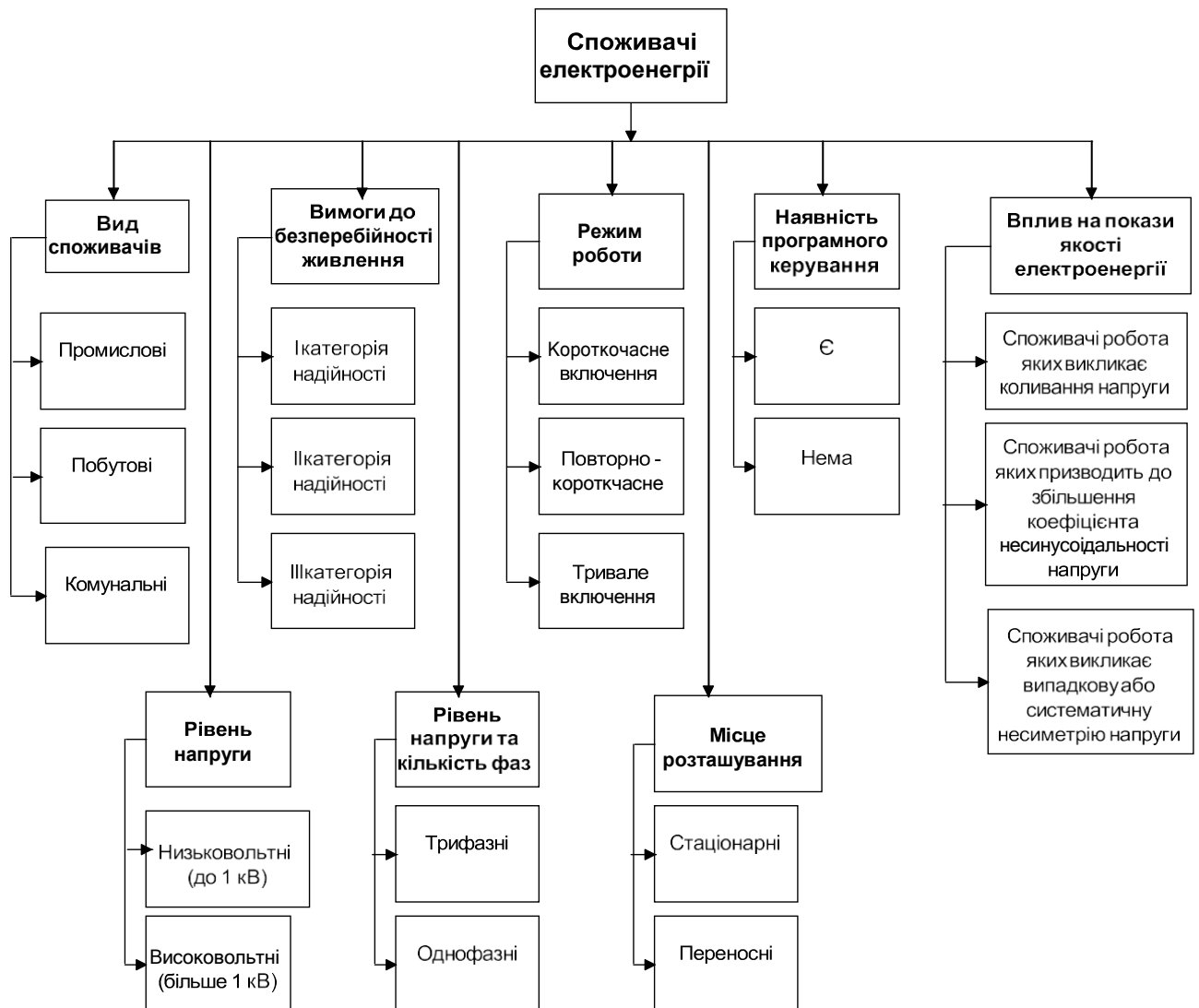


Рисунок 1.2 – Класифікація споживачів електричної енергії

1.2 Класифікація електричних мереж України

Електричні мережі характеризуються досить складною структурою і конфігурацією, мають різні номінальні напруги, різне призначення, охоплюють різну територію, живлять різні за своїм характером споживачі електроенергії. Тому важко провести класифікацію електричних мереж по якомусь одному визначає ознакою.

Ряд ознак можна пов'язати з номінальною напругою мережі. До таких ознак належать охоплення території, призначення електричної мережі, характер споживачів. Класифікація електричних мереж за вказаними ознаками приведена в таблиці 1.1.

За величиною номінальної напруги розрізняють електричні мережі напругою до 1 кВ і вище 1 кВ. Електричні мережі напругою вище 1 кВ можна умовно розділити на мережі середнього СН, високого ВН і надвисокої роздільної НВН напруги.

За розмірами охоплюється території розрізняють місцеві електричні мережі напругою до 35 кВ, районні - напругою 110 ... 220 кВ і регіональні - напругою 330 кВ і вище, службовці для зв'язку між собою окремих ЕЕС.

За ієрархічною ознакою електричні мережі діляться:

- на мережеві райони;
- підприємства електричних мереж;
- електричні мережі міст;
- електричні мережі області;
- електричні мережі єдиної ОЕС України.

За призначенням можна виділити розподільні і системоутворюючі електричні мережі. Основою розподільних мереж є розподільні лінії електропередачі і споживчі підстанції. Як випливає з назви цих мереж, вони

служать для розподілу електроенергії від великих системних підстанцій до споживачів на певній території. Системоутворюючі мережі об'єднують великі електростанції на паралельну (спільну) роботу, здійснюють передачу електроенергії від електростанцій до системних підстанцій, служать для зв'язку між собою окремих ОЕС і частин, що входять в ОЕС.

За характером питомих споживачів розрізняють промислові, міські та сільськогосподарські мережі. Сільськогосподарські мережі характеризуються значною протяжністю і невисокою щільністю навантаження. Промислові мережі мають незначну протяжність і велику щільність навантаження. Проміжне становище займають міські електричні мережі, які живлять комунально-побутових споживачів та промислові підприємства середньої і малої потужності.

Таблиця 1.1 – Класифікація електричних мереж

| | Номинальна напруга, кВ | | |
|---------------------|---|---------------|------------------|
| | до 35 | 110...2 20 | 330 и вище |
| | СН | ВН | НВН |
| Охоплення території | місцеві | обласні | регіональні |
| Призначення | розподільчі | | системоутворюючі |
| Характер споживачів | міські, промислові, сільськогосподарські | | - |

По конфігурації електричні мережі діляться на розімкнуті і замкнуті. У розімкнутих мережах кожен споживач отримує живлення з одного боку, в замкнутих – не менше ніж з двох сторін. Найпростішою замкнутої мережею є кільцева мережа, в якій кожен споживач отримує живлення з двох сторін. За конструктивним виконанням електричні мережі діляться на повітряні, кабельні, струмопроводи та електропроводки. Перші виконуються повітряними лініями

електропередачі, другі - на кабельні лінії електропередачі. Повітряні лінії електропередачі виконуються на весь спектр відомих напруг, кабельні лінії на напруги до 500 кВ включно. На промислових підприємствах з потужними концентрованими навантаженнями електрична мережа може виконуватися струмопроводами напругою 6 ... 35 кВ. Струмопроводи напругою до 1 кВ з жорсткими струмопровідними елементами (шинами) називаються шинопроводами і використовуються, як правило, для розподілу електроенергії усередині цехів промислових підприємств. Розподіл електроенергії на напругу до 1 кВ всередині житлових, виробничих, громадських будівель і споруд здійснюється за допомогою електропроводок.

За родом струму електричні мережі діляться на мережі змінного і постійного струму. У більшості електричних мереж використовується змінний струм. Мережі постійного струму використовуються для деяких технологічних процесів в промисловості, зокрема, для електролізних і гальванічних установок кольорової металургії та хімічної промисловості.

Протяжні передачі постійного струму служать в якості системоутворюючих зв'язків. Для зв'язку ОЕС з різними номінальними частотами (50 і 60 Гц) використовуються вставки постійного струму. Ці вставки використовуються і для незалежної зв'язку ОЕС з однаковими номінальними частотами. В останньому випадку зміна частоти в одній системі не впливає на частоту в іншій системі.

Недоліки сучасних СЕП України та їх опис представлені в таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 – Недоліки сучасних СЕП України та їх опис

| Недоліки | Опис |
|--|--|
| Значна фізична та моральна зношеність обладнання | Подальша експлуатація такого обладнання несе значні ризики не тільки щодо виконання головної функції – забезпечення економіки і населення електроенергією, але й щодо виникнення техногенних аварій, неконтрольованого збільшення собівартості електроенергії, загострення екологічних проблем |
| Незбалансованість структури генеруючих потужностей, нестача ресурсів для ефективного регулювання потужності та частоти | За відсутності достатнього попиту на електроенергію вночі в країні обмежується не лише виробництво дешевої атомної електроенергії, а й вимушено зупиняється до десятка енергоблоків ТЕС, щоб вранці знов запусити їх на повну потужність |
| Недосконалість систем вимірювання, автоматики, релейного захисту та оперативного керування | Відставання з впровадження сучасних технологій, обладнання, приладів та засобів забезпечення ефективного та надійного функціонування електричних мереж та систем |
| Відсутність маневрових та пікових потужностей | ОЕС не в змозі забезпечити оптимальний графік навантажень, вимоги із частоти, рівні напруги і, зрештою, ефективну синхронну роботу з енергетичними об'єднаннями інших країн |
| Нестабільна робота та виникнення аварійних ситуацій | Стан споживачів електроенергії, а також процеси, які протікають в них, є маловідомими для джерела електроенергії, що спричинює виникнення різного роду аварійних ситуацій |
| Висока собівартість електроенергії через низьку ефективність її генерації та передачі | Причиною цього є недостатньо висока ефективність генерації електроенергії, передачі до споживачів та процесу споживання |
| Відсутність механізмів накопичення інформації про час та обсяги споживання | Такі механізми дають змогу раціоналізувати споживання та зменшити навантаження на електромережу в цілому |

РОЗДІЛ 2

ЕНЕРГЕТИЧНІ ПРОЦЕСИ В ЕЛЕКТРОПОСТАЧАЛЬНИХ ПІДПРИЄМСТВАХ ТА ВИЯВЛЕННЯ НЕЕФЕКТИВНОСТЕЙ

2.1 Аналіз розподільчих мережі ОЕС України

В Україні буде завершено реформування енергетичного комплексу з переходом його на сучасні ринкові моделі функціонування та досягнуто першочергових цільових показників з безпеки та енергоефективності, що забезпечить підвищення економічного зростання та відповідно і електроспоживання до 2020 р. У табл. 2.1 представлено фактичні та прогнозовані обсяги споживання електроенергії по Україні та по групах споживачів на період до 2025 року [7]. Після 2020 р. українська енергетика має перейти до нового етапу свого розвитку – повної інтеграції з енергосистемою європейського співтовариства – ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity).

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

- високий рівень фізичного та морального зносу основного та допоміжного обладнання;
- руйнування енергетичної інфраструктури на Сході України;
- існування перехресного субсидіювання;

- порівняно низький рівень регульованих цін для кінцевих споживачів;
- відсутність членства вітчизняного системного оператора з передавання електроенергії в *ENTSO-E* відповідно до вимог третього енергопакета ЄС;
- дефіцит регулюючих потужностей в об'єднаній енергосистемі (ОЕС) України;
- неготовність електричних мереж до розвитку відновлюваних джерел електроенергії (ВДЕ);
- зростаючі обсяги заборгованості споживачів за електричну енергію;
- значні втрати електричної енергії;
- низький рівень автоматизації мережі.

У процесі реформування електроенергетики лібералізації та дерегулювання ринка електроенергії проявляються такі пріоритети, як економічна вигода та ціна, а ефективність та стан електричних мереж відходять на другий план, що супроводжується збільшенням навантаження на мережі та її елементи. Таким чином, створюється ситуація невідкладної необхідності збільшення пропускної спроможності електричних мереж, зменшення втрат електроенергії, тобто підвищення ефективності їх функціонування [2, 5].

Споживання електроенергії без урахування технологічних втрат за минулий рік впало на 12,2% (на 16 446 млн. кВт-год.) – до 118 208 млн. кВт- год. В свою чергу споживання електроенергії без урахування технологічних втрат за 2016 рік скоротилося на 0,9% (на 1,696 млрд. кВт-год.) – до 117,657 млрд. кВт-год, а за 2017 рік збільшилося на 0,7% (на 823,6 млрд. кВт-год) – до 118480,9 млрд. кВт-год.

Споживання електроенергії в Україні в 2017 року без урахування технологічних втрат споживання електроенергії зросло на 0,7% (на 777,9 млн кВт-год) - до 118 480,9 млн кВт-год.

Промисловість країни без урахування технологічних втрат збільшила споживання електроенергії на 1,8% - до 50 170,7 млн кВт-год. Крім того, сільгосп підприємства спожили 3 млрд 540,2 млн кВт-год, транспортні - 6 млрд 792,7 млн кВт-год, будівельні - 812,1 млн кВт-год. Населення країни в

2017 року спожило 35 млрд 943,1 млн кВт-год, комунально-побутові споживачі - 15 млрд 208,6 млн кВт-год, інші непромислові споживачі - 6 млрд 13,5 млн кВт- год. Споживання електроенергії за 2017 рік в Україні зросло на 0,7% у порівнянні з 2016 роком.

Таблиця 2.1 – Фактичні та прогнозовані обсяги споживання електроенергії по Україні та по групах споживачів на період до 2025 року, млн. кВт-год

| Групи споживачів | Факт.ел. спож. 2015 | Факт.ел. спож. 2016 | Факт.ел. спож. 2017 | Очік.ел. спож. 2018 | Очік.ел. спож. 2020 | Очік.ел. спож. 2022 | Очік.ел. спож. 2024 | Очік.ел. спож. 2025 |
|-----------------------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| Споживання електроенергії (нетто) | 118 207,5 | 117 657,3 | 118 480,9 | 120 021 | 125938 | 1322 35 | 146781 | 164394 |
| Промисловість | 50 113,2 | 49 821,9 | 50 170,7 | 50 973 | 51898 | 5449 3 | 60487 | 67746 |
| Сільське господарство | 3 334,1 | 3 515,6 | 3 540,2 | 3 606 | 3841 | 3983 | 4311 | 4708 |
| Транспорт | 6 786,8 | 6 745,5 | 6 792,7 | 6 535 | 6561 | 6359 | 6397 | 6461 |
| Будівництво | 751,0 | 806,5 | 812,1 | 766,8 | 774 | 767, 5 | 784 | 794 |
| Комунально- побутові споживачі | 15 142,1 | 15 102,9 | 15 208,6 | 15 565,8 | 16004 | 1622 8 | 1668 6 | 17036 |
| Інші непромислові споживачі | 5 895,6 | 5 971,7 | 6 013,5 | 5 513,5 | 5574 | 5353 | 5327 | 5369 |
| Населення | 36 184,6 | 35 693,2 | 35 943,1 | 39 554 | 39908 | 4095 8 | 4546 4 | 50919 |

Профільне Міністерство затвердило Прогнозний баланс електроенергії ОЕС України на 2018р., у якому очікується приріст споживання на 1,3% відповідно рівня 2017р. за рахунок збільшення електроспоживання промисловістю на 1,6% та населенням на 1,7% [7-9].

Національна комісія України, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики, приділяє особливу увагу показникам якості надання послуг з передачі

та постачання електроенергії, які характеризуються індексами середньої тривалості відключень (SAIDI) в мережі

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^m n_i \cdot T_i}{N_c} \quad (2.1)$$

де m – кількість ділянок мережі; n_i - кількість споживачів на i -й ділянці; T_i - щорічний час перерв електропостачання споживачів i -ої ділянки; N_c - загальна кількість споживачів та середньої частоти відключень (SAIFI)

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^m n_i \cdot \lambda_i}{N_c} \quad (2.2)$$

де λ_i - інтенсивність відмов на i -й ділянці, та розрахунковий обсяг недовідпущеної електроенергії (ENS).

Найближчим часом ряд енергокомпаній планують перейти на стимулююче регулювання, для яких цільовий показник якості (SAIDI) для міської території встановлено 150 хв, для сільської – 300 хв [11, 12]. Аналіз показників якості компаній по всій Україні показує, що на сьогоднішній день показник SAIDI значно перевищує нормовані показники. Середня тривалість незапланованих перерв у електропостачанні споживачів в Україні становить від 580 до 870 хв, а при несприятливих умовах до декількох діб [10-12], тоді як в країнах Європи – до 104 хвилин (Рисунок 2.1) [10].

Щодо показника середньої кількості відключень одного споживача (SAIFI), то в Україні він складає 5,4; а в Південній Кореї – 0,45; Великобританії та Австрії – 0,75; США та Франції – 1,3; Іспанії та Італії – 2,7. Тобто за цим показником Україна відстає в 2...12 раз від розвинених країн. На рисунку 2.2 представлена динаміка показника SAIDI з 2007 по 2015 роки.

Для компаній, які прийняли рішення щодо переходу на стимулюючерегулювання [11, 12, 13], вихід на показники якості

електропостачання рівня країн Європи означає необхідність скоротити середню тривалість перерв енергопостачання за 10 років майже в 5 разів.

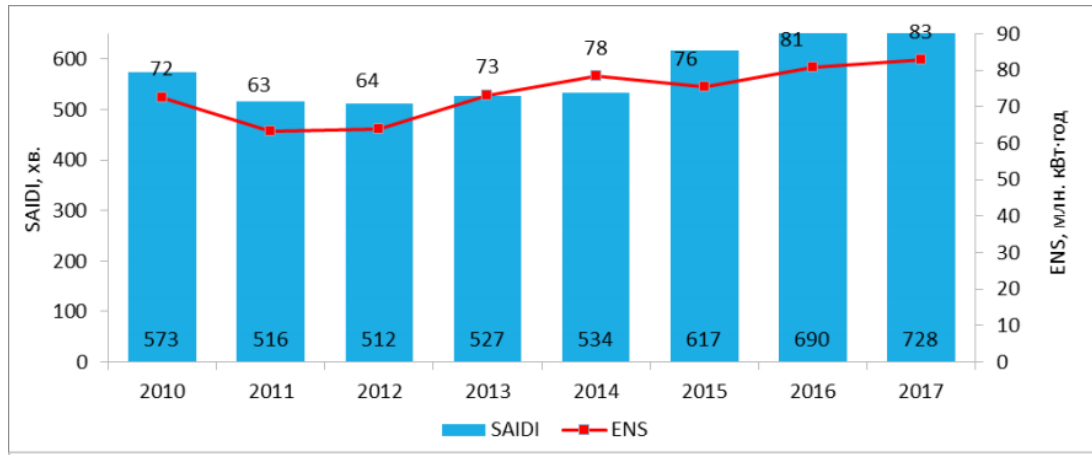


Рисунок 2.1 – Показник SAIDI та ENS для України з 2010 по 2017рр.

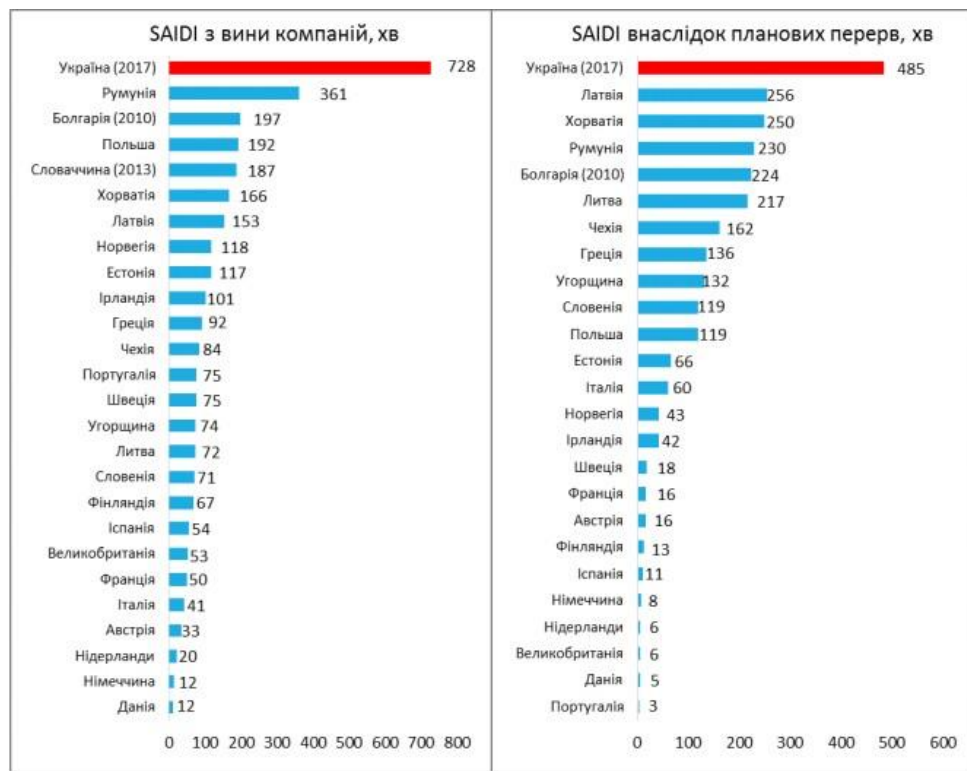


Рисунок 2.2 – Показник якості електропостачання SAIDI країн Європи та України

У 2017 році загальний показник SAIDI (незапланований з виникомпаній) по Україні зріс на 5,4 % і становить 728 хв [2]. Зокрема, порівняно з попереднім

роком показники SAIDI у 2015 (рисунок 2.3) році зросли у 19-ти електророзподільних компаній. Зростання показників головним чином зумовлене підвищенням достовірності первинних даних за рахунок: підвищення точності реєстрації перерв в електропостачанні на рівні напруги 0,4...20 кВ, зокрема завдяки розвитку колцентрів компаній; поглибленої перевірки даних окремих компаній у рамках планових перевірок та надання за результатами перевірок усім компаніям роз'яснення щодо уникнення типових порушень у реєстрації перерв в електропостачанні.

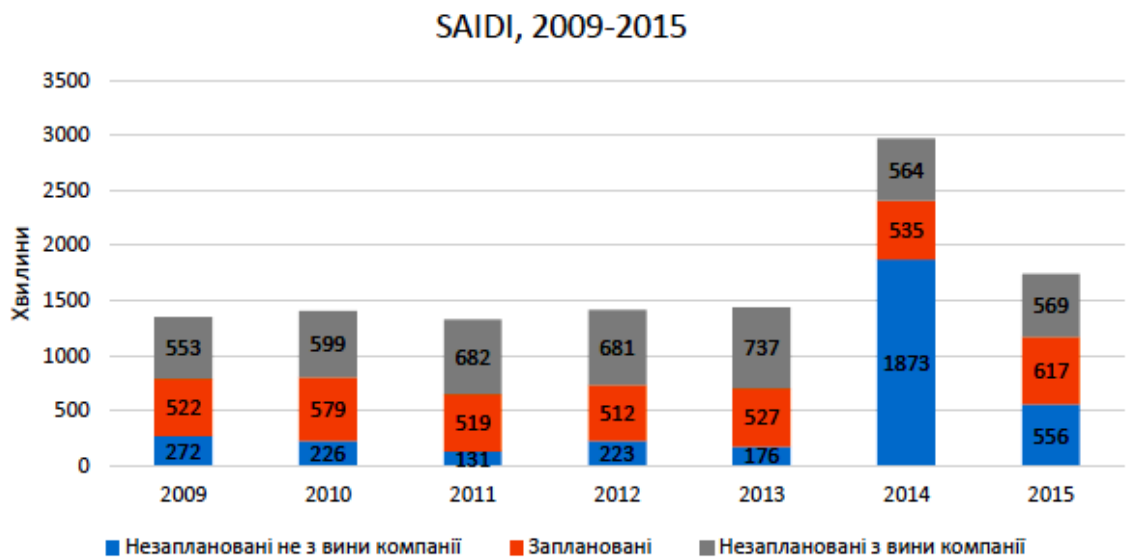


Рисунок 2.3 – Середні значення показника якості електропостачання SAIDI України

Наразі НКРЕКП і Міністерство енергетики та вугільної промисловості України зобов'язали ліцензіатів (обленерго) розробити програми телемеханізації ПС та РП з метою забезпечення отримання достовірних даних щодо перерв в електропостачанні споживачів та відповідно підняття рівня автоматизації мережі.

Експлуатація електричних мереж в енергосистемі України потребує значних ресурсів. Кількість підпорядкованих Міністерству енергетики та вугільної промисловості України районів електромереж, які безпосередньо займаються експлуатацією розподільних електричних мереж 0,4...150 кВ, складає на 2016 рік 554 структурних підрозділів з персоналом кількістю 25611 осіб [2].

Довжина повітряних ліній електропередавання напругою 6...150 кВ складає 374978 км і має по колах значення: 150 кВ – 10676,499 км; 110 кВ – 36161,336 км; 35 кВ – 66356,847 км (з них на дерев'яних опорах 509,279 км); 10 кВ – 247910,35 км (з них на дерев'яних опорах 3285,508 км):

6 кВ – 19128,713 км (з них на дерев'яних опорах 984,967 км) [2]. Незважаючи на досить значний розвиток мереж класу напруги 10 кВ як в сільській місцевості, так і в містах, зберігається ще мережа напруги 6 кВ, протяжність повітряних ліній якої складає майже 8 % від довжини повітряних ліній 10 кВ, а кабельних майже половину. Від цих мереж отримує живлення значна частка комунально-побутових споживачів, що протирічить вимогам міжнародного стандарту ГОСТ 29322 (МЭК 38-83), в якому зазначено, що номінальна напруга мережі 6 кВ не повинна використовуватися в електричних мережах загального призначення. В таблиці 2.2 наведено довжину кабельних ліній розподільних мереж 3...110 кВ, підпорядкованих Міненерго.

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. В таблиці 2.3 представлена характеристика розподільних підстанцій та фідерів 6...20 кВ.

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 [12]. 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 [2,12].

На об'єктах електричних мереж напругою 0,4-150 кВ електропередавальних

організацій за перший квартал 2016 року сталося 31711 технологічних порушень, зокрема, в мережах 6(10) кВ 8754 (рисунок 2.4) [20]. У порівнянні з 2014, і 2015 роками в 2016 році в мережах 6(10) кВ спостерігається досить незначне зниження кількості порушень. Відповідно 638 та 490, а в мережах до 1000 В воно досить відчутне – 6631 та 3506.

Таблиця 2.2 – Довжина кабельних ліній розподільних мереж 3...110 кВ

| Назва показника | Одиниця виміру, км | Міненерго |
|--|--------------------|-----------|
| Довжина кабельних ліній електропередавання, всього | км | 45474,299 |
| зокрема з напругою: 110 кВ | км | 137,943 |
| 35 кВ: | км | 482,854 |
| з них працюють більше 30 років | км | 307,232 |
| з напругою 10 кВ: | км | 24097,637 |
| з них працюють більше 30 років | км | 11836,005 |
| з напругою 6 кВ: | км | 20765,136 |
| з них працюють більше 30 років | км | 13364,335 |
| з напругою 3 кВ: | км | 15,792 |
| з них працюють більше 30 років | км | 15,36 |

Обсяг недовідпуску електричної енергії з причини виникнення відмов та технологічних порушень цехового обліку в електричних мережах електропередавальних організацій за перший квартал 2016 року наблизився до 8785 тис. кВт·год, але суттєво знизився у порівнянні з 2015 роком на 5848 тис. кВт·год (рисунок 2.5) [12].

Таблиця 2.3 – Характеристика розподільних підстанцій та фідерів 6...20 кВ

| № п/п | Назва показників | Одиниця виміру | Міненерго |
|--------------------------|--|----------------|-----------|
| 1 | Кількість РП 6-20 кВ, всього з них працюють більше 25 років | шт. | 2696 |
| | | | 1889 |
| 2 | Кількість повітряних фідерів 6-20 кВ, всього | шт. | 26681 |
| | зокрема: | | |
| | довжиною з відгалуженнями : | | |
| | - до 15 км, | шт. | 20116 |
| | - більше 50 км; | шт. | 377 |
| | обладнані - АПВ, | шт. | 14164 |
| | - АВР | шт. | 635 |
| - секціонуючими пунктами | шт. | 778 | |
| 3 | Кількість повітряних фідерів 0,4 кВ, всього | шт. | 349187 |
| | зокрема з ізольованим проводом | шт. | 37709 |
| | | | |
| 4 | Кількість лінійних та підстанційних роз'єднувачів напругою 6-20 кВ | | |
| | всього | шт. | 371287 |
| | з них потребують заміни | шт. | 20731 |
| 5 | Кількість вимикачів навантаження напругою 6-10 кВ, всього | шт. | 134946 |
| | з них потребують заміни | шт. | 10262 |

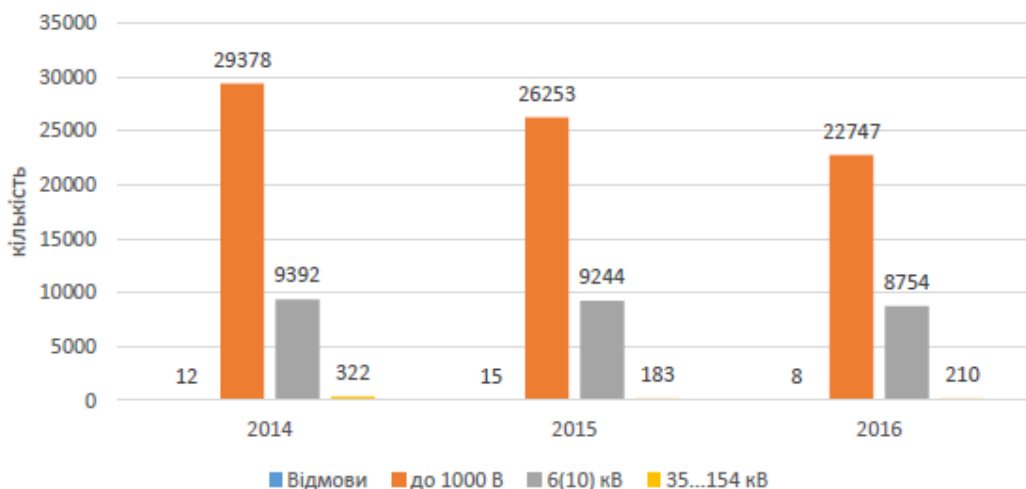


Рисунок 2.4 – Відмови та технологічні порушення цехового обліку в електричних мережах електропередавальних організацій

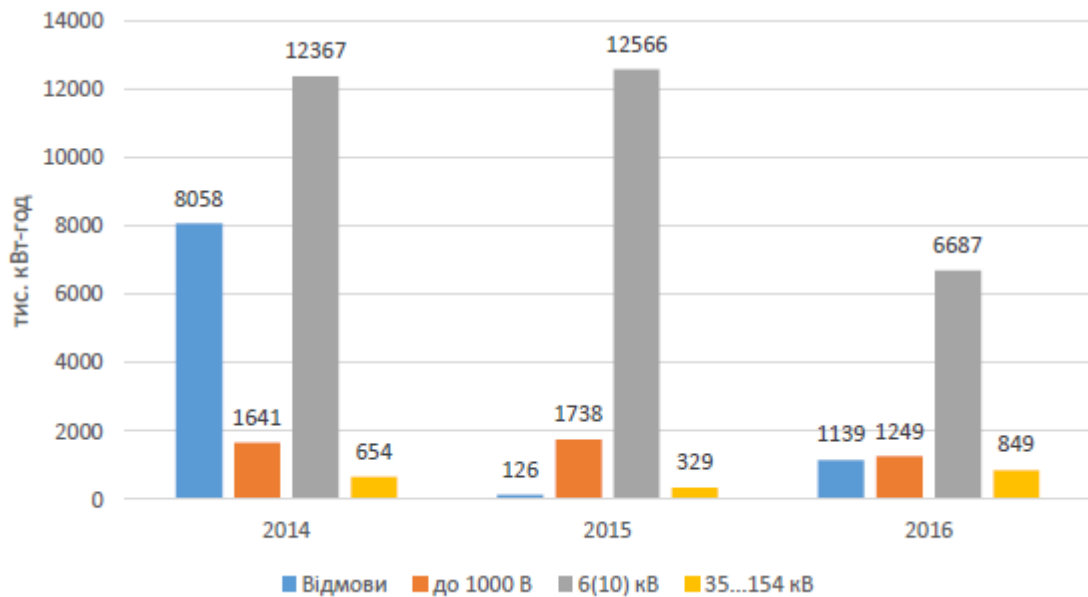


Рисунок 2.5 – Обсяг недовідпуску електричної енергії

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 пропускною спроможністю мереж. Особливо це стосується мереж 6 кВ, які ще використовуються в енергосистемі.

Що стосується засобів обліку електроенергії, то загальний технічний стан парку приладів обліку в Україні перебуває в задовільному стані (76% складають електронні лічильники та 24% – індукційні прилади обліку) [10,14]. Подальша заміна індукційних лічильників не викликає суттєвого зменшення технологічних втрат і в подальшому буде виконуватися поступово до повної заміни.

Значна кількість технологічних порушень на об'єктах електричних мереж напругою 6(10) кВ електропередавальних організацій та низькі експлуатаційні показники мереж свідчать про те, що вони є слабкерованими з недостатнім

рівнем використання автоматизованих систем оперативно-диспетчерського управління.

Добовий графік навантаження міських мереж досить нерівномірний і має різний вигляд у різних регіонах – обленерго. В мережах 6(10) кВ спостерігається досить високий рівень аварійності та технологічних порушень. Мережі перевантажені, інфраструктура мережі не відповідає її завантаженню. Сучасне промислове та комунально-побутове електрообладнання досить вразливе як до короткочасних, так і довготривалих переривів електропостачання, що підсилює в рази економічні втрати від недовипуску електроенергії втратами від пошкодження обладнання та порушення технологічних процесів.

Враховуючи сьогоденні реалії в країні і те, що процес заміни морально і фізично зношеного електрообладнання в електричних мережах, який за різними оцінками складає від 40 до 70 %, відбувався досить повільно, а на сьогодні він ще і уповільнився, при тому, що в містах непинно росте щільність навантаження, яка вже досягає, наприклад, у центрі Києва до 9...10 МВт/км² (середня по Києву 2,4 МВт/км² та 3,6 МВАр/км²) і, як наслідок, підвищуються втрати електроенергії, то на порядок денний постає питання комплексного підходу до перспективи розвитку розподільних мереж та підвищення ефективності їх роботи.

2.2 Аналіз втрат при передачі електроенергії енергопостачальними організаціями

Переміщення будь-якого матеріального об'єкта з одного місця в інше вимагає певних витрат (роботи). Електрична енергія, що передається по електричних мережах, є єдиним видом продукції, який для свого переміщення витрачає частину самого себе, не вимагаючи для цього інших ресурсів.

Фактичні втрати електроенергії визначають як різницю електроенергії, що надійшла в мережу, і електроенергії, відпущеної з мережі споживачам. Ці втрати включають в себе складові різної природи: втрати в елементах мережі, що мають чисто фізичний характер, витрата електроенергії на роботу обладнання, встановленого на підстанціях і забезпечує передачу електроенергії, похибки фіксації електроенергії приладами її обліку і, нарешті, розкрадання електроенергії, несплату або неповну оплату показань лічильників тощо.

Втрати електроенергії - це частина електроенергії, яка здійснює корисну роботу з транспортування іншої її основної частини від місць виробництва до місць споживання.

Поділ втрат на складові може проводитися за різними критеріями: характером втрат, класами напруги, групам елементів, виробничим підрозділам тощо. Для цілей нормування втрат доцільно використовувати укрупнену структуру втрат електроенергії, в якій втрати розділені на складові, виходячи з їх фізичної природи і специфіки методів визначення їх кількісних значень. Виходячи з цього критерію фактичні втрати можуть бути розділені на чотири складові:

1) технічні втрати електроенергії, зумовлені фізичними процесами, що відбуваються при передачі електроенергії по електричних мережах і виражаються в перетворенні частини електроенергії в тепло в елементах мереж. Технічні втрати не можуть бути виміряні. Їх значення отримують розрахунковим шляхом на основі відомих законів електротехніки;

2) витрата електроенергії на власні потреби підстанцій, необхідний для забезпечення роботи технологічного обладнання підстанцій та життєдіяльності обслуговуючого персоналу. Витрата електроенергії на власні потреби підстанцій реєструється лічильниками, встановлені на трансформаторах власних потреб;

3) втрати електроенергії, зумовлені інструментальними похибками її вимірювання (інструментальні втрати). Ці втрати отримують розрахунковим шляхом на основі даних про метрологічні характеристики і режимах роботи використовуваних приладів;

4) комерційні втрати, зумовлені розкраданнями електроенергії,

невідповідністю показання лічильників оплаті за електроенергію побутовими споживачами та іншими причинами в сфері організації контролю за споживанням енергії. Комерційні втрати не мають самостійного математичного опису і, як наслідок, не можуть бути розраховані автономно. Їх значення визначають як різницю між фактичними втратами і сумою перших трьох складових.

В даний час витрата електроенергії на власні потреби підстанцій відображається у звітності в складі технічних втрат, а втрати, зумовлені похибками системи обліку електроенергії, - в складі комерційних втрат. Це є недоліком існуючої системи звітності, так як не забезпечує чіткого уявлення про структуру втрат і доцільних напрямках робіт по їх зниженню.

Три перші складові укрупненої структури втрат обумовлені технологічними потребами процесу передачі електроенергії по мережах і інструментального обліку її надходження та відпуску. Сума цих складових добре описується терміном технологічні втрати. Четверта складова – комерційні втрати являє собою вплив «людського фактора» і включає в себе всі його прояви: свідоміше розкрадання електроенергії деякими абонентами за допомогою зміни показань лічильників, споживання енергії повз лічильники, несплату або неповну оплату показань лічильників, визначення надходження та відпуску електроенергії за деякими точкам обліку розрахунковим шляхом (при розбіжності кордонів балансової належності мереж і місць установки приладів обліку) тощо.

Очевидно, що кожна укрупнена складова має свою більш детальну структуру. Технічні втрати можна розділити на поелементні складові, витрата електроенергії на власні потреби підстанцій включає в себе 23 типи електроприймачів, похибки обліку включають складові, обумовлені вимірювальними трансформаторами струму, напруги та електричними лічильниками, комерційні втрати також можуть бути розділені на численні складові, що відрізняються причинами їх виникнення. Таку структуру втрат назовемо детальною структурою втрат електроенергії. Представлена на малюнку структура є повною для всіх складових технологічних втрат. Вона неповналише для комерційних втрат, для яких вказані тільки групи обумовлюють факторів, а не

конкретні складові. В даний час описано понад 40 способів розкрадань і сподіватися на те, що це їх остаточне число, неможливо.

Суму технічних втрат, витрати електроенергії на власні потреби підстанцій та комерційних втрат (розкрадань) можна назвати фізичними втратами електроенергії. Ці складові дійсно пов'язані з фізикою розподілу енергії по мережі. При цьому перші дві складові фізичних втрат відносяться до технології передачі електроенергії по мережах, а третя до технології контролю кількості переданої електроенергії. Структура балансу електроенергії наведено на рисунку 2.6.

Технологічні витрати електроенергії на передачу по електричних мережах є однією з основних складових технологічних витрат палива в енергосистемі. Електроенергія – єдиний вид продукції, транспортування якої здійснюється за рахунок певної частини самої продукції. Тому втрати електроенергії під час її передачі неминучі.

У мережах високої напруги задача розрахунку та обліку втрат електричної енергії практично вирішена, а от у розподільних мережах з досить низьким рівнем автоматизації задача аналізу, розрахунку та розробки методів оптимізації втрат, як фактора підвищення ефективності функціонування, є досить актуальною.

Фактичні втрати електроенергії в електричних мережах електрозподільних компаній (клас напруги 154 – 0,38 кВ) по Україні за 2017 рік склали 12931,8 млн. кВт-год або 9,89% від відпуску електроенергії в мережу (130 780,3 млн кВт-год), що менше на 47,3 млн. кВт-год ніж за 2016 рік.

Нормативні технологічні втрати електроенергії в електричних мережах розподільчих компаній за 2017 рік склали 14 976,8 млн. кВт-год або 11,45% від відпуску електроенергії в мережу, що менше на 77,5 млн. кВт-год ніж за 2016 рік. Технологічні втрати електроенергії в розподільчих мережах представлені на рисунку 2.7 [2,5].

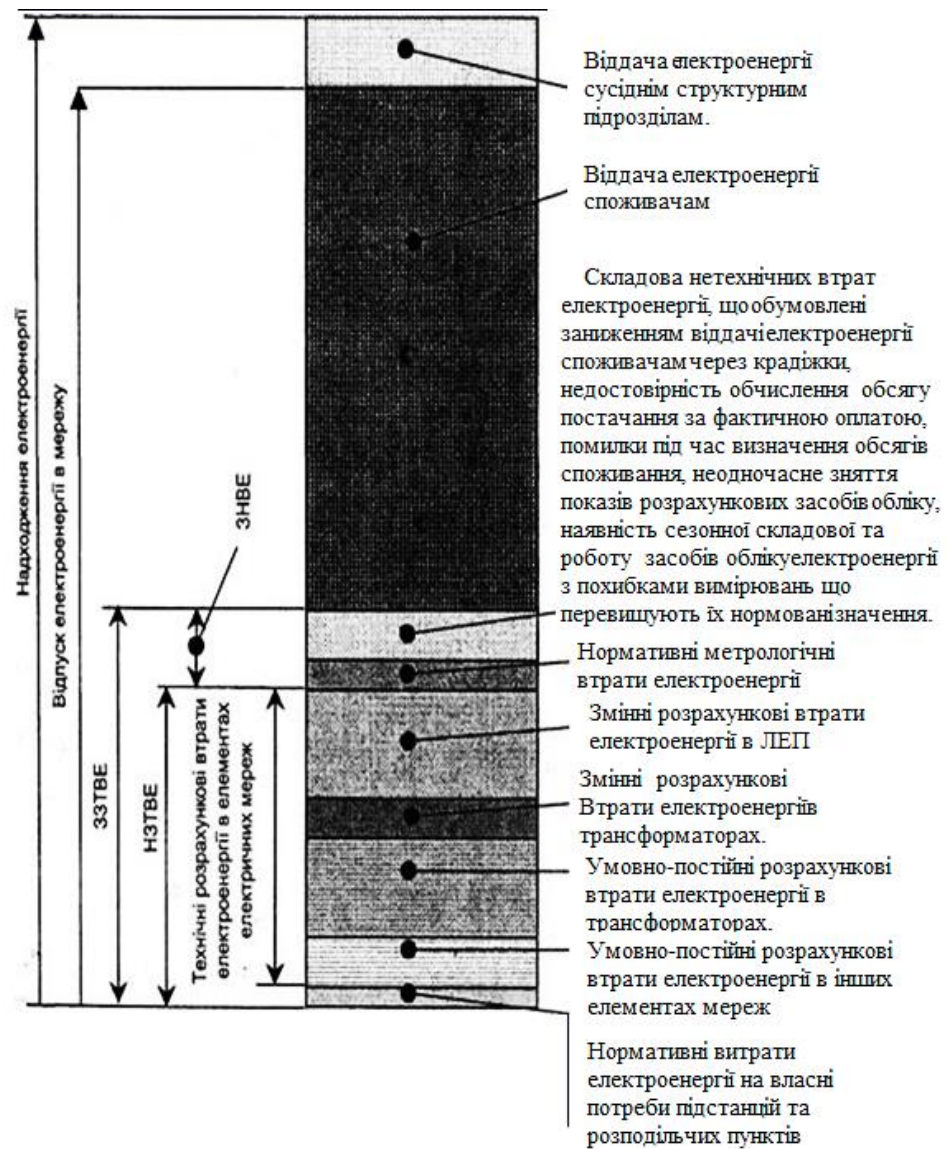


Рисунок 2.6 – Структура балансу електроенергії

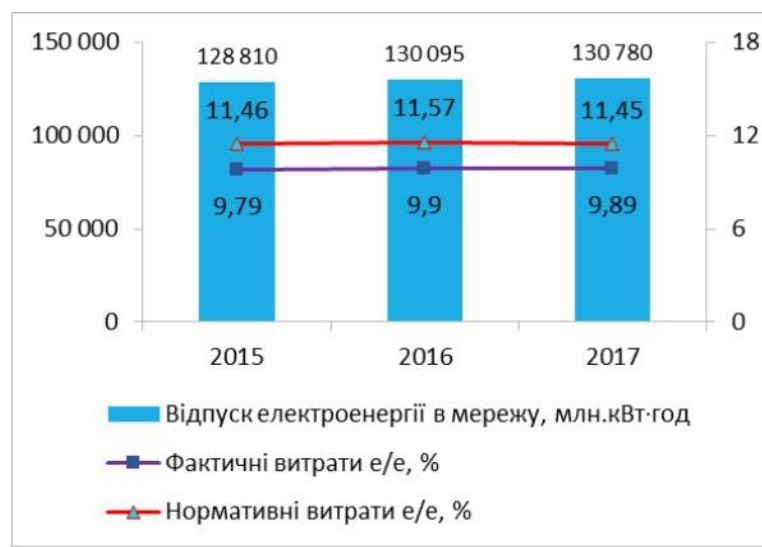


Рисунок 2.7 – Втрати електроенергії в розподільчих мережах України

У таблиці 2.4 наведено розподіл потужності навантаження, споживання та втрати за годинами доби зимового режимного дня 2016 року в енергосистемі України [2,16].

Таблиця 2.4 Розподіл потужності навантаження, споживання та втрати за годинами доби

| Найменування | Навантаження за годинами доби, МВт | | | | | | Добове ел. споживання, млн. кВт·год |
|---------------------------|------------------------------------|-------|-------|-------|-------|------|-------------------------------------|
| | 4 | 8 | 12 | 16 | 20 | 24 | |
| Навантаження | 17690 | 20862 | 21620 | 22056 | 22461 | 1936 | 497,60 |
| Навантаження ел. станцій, | 17368 | 20544 | 21257 | 21741 | 22139 | 1904 | 489,65 |
| ТЕЦ | 5830 | 7822 | 8627 | 9792 | 9842 | 763 | 198,04 |
| ГЕС | 332 | 1510 | 1395 | 667 | 1021 | 9 | 21,61 |
| АЕС | 11206 | 11212 | 11235 | 11282 | 11276 | 1131 | 270,00 |
| блок - станцій | 322 | 318 | 363 | 316 | 322 | 31 | 7,95 |
| Прийом з інших | 6282 | 7394 | 8130 | 7257 | 7013 | 723 | 172,00 |
| Передача в інші | 7280 | 7981 | 8469 | 7745 | 7454 | 783 | 186,01 |
| Експорт | 357 | 477 | 461 | 416 | 421 | 54 | 10,81 |
| Власне споживання | 16335 | 19799 | 20820 | 21152 | 21599 | 1820 | 472,77 |
| Власні потреби, у т.ч. | 1480 | 1562 | 1748 | 1815 | 1739 | 159 | 39,42 |
| ТЕЦ | 793 | 851 | 1065 | 1129 | 1076 | 93 | 23,03 |
| ГЕС | 15 | 15 | 17 | 16 | 18 | 1 | 0,40 |
| АЕС | 672 | 695 | 667 | 670 | 645 | 64 | 15,99 |
| Втрати | 2177 | 2630 | 2523 | 2526 | 2623 | 227 | 59,30 |
| Виробничі потреби | 71 | 78 | 88 | 83 | 82 | 7 | 1,88 |
| Відпуск споживачам | 12608 | 15529 | 16461 | 16728 | 17154 | 1425 | 372,17 |

Для порівняння на рисунках 2.8 – 1.13 зображено графіки навантаження енергосистеми та втрати потужності в режимний день 2010, та 2016 років.

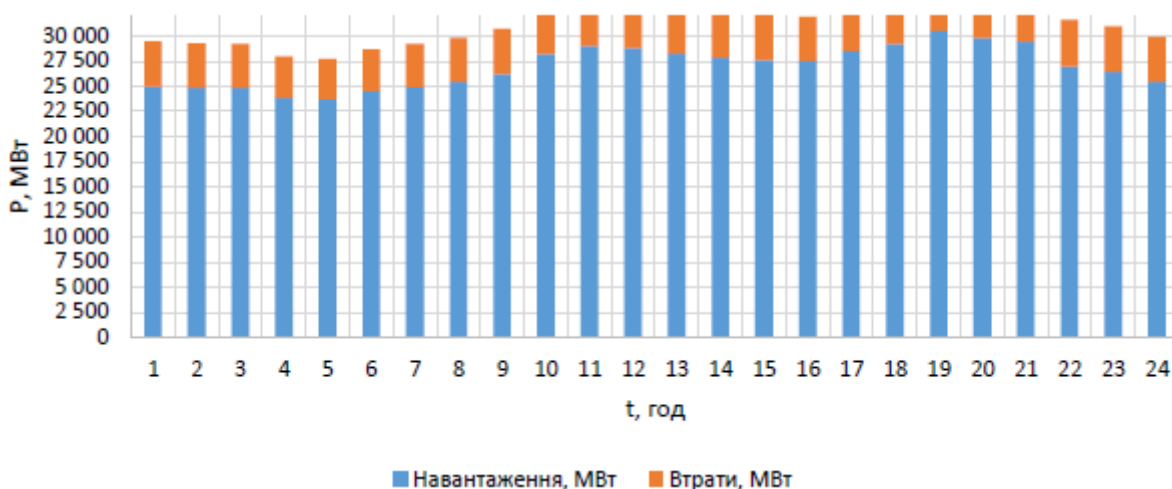


Рисунок 2.8 – Добовий графік навантаження енергосистеми та втрати в режимний день взимку 2010 року

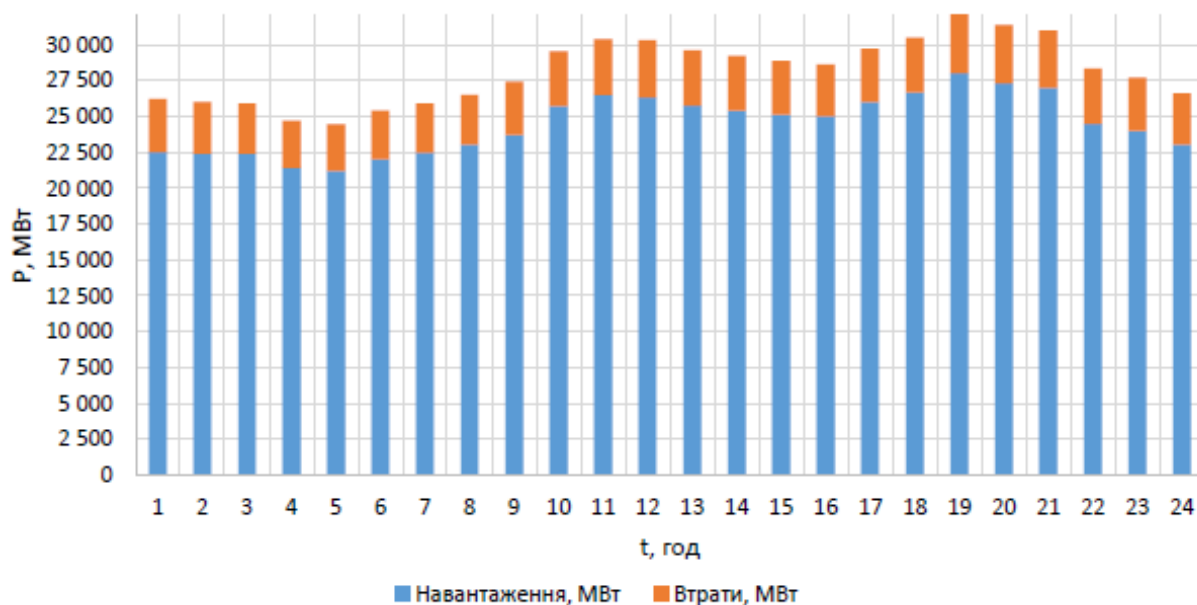


Рисунок 2.9 – Добовий графік навантаження енергосистеми та втрати в режимний день літку 2010 року

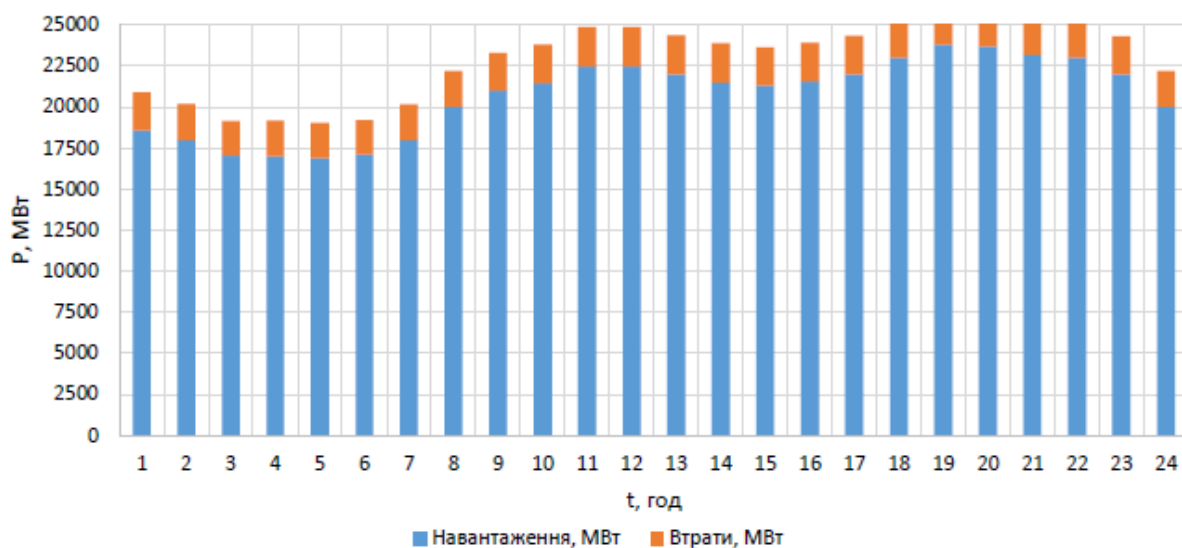


Рисунок 2.10 – Добовий графік навантаження енергосистеми та втрати в режимний день влітку 2016 року

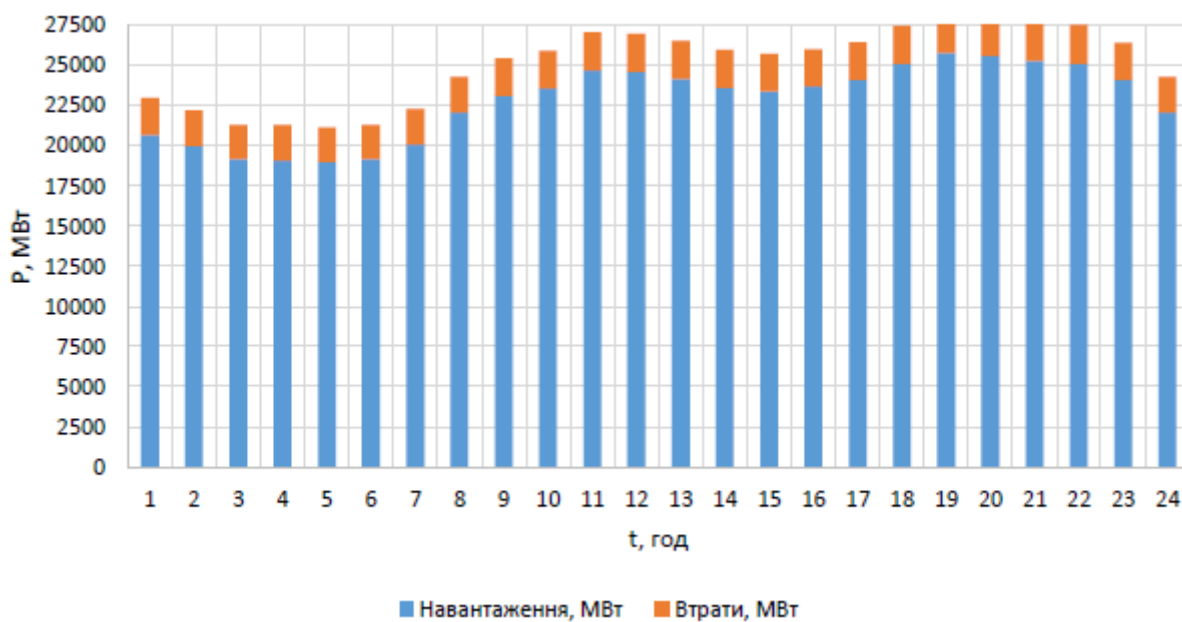


Рисунок 2.11 – Добовий графік навантаження енергосистеми та втрати в режимний день взимку 2016 року

2.3 Оцінка нерівномірності графіка електричного навантаження

Напівпікова зона характеризується значним одноразовим протягом доби зростанням навантаження в ранкові години і її глибоким спадом в кінці доби, а пікова – поруч відносно невеликих підйомів (до рівня максимального навантаження) і спадів (до рівня напівпікової зони) навантаження в денні години доби. Зазвичай присутні один або два максимуму споживання електроенергії: ранковий і вечірній. Перший пов'язаний найчастіше з ранкової зміною роботи промислових підприємств. Другий являє собою поєднання споживання працюючих у вечірню зміну підприємств зі споживанням електроенергії в житловому секторі та сфері побутового обслуговування населення. Тому другий пік по своїй величині завжди перевищує перший [16,18].

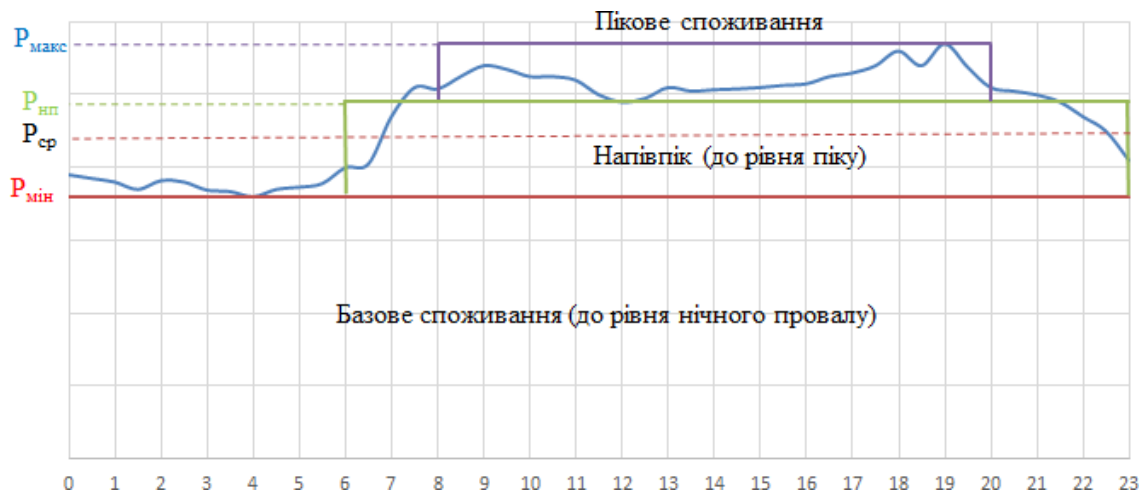


Рисунок 2.12 – Типовий добовий графік навантаження енергосистеми

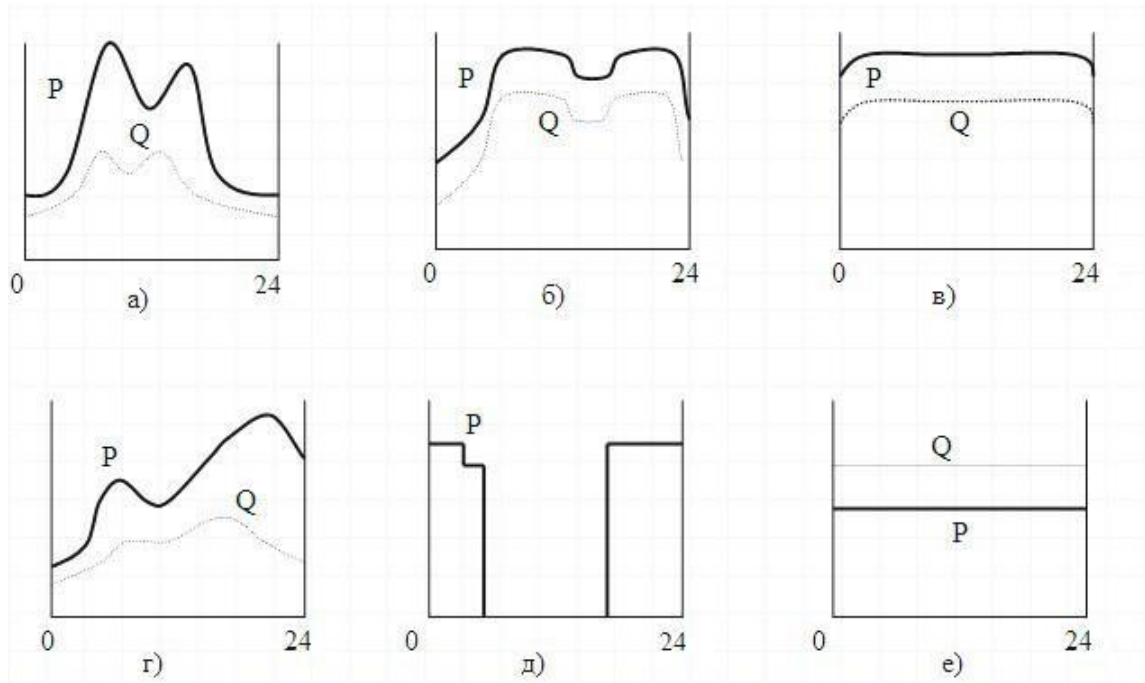


Рисунок 2.13 – Добові графіки активної і реактивної навантаження:

- а - однозмінного підприємства; б - двозмінного підприємства;
 в - тризмінного підприємства; г - комунально-побутового навантаження;
 д - вуличного освітлення; е - водопроводу і насосних станцій [16-18].

У загальному випадку добовий графік навантаження енергосистеми має чергуються між собою провали, підйоми, спади і піки, які визначають в цілому його нерівномірний характер. Це, по суті, сума добових графіків навантаження різних споживачів.

Особливо відзначимо наступний фактор. Аналіз графіків навантаження різних споживачів, показує, що характер графіка комунально-побутового навантаження фактично якісно повторює графік навантаження енергосистеми. Тобто, навантаження комунально-побутових споживачів істотно впливає на загальний графік навантаження енергосистеми. Порівняльна характеристика різних типів споживачів електроенергії представлена у таблиці 2.5.

В даний час тенденція розуцілення графіків навантаження продовжує зберігатися, і в останні роки величина коефіцієнта нерівномірності графіків

навантаження досягла в багатьох енергосистемах рівня $K_{\text{нер}} = 0,5 - 0,55$.

Таблиця 2.5 – Порівняльна характеристика різних типів споживачів електроенергії

| № з/п | Властивості | Споживач-регулятор | Звичайний споживач «пасивний» | Кваліфікований / «солідарний» споживач | Активний споживач |
|-------|---|--|--|---|---|
| 1 | Етапи розвитку енергосистеми | Енергосистема колишнього СРСР | Сучасний етап | Перехідний етап | Інтелектуальна електроенергетика |
| 2 | Вид навантаження | Промислові підприємства | Промислові підпр. та домо господарства | Промислові підприємства та домогосподарств а | Промислові підприємства та домогосподарства |
| 3 | Режим електроспоживання | Виконує план із випуску продукції, оптимізує режим роботи, виходячи з потреб енергосистеми, вирівнює графік навантаження енергосистеми | Планування електроспоживання відсутнє | Здійснюється планування електроспоживання надекілька діб наперед, відхилення від плану карається штрафами | Може змінювати свій режим електроспоживання в режимі реального часу відповідно до необхідності виконання своїх виробничих планів з випуску продукції чи постачання енергії споживачу, оптимізуючи витрати на купівлю електроенергії на зовнішніх ринках |
| 4 | Ступінь участі в наданні додаткових послуг | Виконує в примусовому порядку | Відсутній | Визначається системним оператором | Може вибирати самостійно |
| 5 | Умови завантаження власних потужностей (при її наявності) для формування заявки на участь у купівлі/продажу енергії на оптовому та роздрібному ринках енергії | Відсутній | Відсутній | Така можливість існує тільки для потужних споживачів | Така можливість існує у кожного споживача, крім того, вибір режиму енергоспоживання здійснюється в режимі реального часу |

Відповідно до класифікаціями за зонами, також класифікують і установки, що працюють в них. Так в базовій зоні, працюють агрегати несучі постійну, переважно номінальне навантаження, як в добовому, так і в тижневому розрізі. Найчастіше до таких агрегатів відносяться АЕС, ТЕЦ і ГЕС без регульованого стоку.

У напівпіковій частини графіка навантаження використовуються агрегати, які можуть працювати з розвантаженням в періоди зниження навантаження в системі, а частина деяких може зупинятися при проходженні нічного провалу, а також на вихідні і святкові дні. До напівпікових агрегатів належить більшість конденсаційних енергоблоків ТЕС, а також парогазові установки. До пікових агрегатів відносяться установки, що працюють тільки в години покриття максимуму навантаження. Сюди відносяться ГТУ, ГАЕС, ГЕС з регульованим стоком.

Робота АЕС в базовій частині графіка навантаження обумовлене технічною неможливістю і економічною недоцільністю залучення їх до регулювання графіка навантаження.

ТЕЦ також використовуються в базовій частині графіка навантаження (в основному в опалювальний період), що обумовлено необхідністю забезпечення графіка відпустки теплоти. У літній (неопалювальний) період року ТЕЦ можуть залучатися до регулювання графіка електричного навантаження в напівпіковій зоні.

Маневрені характеристики конденсаційних електростанцій залежать в основному від маневрених можливостей котельних агрегатів. Сучасні газотурбінні установки, навіть великої потужності, мають високу маневреність і можуть пускатися і набирати навантаження до номінальної потужності за 15-30 хвилин, що і дозволяє використовувати їх в пікової зоні.

Поряд з добовою і тижневою нерівномірністю графіків електричного навантаження енергосистеми має місце суттєва зміна споживання електроенергії і протягом року. На рисунку 2.12 для ілюстрації цього представлений типовий графік зміни добових максимумів електричного навантаження протягом року для

енергосистеми України. Аналіз цього графіка показує, що протягом літнього періоду спостерігається істотний спад споживання електроенергії. Він обумовлений збільшенням тривалості світлового дня і підвищенням температури зовнішнього повітря. Для деяких зарубіжних країн, особливо розташованих в кліматичній зоні з високими літніми температурами і розвинутою системою кондиціонування, навпаки характерний літній річний максимум електричного навантаження, наприклад для Каліфорнії в США.

Наявність провалу електричного навантаження енергосистеми в літній період створює сприятливі умови для ремонту обладнання. Літню зону провалу навантаження тому часто називають зоною ремонтів (або «ремонтної майданчиком»). Аналіз графіка зміни середньомісячних максимумів електричного навантаження показує, що протягом літніх місяців відбувається зниження навантаження на 20 і навіть більше відсотків. Наявність цієї зони дозволяє зменшити величину спеціального, так званого, «ремонтного резерву» в енергосистемі.

Існує також проблема, недостатньої забезпеченості держави власними паливо-енергетичними ресурсами. Це проявляється в систематичному відключенні споживачів, які мали місце ще на початку незалежності України та почали застосовуватися знову.

Однією з особливостей енергетики України є наявність суттєвої нерівномірності графіка електричного навантаження. За даними Мінпаливенерго України, нічний надлишок потужностей в Україні становить понад 1100 МВт і має тенденцію до зростання. Також Україна має недостатній кількості в ОЕС маневрених енергоблоків, які були б здатні швидко виходити на робочий режим з гарячого або навіть з холодного резерву, а також в широких межах змінювати величину вироблюваної ними електричної потужності [17].

Аналіз добових і річних графіків роботи ОЕС України в автономному режимі дозволяє відзначити негативний вплив на забезпечення графіка електричного навантаження і необхідної якості частоти електроенергії наступних факторів:

- наявність на ТЕС України основного електрогенеруючого обладнання, яке виробило нормативний термін безперервної роботи (30 років), що збільшує кількість позапланових зупинок;

- нестійка робота пиловугільних парових котлів на неякісному паливі – вугіллі низької якості призводить до інтенсивного зносу поверхонь нагріву котлів, зменшує кількість виробленої пари, збільшує терміни і витрати на ремонти, не дозволяє стабільно працювати в напівпіковій частини добових графіків електричних навантажень;

- нестача коштів для модернізації, і тим більше реконструкції, основного і допоміжного обладнання енергоблоків ТЕС, а також на закупівлю палива і створення резерву на вугільних складах;

- використання ГЕС не тільки для підтримки необхідної частоти струму і забезпечення пікових навантажень, але і для поповнення потужності енергосистеми при відсутності палива на ТЕС.

Одним з напрямків використання надлишкових потужностей і згладжування добового графіка споживання енергії є використання роботи енергоємних промислових підприємств і акумулювання надлишкової енергії в нічний час. З цією метою, застосовуються гідроакумулюючі станції, а також вироблення теплової енергії з подальшим її використанням в денний час. Однак обидва зазначених види акумулювання характеризуються великими тепловими та гідравлічними втратами, що досягають 35% і більше (таблиця 2.6) [18,19].

Таблиця 2.6 - Результати аналізу графіка ОЕС України

| Дата режимного дня | Wдоб., МВт.год | Pмакс, МВт | Pср, МВт | Pмін, МВт | Кн |
|--------------------|-------------------|------------|----------|-----------|------|
| Україна | | | | | |
| 21.06.16 | 497200 | 23864 | 20716,7 | 16985 | 0,71 |
| 20.12.16 | 587287 | 28746 | 24478,5 | 21245 | 0,74 |

Ефективність економіки будь-якої країни в значній мірі залежить від стану її паливно-енергетичного комплексу (ПЕК). Від цього комплексу безпосередньо залежать масштаби і темпи зростання промислового виробництва, сільського

господарства, транспорту та інших галузей, а також енергоємність економіки, яка є важливим показником, особливо для країн з обмеженими енергоресурсами. Тому забезпечення стабільності і постійний розвиток ПЕК є одним з найважливіших завдань будь-якої держави.

Паливно-енергетичний комплекс - це міжгалузева система, функціонування якої включає видобуток викопного палива, виробництво різних видів енергії, а також їх транспортування, розподіл і використання. Зокрема, паливно-енергетичний комплекс України є технологічно складною, територіально розгалуженою системою, що складається з електроенергетики, системи тепlopостачання, вугільної, ядерної, газової, нафтової та нафтопереробної промисловості.

Однією з основних складових частин ПЕК є об'єднана енергетична система (ОЕС) України, яка представляє собою сукупність електростанцій, електричних і теплових мереж, інших об'єктів електроенергетики, які об'єднані спільним режимом виробництва, передачі та розподілу електричної і теплової енергії при централізованому управлінні цим режимом. Однією з важливих підсистем об'єднаної енергетичної системи є електроенергетична система, що забезпечує споживачів електричною енергією.

Електроенергетика - одна з провідних галузей економіки України, яка грає дуже важливу роль в господарському комплексі країни. Близько половини всього первинного палива (вугілля, нафта, газ, уран), яке видобуває або отримує з інших держав Україна, а також енергія більший і окремих малих річок використовуються для виробництва електричної енергії. Тому проблеми раціонального використання паливно-енергетичних ресурсів (ПЕР), зниження втрат електроенергії в процесах її виробництва, перетворення, передачі і споживання є важливими і актуальними для енергетичної галузі України.

При цьому необхідно брати до уваги, що успішне вирішення цих проблем в значній мірі залежить від можливості формування і підтримки енергетично ефективних режимів виробництва і передачі електроенергії в енергосистемі, на які, в свою чергу, сильно впливає нерівномірний попит споживачів на електричну

потужність [15,16].

Характерною особливістю роботи будь-якої електроенергетичної системи є суворе відповідність обсягів виробництва електричної енергії її споживання [28, 29, 30]. Надійна енергосистема повинна безперервно забезпечувати баланс попиту і пропозиції на електроенергію шляхом оперативного покриття графіка навантаження відповідної виробленням електроенергії на генеруючих джерелах з гарантованою поставкою її в вузли споживання. У разі порушення цього принципу в енергосистемі змінюються частота мережі змінного струму і розрахункові рівні напруги, що може привести до масових відключень споживачів або виходу з ладу генеруючого, передавального і розподільного обладнання та електроустановок споживачів [17].

Відомо, що енергетична галузь України в різні періоди свого існування тій чи іншій мірі завжди була дефіцитною [18-20]. При цьому необхідно розрізняти кілька аспектів цієї дефіцитності.

Перш за все, з цим поняттям асоціюється недостатня забезпеченість держави власними паливними ресурсами. Якщо ж говорити про недостатність української електроенергетики, то найбільш очевидним її проявом є систематичні, так звані «віялові», відключення споживачів, які мали місце в середині 90-х років і нещодавно почали застосовуватися знову.

Необхідність таких обмежень певною мірою можна пояснити дефіцитом електричної енергії, а точніше, нестачею палива на електростанціях. Але ця обставина не була і не є єдиною або навіть основною причиною відключень споживачів. Головним чином потреба в «віялових» відключеннях викликана тією обставиною, що в об'єднаній енергосистемі України завжди був та як і раніше існує дефіцит електричної потужності [21,22]. І позбутися його вдасться ще не скоро, оскільки його причина криється в несприятливій структурі генеруючих потужностей об'єднаної енергосистеми України. Йдеться про недостатню кількість в ОЕС маневрених енергоблоків, які були б здатні швидко виходити на робочий режим з гарячого або навіть з холодного резерву, а також в широких межах змінювати величину вироблюваної ними електричної потужності. З цієї

причини енергосистема далеко не завжди здатна задовольнити попит споживачів на електричну потужність, який швидко і суттєво змінюється протягом доби.

Підтримка необхідного балансу виробництва та споживання електричної потужності в об'єднаній енергосистемі України зараз забезпечують спільно енергоблоки ТЕС і ГЕС, що призводить до суттєвого ускладнення диспетчерського управління режимами роботи ОЕС [23].

Найбільші ускладнення в управлінні режимами виробництва електроенергії в енергосистемі виникають під час нічного провалу її навантаження [23-26]. Причому, найбільш відчутні ці ускладнення влітку, особливо в вихідні дні, коли попит споживачів на електричну потужність незначно перевищує базову (нерегульовану) потужність енергоблоків атомних електростанцій (АЕС), що знаходяться в роботі.

Проблема полягає в тому, що в такій ситуації для енергосистеми стає вкрай складно забезпечити навіть порівняно невеликі коливання попиту споживачів на електричну потужність. При зниженні попиту на потужність може виникнути необхідність оперативної зупинки одного з енергоблоків АЕС, що не тільки небажано з економічних міркувань, але і неможливо з технічних причин, а також з точки зору забезпечення безпеки роботи АЕС [30, 23-26].

При короткочасному ж збільшенні попиту на потужність може знадобитися відключення частини споживачів, оскільки енергоблоки ТЕС, що знаходяться в резерві, технічно неможливо досить швидко вивести на робочий режим. Для цього, як правило, потрібно не менше 1-2 годин.

Очевидно, що обмеження попиту споживачів на електричну енергію неминуче призводить до зниження обсягів її виробництва на електростанціях, тобто до погіршення використання наявного парку генеруючого обладнання. Таким чином, вимушені відключення споживачів або обмеження їх попиту на електроенергію тягне за собою виникнення значних економічних збитків і соціальних проблем не тільки у самих споживачів, але також і в енергетичній галузі [27]. Зокрема, мова йде про проблеми зайнятості персоналу зупинених енергоблоків, оплати часу їх вимушеного простою, відшкодування додаткових

витрат на підтримку в працездатному стані зупинених енергоблоків тощо.

При цьому в результаті примусових відключень споживачів гірше можуть використовуватися не тільки енергоблоки ТЕС, але і АЕС, оскільки цілком природно, що при зниженні попиту споживачів на потужність в нічний час може виникнути потреба виключення з графіка покриття навантаження енергосистеми також і атомних енергоблоків. А це, в свою чергу, може привести до появи ще більш значних економічних збитків і соціальних проблем, ніж на теплових електростанціях, не кажучи вже про можливість виникнення проблем, пов'язаних з безпекою експлуатації АЕС.

Як вже було сказано, покриття нерівномірного попиту споживачів наелектричну потужність, в об'єднаній енергосистемі України зараз здійснюється, головним чином, за рахунок маневрених можливостей енергоблоків теплових електростанцій [24-28]. При цьому в даний час для забезпечення проходження нічного мінімуму навантаження в енергосистемі щодоби на 2-4 години відключаються в холодний резерв до 10 енергоблоків ТЕС з подальшим їх «підйомом» на денний період. Крім того, для забезпечення проходження вечірнього максимуму навантаження енергосистеми щодоби на кілька годин включаються в роботу ще до 8 енергоблоків ТЕС.

Повністю виключити енергоблоки ТЕС з графіка покриття навантаження енергосистеми з метою скорочення їх щодобових пусків- зупинок неможливо, оскільки без їх участі не можна забезпечити покриття нерівномірного попиту споживачів на електричну потужність в денний час, зокрема, в періоди максимального навантаження енергосистеми. До того ж, енергоблоки ТЕС найчастіше залишаються єдиним засобом регулювання режимів виробництва електроенергії в нічний період.

Крім того, при виключенні з роботи досить великої кількості енергоблоків ТЕС виникає ще одна проблема. Значна частина генеруючих потужностей виявляється зосередженою в західних регіонах України, і при існуючій пропускної здатності електричних мереж практично неможливо передати необхідну кількість електроенергії в східні регіони.

Очевидно, що вимушене використання енергоблоків ТЕС в якості маневрених потужностей енергосистеми неминуче пов'язане зі значними додатковими витратами на щодобові їх пуски, а також на вироблення електроенергії цими енергоблоками [28-32].

Крім того, такий режим роботи не передбачений конструкцією теплових енергоблоків, що призводить до підвищеного зносу устаткування, зниження надійності його роботи, а також до збільшення витрат на ремонти [32].

Необхідно відзначити також, що задіяні для регулювання навантаження енергосистеми енергоблоки теплових електростанцій, як правило, працюють в неефективних з енергетичної точки зору режимах, особливо в нічний час. При цьому істотно збільшується їх питома витрата палива. Зростає також вартість палива, використовуваного в таких режимах, так як періодично необхідно так звана паливна «підсвічування», тобто додавання певної кількості природного газу або мазуту до основного палива (вугілля) для полегшення його запалювання та забезпечення стійкого горіння.

Всі зазначені недоліки використання енергоблоків ТЕС в якості маневрених генеруючих потужностей, природно, негативно позначаються на економічності роботи об'єднаної енергосистеми України, і є однією з причин підвищення оптових цін і роздрібних тарифів на електричну енергію.

Крім того, в зв'язку з використанням значних потужностей енергоблоків АЕС в графіку покриття навантаження енергосистеми, навіть в робочі дні, коли попит споживачів на електроенергію підвищується, задіяні для покриття навантаження теплові електростанції, як правило, працюють мінімальним складом енергоблоків, а у вихідні дні - навіть менше мінімального складу. Відомо, що на будь-якій теплової електростанції для збереження її «живучості» повинні знаходитися в роботі мінімум два енергоблоки (або два корпуси). Це необхідно, щоб, в разі аварійної зупинки одного з працюючих енергоблоків, забезпечити можливість його повторного пуску або пуску інших енергоблоків станції. Невиконання цієї вимоги може призвести до повної зупинки станції, після чого для пуску хоча б одного з її енергоблоків потрібно чимало часу, яке вимірюється

вже не годинами, а днями. У всякому разі, використання такої станції протягом досить тривалого часу для покриття графіка навантаження енергосистеми стане неможливим. Тим самим здатність об'єднаної енергосистеми оперативно підтримувати баланс генерується і споживаної електричної потужності на цей час знизиться ще більше.

Таким чином, незважаючи на наявність в об'єднаній енергетичній системі значного потенціалу незавантажених генеруючих потужностей, надійне і якісне забезпечення попиту споживачів на електричну енергію стає все більш складним завданням для енергетичної галузі. Ситуація, що склалася в енергетичній галузі України, ускладнюється ще й тим, що значна частина генеруючого обладнання електростанцій і електричних мереж вже давно вичерпала свій ресурс і є фізично зношеною. Зокрема, велика частина блочного обладнання ТЕС була введена в дію ще в 1960-1970 роках [32].

При цьому в умовах значних масштабів і великій швидкості природного старіння основних фондів теплових електростанцій їх оновлення практично не відбувається. Протягом тривалого часу в Україні не було введено в дію жодного нового енергоблоку ТЕС, а тільки виконувалися роботи по їх вузловій модернізації. У складній ситуації перебувають також і гідроелектростанції країни, обладнання яких відпрацювало від 20 до 40 років і також вимагає проведення докорінної реконструкції та модернізації [32].

Тобто, очевидно, що існуючі темпи оновлення основних фондів ТЕС і ГЕС є вкрай недостатніми для надійного забезпечення балансу електричної потужності в енергосистемі.

Таким чином, в сьогоденних умовах питання формування і постійного підтримання необхідного балансу генерується і споживаної електричної потужності в енергосистемі стає все більш актуальним.

Ефективність покриття нерівномірних графіків електричного навантаження енергосистеми залежить в першу чергу від складу генеруючого обладнання та його маневрених можливостей [33,34]. Однак вирішення проблеми покриття нерівномірного попиту споживачів на електроенергію традиційно здійснюється

різними шляхами: створенням енергосистемі оптимальної структури генеруючих потужностей, використанням перетоків енергії з сусідніми енергосистемами або залученням споживачів до вирівнювання графіків навантаження енергосистеми за рахунок адміністративних (обмежують) і економічних (стимулюючих) заходів: Створення оптимальної структури генеруючих потужностей, залучення споживачів до вирівнювання графіків навантаження енергосистеми за рахунок технологічних, адміністративних, економічних заходів.

Найбільш очевидним шляхом вирішення питання збільшення маневрених потужностей в ОЕС України є будівництво нових гідроакumuлюючих електростанцій (ГАЕС), спорудження та використання парогазових і газотурбінних генеруючих установок (ПГУ і ГТУ), а також модернізація існуючого обладнання ГЕС з підвищенням діапазону регулювання потужності гідроагрегатів.

Однак цей шлях створення в українській енергосистемі оптимальної структури генеруючих потужностей вимагає значних фінансових і матеріальних витрат, а також тривалого часу. Не менш тривалим і витратним є вирішення проблеми покриття нерівномірного попиту на потужність за рахунок перетоків енергії з сусідніми енергосистемами, оскільки це потребує значного збільшення підвищення пропускної здатності існуючих електричних мереж, а також вжиття додаткових заходів щодо підвищення якості електроенергії. З іншого боку, рішення даної проблеми потрібно шукати не тільки в напрямку створення і введення в експлуатацію додаткових маневрових потужностей, що генерують «великий» енергетики, зокрема, потужностей ГЕС та ГАЕС. Помітного полегшення режимів виробництва і передачі електроенергії в об'єднаній енергосистемі, підвищення економічності її функціонування можна досягти також шляхом ефективного управління попитом споживачів на електричну потужність. При цьому можна стверджувати, що такий шлях вирішення зазначеної проблеми слід вважати найменш витратним, найбільш швидким і реальним на сьогоднішній день для української енергетики. Причому в сучасних ринкових умовах для залучення споживачів електроенергії до вирівнювання графіків навантаження

енергосистеми переважно повинні застосовуватися не адміністративні (обмежують), а економічні (стимулюючі) методи управління. Як показує світовий досвід, такий підхід до вирішення проблеми покриття нерівномірних графіків навантаження енергосистеми використовується в багатьох країнах і дозволяє досягати значних позитивних результатів.

2.4 Висновки до розділу

1. Проаналізовано сучасний стан розподільчих мереж енергосистем України, що дало змогу визначити об'єктивні фактори які уповільнюють їх розвиток.

2. Досліджено технологічні порушення та причини їх виникнення на об'єктах розподільних електричних мереж, що дало можливість визначити рівні аварійності та технологічних порушень.

3. Визначено рівень втрат в мережах 6(10) кВ та причини їх виникнення для обґрунтування проблемни нерівномірності та неоптимальності ГЕН.

4. Проаналізовано механізми підтримки необхідного балансу виробництва та споживання електроенергії в ОЕС України, дало можливість підвищення їх ефективності шляхом керуванням попиту на електроенергію.

РОЗДІЛ 3

ВТРАТИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ЕЛЕМЕНТАХ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

3.1 Підвищення ефективності експлуатації електромереж

Ефективність функціонування енергетики, а як наслідок і ефективність енерговикористання залежать від багатьох технічних факторів, серед яких найбільш визначальними є: структура та якісний склад генеруючих потужностей, збалансованість попиту та пропозиції, стан електричних мереж, режим роботи.

З метою підвищення ефективності експлуатації електромереж розроблені методи та засоби формування умов оптимальності їх режимів в умовах постійного зростання навантаження споживачів та збільшення частки децентралізованого генерування за рахунок джерел розосередженої генерації та обладнання активних споживачів. Для забезпечення рентабельності функціонування обладнання активного споживача, зокрема джерел розосередженої генерації та систем керування навантаженням, особливо актуальними є питання організації планування і оперативного («інтелектуального») керування режимами їхньої роботи. Внаслідок нестабільного виробітку електроенергії джерелами розосередженої генерації, через стохастичний характер більшості типів відновлювальних джерел енергії, можливості коригування режимів роботи електромереж якими відбувається транспортування електроенергії від активного споживача або до нього, є дещо обмеженими.

Активний споживач в електропостачальній системі. Використання джерел розосередженої генерації та систем керування навантаженням під час їхньої експлуатації передбачає отримання максимального прибутку, що проявляється через реалізацію (продаж) виробленої або зекономленої електроенергії. Тому при коригуванні режимів роботи системи електропостачання із активними споживачами, дана задача є першочерговою. Однак, в окремих випадках, першочерговим може бути надання активними споживачами додаткових послуг для системи електропостачання, тобто, використання потенціалу активних споживачів для регулювання режимів роботи мережі, для зменшення перетоків електроенергії, для вирівнювання графіку споживання та для надання інших системних послуг, що передбачає отримання певної вигоди як для енергетичної компанії, так і для самого споживача.

Оптимізаційна задача для активного споживача. Реалізація стратегії активного споживача передбачає узгодження режимів роботи обладнання споживача та мережі. З метою оптимізації таких режимів була створена модель поведінки активного споживача, в якій виділено кілька складових основного оптимізаційного завдання.

Загальна модель поведінки передбачає формування таких складових оптимізаційної задачі:

- 1) мінімізація витрат на електроенергію;
- 2) максимізація прибутку від продажу електроенергії та надання окремих системних послуг;
- 3) оптимальне споживання (вибір та дотримання оптимального графіку споживання);
- 4) максимальне використання енергії, виробленої від власних джерел розосередженої генерації;
- 5) оптимальна конфігурація мережі та параметрів системи електропостачання;
- 6) вибір оптимальних режимів роботи;
- 7) мінімальний вплив на екологію;

8) інші можливі вигоди.

В залежності від особливостей та можливостей того чи іншого споживача а також потреб системи електропостачання формується окрема оптимізаційна задача.

Однією із особливостей активного споживача є можливість регулювання графіку споживання. Розглянемо завдання оптимізації графіку споживання електроенергії із загальної мережі активним споживачем.

Алгоритм вибору взаємовигідного режиму полягає в наступному:

- 1) у виборі оптимального графіку, або групи оптимальних графіків, споживання електроенергії з мережі, що одночасно будуть задовольняти і споживача, і системного оператора;
- 2) у виборі оптимальних, допустимих та граничних умов роботи;
- 3) у дотриманні вибраного графіка споживання та здійсненні відповідних заходів при порушенні узгоджених умов.

Проблеми з розвитку електричних мереж викликані інтенсивним зростанням виробництва і споживання електроенергії, при цьому управління енергосистемами ускладнюється із збільшенням частки розподілених і поновлюваних джерел енергії з перемінними графіками генерації.

Оперативний розподіл потоків потужності підвищує «живучість» енергосистеми – здатність протистояти аварійним ситуаціям. Ефективним заходом при цьому є оптимальний розподіл потоків потужності, який знижує навантаження на слабкі перетини.

Підвищення керованості режимами електромережі дозволяє протидіяти аварійним ситуаціям режимними заходами – програмами регулювання навантаження, післяаварійного відновлення роботи мережі, поділу мережі на автономно працюючі ділянки (за допомогою передач постійного струму (ППС), вставок постійного струму (ВПС) і несинхронних зв'язків. У мережі, яка має засоби швидкого управління режимами, підтримується стабільність напруги під час зміни потоків потужності, управління споживанням електроенергії здійснюється за допомогою вирівнювання графіків навантаження, забезпечується

висока якість електропостачання.

Електричні мережі, які становлять основу електроенергетичних систем, за оцінкою Міжнародної ради з великих електричних систем (CIGRE), покликані відігравати стратегічно важливу роль у процесі переоснащення та підвищення технічного рівня передавання і розподілу електроенергії.

Незалежно від спрямованості сучасних розробок на світовому енергетичному рівні відзначено особливості електричної мережі майбутнього:

- високий ступінь «живучості» під час роботи в напружених, швидкозмінних режимах;
- розширення застосування ВПС та ППС, надпровідної техніки;
- гнучке управління потоками потужності (за допомогою силової електроніки і фазоповоротних пристроїв та інших сучасних технічних засобів);
- широкомасштабний контроль і захист всієї мережі;
- висока ефективність (зниження втрат) транспортування електроенергії;
- регулювання вироблення та споживання електроенергії, у тому числі за допомогою широкого розвитку інтелектуальних мереж і мережі «розумних» лічильників;
- підвищення якості електроенергії (стабільність напруги та малий вміст вищих гармонік тощо);
- використання широкополосних систем зв'язку для управління та спостереження за режимами;
- підвищена увага до розвитку розподіленої генерації та поновлюваних джерел енергії (ПДЕ) та забезпечення надійного енергоспоживання.

Найважливіше місце в цих процесах відводиться розвитку ефективної енергетичної сфери передавання і розподілу електроенергії та підвищенню надійності електропостачання. Як один з напрямів вирішення проблеми надійності є об'єднання енергетичних систем різних країн і регіонів, які йдуть шляхом створення відповідних транснаціональних і трансконтинентальних енергетичних систем. Зазначені тенденції чітко визначилися у світовій енергетиці кінця ХХ століття.

На основі координації управління і функціонування об'єднаних енергетичних систем (ОЕС), які входять до великих енергетичних об'єднань (ЕО), досягають оптимального і ефективного використання ресурсів як первинної енергії, так і скорочення загальних втрат під час передавання і розподілу електроенергії.

Інтеграція (об'єднання на паралельну роботу) дає об'єднуючий ефект – появу нових властивостей, яких не було у складових частинах, що проявляється, зокрема, у підвищенні рівня регульованості загального графіка навантаження об'єднаних систем, зниженні його нерівномірності в добовому, тижневому і сезонному розрізах, зменшенні залежності частоти електричного струму від коливань балансу потужності. З'являється можливість оптимізувати режим енергосистем із урахуванням нових критеріїв оптимальності, які включають кон'юнктуру ринку паливно-енергетичних ресурсів, ефективність використання електромереж та екологічні вимоги тощо.

Інвестиції є ключовим фактором побудови гнучких і ефективних електричних мереж на основі нових архітектурних схем та інноваційних технічних рішень. Так, за оцінкою ENTSO-E (Європейська мережа операторів систем передавання електроенергії), інвестиції в системи передавання і розподілу електроенергії ЄС становитимуть 500 млрд євро до 2030 р., 75% з яких піде на системи розподілу і 25% на системи передавання.

Втрати електроенергії в електричних мережах та її транспортування до споживача є одним із основних показників економічності їхньої роботи. Він наглядно відображає проблеми, які вимагають невідкладного розв'язання щодо розвитку, реконструкції й технічного переоснащення електричних мереж, удосконалювання методів і засобів експлуатації, обліку та керування енергопостачанням. Зниження втрат електроенергії в елементах системи електропостачання.

Задача зниження рівня втрат електроенергії є важливою складовою частиною більш загальної задачі зменшення енергоспоживання і ефективного використання енергетичних ресурсів на основі оптимізації балансів споживання і

вироблення електричної енергії. Існуючі на сьогоднішній день методи аналізу балансів в основному базуються на методі експертних оцінок, так як для цього використовується тільки невелика частина достовірної інформації – споживання енергосистеми в цілому, вироблення енергії електростанціями і потоки енергії по «зовнішнім» перетокам.

Комплекс заходів щодо зниження втрат може бути розділений на три групи :

- *режимні* – забезпечення оптимального режиму компенсаторів реактивної потужності, своєчасне переключення відгалужень обмоток трансформаторів РПН, відключення трансформаторів у мережах низької напруги на період малих навантажень;
- *організаційні* – скорочення витрати електроенергії на власні потреби підстанцій, удосконалювання обліку електроенергії, контроль за використанням джерел реактивної потужності, впровадження нових програм для аналізу режимів мереж і їх оптимізації з використанням ЕОМ;
- *технічні* – введення нових компенсуючих пристроїв, заміна проводів на лініях електропередачі, заміна трансформаторів і автотрансформаторів, автоматизація регулювання напруги.

У структурі втрат по елементах систем електропостачання основна частина втрат приходить на лінії електропередач (в окремих випадках до 65% [85]). Втрати в трансформаторах складають близько 30 % сумарних втрат у мережі даної ступіні напруги, причому біля половини з них – втрати в сталі. Втрати в інших елементах мережі (у реакторах, компенсуючих пристроях, вимірювальних приладах, трансформаторів струму і напруги) незначні і можуть бути оцінені в межах 3–5 % сумарних втрат. Втрати включають також електроенергію, що витрачається на власні потреби підстанцій. Приблизно 1/4 загальних втрат складають втрати, що практично не залежать від навантаження, так звані умовно-постійні, і 3/4 – умовно-змінні.

Технічному аналізу піддається тільки частина загальних втрат, що називається технічними втратами; інша – приблизно 10 %, так звані комерційні втрати, – зв'язана з недосконалістю системи обліку електроенергії. В умовах

паралельної роботи енергосистем виникає необхідність передачі визначеної кількості електроенергії транзитом через мережі енергосистеми. При цьому мають місце додаткові втрати електроенергії, зв'язані з транзитними перетоками. Також на величину втрат електричної енергії в елементах системи електропостачання впливає ряд технічних і експлуатаційних факторів, у тому числі характеристики навантаження, стан і рівень зносу електротехнічного устаткування, термін і інтенсивність його експлуатації.

Існують різні класифікації заходів по зниженню втрат електроенергії [86], але усі вони базуються на економічних критеріях, які можуть визначати розподіл заходів на групи і не відображають співвідношення між витратами на заходи і ефектом від їх реалізації. Безвитратні заходи часто потребують для свого виконання значних експлуатаційних витрат. Співвідношення між сумою витрат на розрахунки і експлуатаційні витрати на безвитратні заходи з одного боку і вартість зекономленої за їх рахунок електроенергії часто дорівнюють одне одному. Крім того, ці класифікації не враховують ще двох важливих обставин: перша – вплив споживачів (особливо режимів їх роботи) на втрати електроенергії у мережі, друга – роль проектних, науково-дослідних, будівельних і експлуатаційних організацій у розробці і реалізації заходів по зниженню втрат електроенергії.

В роботі запропонована класифікація заходів по зниженню втрат електроенергії, яка ґрунтується на понятті керування, тобто цілеспрямованої дії на параметри електричних мереж і споживачів та режимів їх роботи. Така класифікація відповідає процесу передачі і споживання електроенергії і наведена на рисунку 3.1. Згідно зі запропонованою класифікацією дії, тривалістю більше року, спрямовані на глибоку зміну параметрів, елементів і схем мереж, віднесені до групи заходів по керуванню розвитком мереж. Заходи тривалістю до року віднесені до групи заходів по керуванню режимами роботи мереж.

Значно впливають на режим роботи мереж параметри електрообладнання. Наприклад, істотного зниження умовно-постійних втрат електроенергії можна досягти, застосовуючи трансформатори зі зниженими втратами холостого ходу

(магнітними втратами) і схемою з'єднання обмоток «зірка-зірка з нулем».

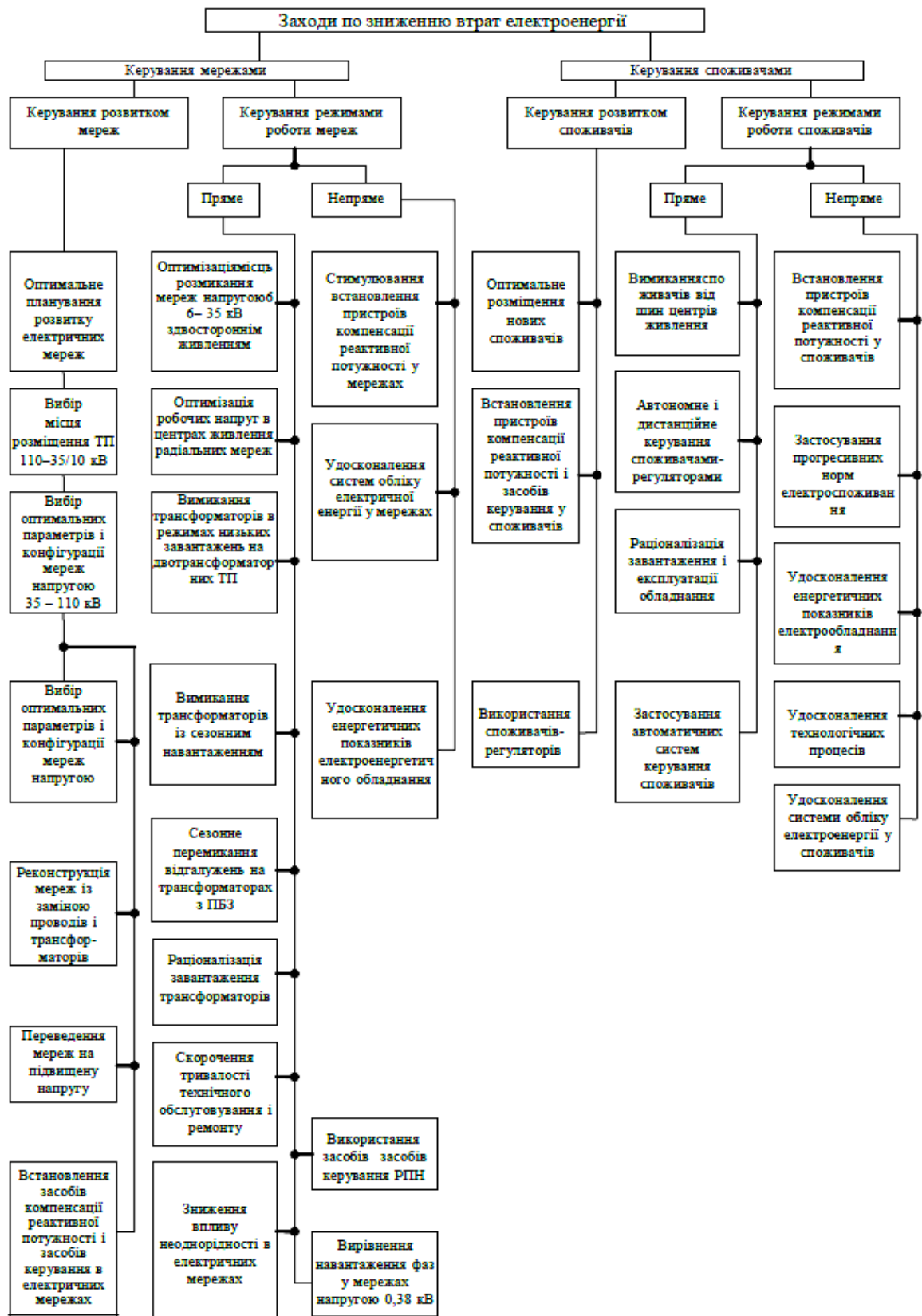


Рисунок 3.1 – Класифікація заходів по зниженню втрат електроенергії

Додатковим резервом зниження втрат електроенергії є керування розвитком і режимами роботи споживачів.

Заходи по керуванню режимами роботи споживачів виконуються персоналом підприємства, де знаходяться електроустановки, разом з персоналом енергооб'єднання.

Технічні заходи по зниженню втрат електроенергії потребують реконструкції мереж, заміни або встановлення додаткових апаратів, машин та обладнання. Реконструкція мережі передбачає заміну перерізів проводів лінії, переведення ліній на більш високу напругу, скорочення радіуса мережі зарахунок будівництва нових підстанцій. Всі ці заходи потребують капітальних вкладень, що збільшує щорічні витрати на амортизацію і поточний ремонт. Для визначення економічної ефективності всіх заходів по зниженню втрат електроенергії потрібно порівняти величину зменшення витрат коштів на втрати електроенергії ΔC_e з величиною збільшення витрат коштів на амортизацію і обслуговування ΔC_a . Але заходи по зниженню втрат потребують початкових витрат коштів K . Якщо величина зниження коштів на втрати електроенергії буде більшою від величини збільшення витрат коштів на амортизацію і обслуговування, то щорічні витрати ΔC коштів на експлуатацію будуть менші після впровадження заходів по зниженню втрат електроенергії. Зменшення щорічних витрат коштів повинно бути таким, щоб початкові витрати окупились за строк менший, ніж нормативний строк окупності капітальних вкладень T_o . Строк окупності капітальних вкладень T_o – це час, протягом якого зменшення щорічних витрат коштів досягне розміру капітальних вкладень, які зумовили економію щорічних витрат коштів. Отже, строк окупності можна визначити за формулою:

$$T_o = \frac{K}{\Delta C} = \frac{T}{\Delta C_e - \Delta C_a} \quad (3.1)$$

В теперішній час в енергетиці встановлено нормативний строк окупності – 8,3 року. На практиці розглядають декілька варіантів заходів зменшення втрат електричної енергії. Після цього вибирають найбільш ефективний варіант, що має

найменшу величину приведених витрат. Він повинен мати строк окупності менше нормативного строку окупності капітальних вкладень. Цей варіант є оптимальним. Оптимальний варіант має найменші зведені втрати електричної енергії. Економічно обґрунтовані втрати – це частина приведених витрат електричної енергії, яка відповідає дійсним.

Найбільш поширеним напрямом економії електроенергії є зниження витрат електроенергії в елементах системи електропостачання: у силових трансформаторах усіх ступіней напруги, у лініях електричної мережі, у реакторах, в установках реактивної потужності, що компенсують. Великі різнобічні можливості економії електроенергії реалізуються заходами, які можна розділити на конструктивні й експлуатаційні.

До конструктивних заходів відносяться посилення мережі шляхом введення нових кіл електроживлення, заміна декількох трансформаторів більш потужним, заміна раніше обраних проводів ліній проводами більшого перетину, установка компенсуючих пристроїв біля електроприймачів для розвантаження мережі від реактивної потужності і для підвищення рівнів напруги мереж наступних ступенів номінальної напруги: 380 на 660В, 6 на 10 кВ, 10 на 20 кВ.

Експлуатаційні заходи щодо зниження витрат, як заходи, що не вимагають додаткових капіталовкладень, повинні здійснюватися в першу чергу. У розподільних мережах промислових підприємств застосовується глибоке секціонування при роздільній роботі секцій шин розподільних пунктів на всіх рівнях напруги розподільної мережі. При такій схемі виникає нерівномірність навантаження в лініях і трансформаторах, різниця напруг на секціях і в результаті – додаткові втрати потужності. Для зменшення цих витрат необхідно перевіряти і забезпечувати рівномірність навантаження секцій. Для перевірки рівномірності на практиці застосовують короткочасне включення секцій на паралельну роботу включенням секційних вимикачів. Переключаючи в мережах навантаження з більш завантаженої секції на менш завантаженої, домагаються зниження струму який протікає через секційний апарат до мінімуму.

$$\min \sum_{k=1}^K 3_k$$

$$\min(C_p P_{\max} + \sum_{k=1}^K C_{e,k} W_k),$$

$$\min \sum_{t=1}^T C_e^t \sum_{k \in K^t} W_k,$$

Втрати електроенергії в лініях електричної мережі складають значну частину сумарних утрат у всій системі електропостачання. Одним із заходів щодо зменшення втрат у лініях є включення в роботу всіх ліній: у схемі не повинно бути ліній тільки резервних.

Рекомендується включення трансформаторів на постійну паралельну роботу при наявності технічної можливості такої роботи зі струму КЗ і заумовами роботи захисту, це розглядається як дієвий метод щодо зниження втрат електроенергії і поліпшення якості електроенергії (таблиця 3.1).

Таблиця 3.1 – Оптимальне значення втрат електроенергії у мережах напругою 10 кВ

| Показники | Структура показника | Значення показників | | |
|--|------------------------------------|---------------------|---------|-------------|
| | | Мінімальні | Середні | Максимальні |
| Втрати електроенергії, % до відпуску електроенергії у мережу | Загальні | 3,1 | 4 | 6,5 |
| | У лініях | 0,1 | 1,2 | 3,9 |
| | У трансформаторах | 2,5 | 2,9 | 3,2 |
| Втрати електроенергії, % до загальних втрат у мережі | Від навантаження у лініях | 3,5 | 30 | 62 |
| | Від навантаження у трансформаторах | 15,9 | 26 | 43,6 |
| | Умовно-постійні у трансформаторах | 21 | 44 | 67,3 |

В

ажливим заходом щодо економії втрат в електромережах є своєчасне відключення

в резерв трансформаторів підстанцій при зниженні їхнього навантаження і включення при зростанні навантаження.

Трансформатори трансформаторних підстанцій зазвичай зв'язані попарно через перемички і секційні автоматичні вимикачі, що вимагає їх експлуатацію в економічному режимі. Цей режим визначає кількість одночасно ввімкнених трансформаторів при умові мінімальних втрат електроенергії, що можливо у тому випадку, коли навантаження в підстанції може бути забезпечене роботою не всіх, а тільки частини трансформаторів. При цьому зменшуються умовно- постійні втрати у трансформаторах (втрати в сталі) але зростають втрати від навантаження (втрати в міді). Визначимо, при якому навантаженні доцільно залишати в роботі один трансформатор, а другий відключити в резерв. Це визначається величиною граничної потужності яка відповідає співвідношенню

$$S_{\text{сп}} = S_{\text{ном}} \cdot \sqrt{\frac{2P_0}{P_{\text{кз}}}} \quad (3.2)$$

де P_0 та $P_{\text{кз}}$ – відповідно втрати холостого ходу та короткого замикання трансформатора; $S_{\text{ном}}$ – номінальна потужність трансформатора.

Для зниження втрат електричної енергії в лініях електропередач проводи замінюють тоді, коли витрати коштів окуповуються за рахунок зменшення втрат електричної енергії. При заміні площі поперечного перерізу проводу на більший [88] існує економічний інтервал потужності, в межах якого це виконувати економічно доцільно. Економічний інтервал визначають тільки величиною капітальних вкладень на заміну проводу та опорів існуючого і проводу, на який роблять заміну. Довжина інтервалу та його положення серед інтервалів потужності для інших площ поперечних перерізів залежить від вартості заміни проводів та втрат електричної енергії, напруги лінії, коефіцієнта зростання навантаження, опору проводу, часу втрат. На наявність економічних інтервалів не впливає вартість існуючих ліній до заміни проводу.

Замінювати площі поперечних перерізів проводів на лініях електропередачі більшими можна при додержанні таких умов:

- механічна напруга на нових проводах та стріла провисання не повинні перевищувати допустимі;
- навантаження на опорі після заміни проводів не повинно перевищувати розрахункові.

При заміні проводами з такого ж матеріалу перша умова виконується сама собою, тому що із збільшенням площі поперечного перерізу, як правило, розрахункові прольоти, що відповідають максимальним допустимим напругам, збільшуються.

Проміжні та спеціальні опори розраховані на підвішування кількох марок проводів і, якщо існуючі проводи мають меншу площу поперечного перерізу, ніж граничний провід для цього типу опор, то друга умова виконується.

Якщо конструкція проміжної опори не витримує навантаження намічених проводів, то заміна їх неможлива. У випадку, коли проміжні опори без посередньо або після їх деякої реконструкції можуть витримати навантаження підвішуваних проводів, заміна дозволяється.

При розробці проекту заміни проводів треба враховувати реальний стан лінії та строк служби.

Завданням оптимізації управління системами електропостачання приділяється пильна увага, починаючи з моменту появи перших автоматизованих систем проектування і автоматизованих систем управління на основі комп'ютерів. Діючі програмні системи дозволяють перевіряти реальність і оптимальність проектних рішень по окремих енергетичних об'єктів, а також надійність функціонування працює енергосистеми в цілому шляхом вирішення конкретних технологічних завдань. Програмне забезпечення використовується також для порівняльного аналізу різних стратегій проектування, монтажу, оптимізації та експлуатації при прийнятті рішень на підставі стану і параметрів режиму електричної мережі.

Основними елементами електричної мережі є силові трансформатори

підстанцій і ліній електропередач. Дані елементи в будь-якому аналітичному або синтетичному програмному продукті представляються своїми математичними моделями. З усього безлічі моделей в загальному випадку можна виділити два основних види, які використовуються при вирішенні поставлених завдань:

1) Загальноприйнята графічна модель електричної схеми енергосистеми (включаючи силові трансформатори і ЛЕП);

2) Спеціалізовані моделі розрахункових схем, що описують схему електричної мережі енергосистеми на рівні вимог застосованих математичних методів і конкретних технологічних задач.

Завдання підвищення енергоефективності систем електропостачання різних об'єктів вимагають виконання заходів, нерідко пов'язаних з інженерними розрахунками. Інженерні розрахунки в галузі енергозбереження є трудомістким процесом. Беручи до уваги складність і високу вартість виконання таких робіт, необхідність і корисність енергозберігаючих заходів не завжди є очевидними для керівництва підприємств, організацій і установ.

Велика частина прийнятих рішень строго регламентована законами, керівними вказівками і іншими нормативними документами. Це дає можливість автоматизувати рішення багатьох приватних і комплексних завдань, в тому числі завдань з підвищення енергоефективності експлуатуються силових трансформаторів.

На трансформаторних підстанціях встановлюються, як правило, два силових трансформатора. Залежно від сумарного навантаження підстанції в ненавантажені години вигідно відключати один трансформатор. Такий режим роботи слід вважати заходом з енергозбереження, так як коефіцієнт корисної дії залишився в роботі трансформатора наближається до максимального значення.

Оптимальне навантаження трансформатора $S_{\text{опт}}$, що відповідає максимально можливому коефіцієнту корисної дії, можна знайти за формулою[41]:

$$S_{\text{опт}} = S_{\text{ном}} \cdot \sqrt{\frac{P_0}{P_{\text{кз}}}} \quad (3.3)$$

де $S_{\text{ном}}$ - номінальна потужність трансформатора, кВА; ΔP_0 - втрати холостого ходу, кВт; $\Delta P_{\text{кз}}$ - втрати короткого замикання, кВт.

Відношення оптимального навантаження трансформатора і його номінальної потужності є оптимальним коефіцієнтом завантаження трансформатора k_3 :

$$k_3 = \frac{S_{\text{опт}}}{S_{\text{ном}}} \quad (3.4)$$

При розрахунку за формулами (2.3) і (2.4) коефіцієнт завантаження трансформаторів виходить досить низьким (в межах 0,45 ÷ 0,55), так як трансформатори випускаються зі співвідношенням втрат холостого ходу і короткого замикання в діапазоні 3,3 ÷ 5,0. Зазвичай в проектній практиці користуються максимальними значеннями навантаження, за якими визначається і завантаження трансформаторів. Коефіцієнт завантаження виявляється значно нижче оптимального значення, тому що знаходяться в даний час в експлуатації силові трансформатори мають низьке завантаження і багато з них працюють в неоптимальному режимі.

Втрати потужності в силовому трансформаторі визначають за формулою:

$$\Delta P = \Delta P_{\text{хх}} \cdot \left(\frac{U}{U_{\text{ном}}} \right) + \Delta P_{\text{кз}} \cdot k_3^2 \quad (3.5)$$

де U - фактична напруга на виводах обмотки вищої напруги трансформатора, кВ; $U_{\text{ном}}$ - номінальна напруга обмотки вищої напруги, кВ.

Втрати електроенергії в силовому трансформаторі залежать від часу включення трансформатора, форми графіка електричних навантажень і визначаються за формулою:

$$\Delta W = \Delta P_{xx} \cdot \left(\frac{U}{U_{ном}} \right) \cdot T_{рік} + \Delta P_{кз} \cdot k_3^2 \cdot \tau \quad (3.6)$$

де $T_{рік}$ - кількість годин роботи трансформатора в році, год; τ - час найбільших втрат, що визначається за фактичною графіком навантаження або через довідкове значення кількості годин використання максимального навантаження, год.

Мінімум втрат енергії в трансформаторі протягом року буде при рівності втрат енергії холостого ходу і енергії короткого замикання. Навантаження трансформатора, що враховує показники графіка електричного навантаження $T_{рік}$, τ і відповідає мінімуму втрат електроенергії можна знайти з урахуванням (2.6) при $U = U_{ном}$:

$$S_{опт.рік} = S_{ном} \cdot \sqrt{\frac{P_0 \cdot T_{рік}}{P_{кз} \cdot \tau}} \quad (3.7)$$

Проведено порівняльні розрахунки за формулами (2.3) і (2.7) з урахуванням середніх значень тривалості використання максимуму навантаження в промисловості [41]. Розрахунки показали, що знижують трансформатори вимагають більш високого завантаження, ніж вони мають на практиці.

У деяких випадках може виявитися доцільним відключення частини трансформаторів, що працюють на загальне навантаження S_H . Визначимо економічно вигідну навантаження $S_{ЕК, \Delta P}$ при роботі, в межах якої досягається максимально вигідна завантаження трансформаторів. При зміні навантаження від нуля до $S_{ЕК, \Delta P}$ доцільна робота одного трансформатора, при навантаженні понад $S_{ЕК, \Delta P}$, економічно вигідна робота двох трансформаторів. Навантаження $S_{ЕК, \Delta P}$, при якій доцільно відключати один з трансформаторів і обумовлена рівністю втрат потужності при роботі одного і двох трансформаторів визначається за формулою:

$$S_{EK,\Delta P} = S_{ном} \cdot \sqrt{\frac{2P_0}{P_{кз}}} \quad (3.8)$$

Навантаження $S_{EK, \Delta W}$, обумовлену рівністю втрат електроенергії при роботі одного і двох трансформаторів, пропонується, по аналогії з (2.8), визначати з урахуванням часу включення трансформатора і форми графіка електричних навантажень за формулою:

$$S_{EK,\Delta W} = S_{ном} \cdot \sqrt{\frac{2P_0 \cdot T_{рік}}{P_{кз} \cdot \tau}} \quad (3.9)$$

На рисунку 3.2 відповідно до рівнянь (3.2) і (3.3) представлені залежності втрат потужності та електроенергії в силових трансформаторах двохтрансформаторної підстанції від потужності навантаження на шинах нижчої напруги S_H .

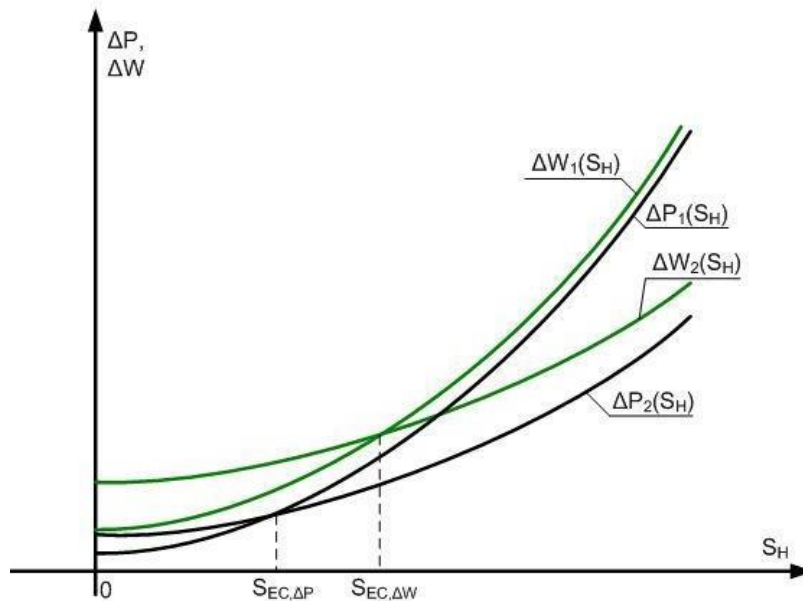


Рисунок 3.2 – Визначення економічної потужності трансформаторів за критеріями мінімуму втрат потужності та електроенергії

де $\Delta P_1, \Delta W_1$ - втрати потужності і енергії при роботі одного трансформатора;
 $\Delta P_2, \Delta W_2$ - втрати потужності і енергії при роботі двох трансформаторів.

Аналіз залежностей $\Delta P(S_H)$ і $\Delta W(S_H)$ показує зміщення економічної потужності в бік її збільшення при обліку часу включення трансформатора і фактичного графіка електричних навантажень. При розрахунках $S_{ЕК}$, ΔW по (2.9) збільшується інтервал економічної потужності. У цьому випадку збільшується тривалість роботи підстанції з одним трансформатором при нерівномірному графіку навантаження. Економія досягається за рахунок відсутності втрат холостого ходу відключеного трансформатора.

Вплив фактичного напруги U на висновках трансформатора на втрати потужності і енергії відображають формули (2.5) і (2.6). З метою зниження втрат доцільно встановити такий режим трансформатора, при якому напруга на обмотках високої напруги не перевищуватиме номінальне значення. Істотне зниження напруги також неприпустимо, оскільки може не забезпечити вимоги ГОСТ по відхиленню напруги у споживача. Зниження напруги на підстанціях призводить також до збільшення втрат електроенергії в лініях електропередачі.

Слід зазначити, що в рамках життєвого циклу силового трансформатора спостерігаються зміни магнітних властивостей електротехнічної сталі і зростання втрат холостого ходу ΔP_0 . При розрахунках втрат електроенергії в силових трансформаторах рекомендується використовувати фактичні значення втрат холостого ходу, отримані шляхом вимірів в умовах експлуатації. Це в першу чергу відноситься до груп силових трансформаторів, що знаходяться в тривалій експлуатації. Останні дослідження показують, що для силових трансформаторів з терміном експлуатації більше двадцяти років паспортні втрати холостого ходу $\Delta P_{0.ПАСП}$ при розрахунках повинні бути збільшені на 1,75% за кожен рік експлуатації понад 20 років [2]. Очевидно, що відключення з економічних міркувань частини трансформаторів не повинно відобразитися на надійності електропостачання споживачів. З цією метою виведені з роботи трансформатори повинні супроводжуватися пристроями автоматичного введення резерву. Доцільно автоматизувати операції відключення і включення трансформаторів. Для скорочення числа оперативних перемикачів частота виведення трансформаторів в резерв не повинна перевищувати 2-3 разів на добу. Крім того,

завантаження трансформаторів, не повинна перевищувати допустимі значення. Виходячи зі співвідношення показників економічності і надійності, що розглядаються в цій статті підходи, є дуже актуальними для підстанцій, що мають сезонні коливання навантаження.

3.2 Порівняльний аналіз якості електричної енергії

За останнє десятиліття в енергетиці відбулися значні зміни, пройшов перехід до ринкових відносин. В умовах цього переходу та ліберизації енергетичного ринку України в процес аналізу і прийняття рішень по його розвитку виявляються залученими багато учасників, що так чи інакше призводить до виникнення конфлікту їх інтересів [90]. Також за даних умов існує імовірність виникнення так званих, фізичних або технологічних ризиків, пов'язаних з імовірністю відмов і перебоїв у роботі основного обладнання енергопідприємств, та появи якісно нових фінансових ризиків, зумовлених, перш за все, формуванням різних груп суб'єктів відносин у процесі функціонування і розвитку енергосистем.

Досвід лібералізації світових енергетичних ринків показує, що важливого значення набуває питання забезпечення надійності енергетичної системи країни, підтвердженням чого є великі системні аварії в електроенергетиці, які останнім часом почастишали, а також питання забезпечення показників якості електроенергії, що передається до споживачів. Як наслідок, з'являються нові вимоги щодо параметрів якості електричної енергії. Як і для будь-якого продукту, якість для електроенергії має велике значення. Особливо в теперішній час, беручи до уваги світову тенденцію якісної зміни навантаження.

Контроль якості електроенергії ґрунтується на наступних стандартах ДСТУ EN 62586-2:2018 [42], ДСТУ EN 62586-1:2019(EN 62586-1:2017, IDT; IEC 62586-1:2017, IDT) [43], ДСТУ IEC 61000-4-30:2013[44]. Кодекс систем розподілу,

затверджений постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 14 березня 2018 року № 310.

В Україні основним нормативним документом, що встановлює номенклатуру показників якості електроенергії, а також норми якості електричної енергії, основні вимоги до контролю та методів і засобів вимірювання показників якості електроенергії, є міжнародний стандарт ДСТУ EN 50160:2014 (EN 50160:2010, IDT) Національний стандарт України. Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності [1].

Якщо розглядати електроенергію як товар, згідно закону «Про електроенергетику», то вона повинна відповідати певним вимогам щодо якості та потребам ринку, і відрізняється від інших видів енергії особливими властивостями: співпадінням в часі виробництва, транспортування та споживання; залежністю характеристик якості електроенергії від процесів її споживання; неможливістю зберігання і повернення неякісної електроенергії.

Якщо електроенергію розглядати як фізичне явище, то це здатність електромагнітного поля виконувати роботу під дією прикладеної напруги в технологічному процесі її виробництва, транспортування, розподілу та споживання.

Товарні відносини регулюються законами ринку та юридичними нормами, вимоги яких відображають рівень соціального і економічного розвитку суспільства. Технологічний процес, в свою чергу, регулюється законами електротехніки. Юридичні норми і вимоги визначають права, обов'язки і рівень відповідальності учасників ринку електроенергії, в тому числі й стосовно забезпечення якості електроенергії.

Найбільш ефективним способом координації дій суб'єктів ринку щодо забезпечення якості електроенергії в умовах експлуатації систем електроспоживання є створення системи керування якістю в організаціях учасниках ринку.

Такі суб'єкти оптового ринку як генеруючі компанії, мережеві компанії,

споживачі та енергозбутові компанії і системний оператор слід розглядати як учасників технологічного процесу виробництва, передачі, розподілу і споживання електроенергії.

Підвищення рівня електромагнітних завад в системі електропостачання, або ж погіршення ПЯЕ, зумовлені її функціонуванням, тобто технологічним процесом виробництва, передачі, розподілу та споживання електроенергії. Електроенергія є найбільш універсальним видом енергії, оскільки її можна перетворити в будь-який інший вид енергії. Процес перетворення та споживання електроенергії завжди супроводжується технологічними втратами, до яких також відноситься зниження якості електроенергії.

Відомо, що відхилення від стандартних показників якості електроенергії приводить до зростання втрат. Зазначимо, що якість електроенергії є складовою електромагнітної сумісності (ЕМС), що характеризує електромагнітне середовище. Електромагнітною сумісністю є здатність електрообладнання, електричних машин та апаратів функціонувати в електромагнітному середовищі, не створюючи електромагнітних завад для іншого обладнання, що працює в тому ж середовищі.

У міжнародній практиці використовують тристоронній підхід до вирішення проблем ЕМС електромережі і технічних засобів, під'єднаних до неї. Цей підхід полягає у визначенні та встановленні допустимих рівнів електромагнітних завад, створених технічними засобами, допустимих рівнів стійкості цих засобів до електромагнітних завад, які надходять від системи електропостачання, і від допустимих рівнів цих перешкод в системах електропостачання – норм якості електроенергії.

Метою керування якістю електроенергії є попередження завдання шкоди людині та майну фізичних чи юридичних осіб, навколишньому середовищу в результаті порушення функціонування технічних засобів від дії електромагнітних перешкод.

У забезпеченні ідеальних параметрів якості електроенергії немає потреби, крім того – це досить дорогі заходи. Достатньо знизити електромагнітні завади до

необхідного мінімуму та дотримуватися їх в , при якому їхній вплив на електрообладнання системи електропостачання буде мінімальним, та не порушуватиме умов нормального функціонування цього обладнання. Рівень допустимих завад, протягом останніх сорока років, нормалізується міжнародним стандартом ДСТУ EN 50160:2014 та Кодекс систем розподілу, затверджений постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 14 березня 2018 року № 310. У таблиці 3.2 наведені властивості електричної енергії, показники яких характеризують і найбільш ймовірних винуватців погіршення ЯЕ.

Таблиця 3.2 – Властивості електричної енергії, показники яких характеризують і найбільш ймовірних винуватців погіршення ЯЕ

| Властивості електричної енергії | Показники якості електроенергії (ЯЕ) | Найбільш ймовірні винуватці погіршення ЯЕ |
|-------------------------------------|--|---|
| Відхилення напруги | Стале відхилення напруги δU , | Енергопостачаль наорганізація |
| Коливання напруги | Розмах зміни напруги δU_t , доза Флікера P_t | Споживач зі змінним навантаженням |
| Несинусоїдальність напруги | Коефіцієнт спотворення синусоїдальності кривої напруг K_U Коефіцієнт n-ої гармонічної складової напруги $K_{U(n)}$ | Споживач з нелінійним навантаженням |
| Несиметрія трифазної системи напруг | Коефіцієнт несиметрії напруг за зворотньою послідовністю K_{2U} Коефіцієнт несиметрії напруг за нульовою послідовністю K_{0U} | Споживач з несиметричним навантаженням |
| Відхилення частоти | Відхилення частоти Δf | Енергопостачаль наорганізація |
| Провал напруги | Тривалість провалу напруги Δt_n | Енергопостачаль наорганізація |
| Імпульс напруги | Імпульсна напруга $U_{\text{имп}}$ | Енергопостачаль наорганізація |
| Тимчасова перенапруга | Коефіцієнт тимчасової перенапруги $K_{\text{пер}U}$ | Енергопостачаль наорганізація |

$$\begin{aligned}\delta U_{(-)} &= \frac{U_0 - U_{m(-)}}{U_0} \cdot 100; \\ \delta U_{(+)} &= \frac{U_{m(+)} - U_0}{U_0} \cdot 100; \\ \delta U &= \frac{U_{(1)} - U_{ном}}{U_{ном}} \cdot 100.\end{aligned}\tag{3.10}$$

де $U_{m(-)}$, $U_{m(+)}$ – значення напруги електроживлення, менші U_0 і більші U_0 відповідно, які є усередненими в інтервалі часу 10 хв; U_0 – напруга, рівна стандартній номінальній напрузі $U_{ном}$ або узгодженій напрузі U_c .

Відхилення напруги розраховується з урахуванням тільки першої гармоніки напруги $U_{(1)}$:

$$\delta U = \frac{U_{(1)} - U_{ном}}{U_{ном}} \cdot 100\tag{3.11}$$

і характеризується нормально допустимими і гранично допустимими значеннями на виводах електроприймачів, рівними відповідно ± 5 та $\pm 10\%$.

Показник якості електроенергії, що належить до частоти, є відхилення значення основної частоти напруги електроживлення від номінального значення δf :

$$\Delta f = \frac{f_m - f_{ном}}{f_{ном}} \cdot 100\tag{3.12}$$

де f_m – значення основної частоти напруги електроживлення Гц, виміряне в інтервалі часу 10 с; $f_{ном}$ — номінальне значення частоти напруги електроживлення Гц.

Номінальне значення частоти напруги електроживлення в електричній мережі дорівнює 50 Гц.

Норми (числові значення) для допустимих відхилень частоти в синхронізованих системах електропостачання: $\pm 0,2$ Гц протягом 95% часу інтервалу в один тиждень та $\pm 0,4$ Гц протягом 100% часу інтервалу в один

тиждень.

Норми для допустимих відхилень частоти в ізольованих системах електропостачання з автономними генераторними установками, які не підключені до синхронізованих систем передачі електроенергії, менш жорсткіші: ± 1 Гц протягом 95% часу інтервалу в один тиждень та ± 5 Гц протягом 100% часу інтервалу в один тиждень.

Методика розрахунків несиметрії.

Коефіцієнт несиметрії напруг за оберненої послідовності рівний:

$$K_{2U} = \frac{U_{2(1)}}{U_{1(1)}} \cdot 100 \quad (3.13)$$

де $U_{2(1)}$ – діюче значення напруги оберненої послідовності основної частоти трьохфазної системи напруг, В; $U_{1(1)}$ – діюче значення напруги прямої послідовності основної частоти, В.

Допускається K_{2U} обчислювати за виразом, % :

$$K_{2U} = \frac{U_{2(1)}}{U_{\text{ном. мф}}} \cdot 100 \quad (3.14)$$

де $U_{\text{ном. мф}}$ –

номінальне значення міжфазної напруги мережі.

Коефіцієнт несиметрії напруг за нульовою послідовністю рівний :

$$K_{0U} = \frac{\sqrt{3}U_{0(1)}}{U_{1(1)}} \cdot 100 \quad (3.15)$$

де $U_{0(1)}$ – діюче значення напруги нульової послідовності основної частоти трьохфазної системи напруг, В.

Допускається K_{0U} обчислювати за формулою:

$$K_{0U} = \frac{U_{0(1)}}{U_{\text{ном. ф}}} \cdot 100 \quad (3.16)$$

$U_{\text{ном.ф}}$ – номінальне значення фазної напруги.

Вимірювання коефіцієнта несиметрії напруг за нульовою послідовністю проводять в чотирьохпроводній мережі.

Нижче в табл. 2.3, наведено основні відмінності між існуючими стандартами якості електроенергії.

Внаслідок змін в електроенергетиці, та впровадженням нових стандартів якості електроенергії стає можливим впровадження та розвиток нових систем електропостачання за рахунок введення декількох нових термінів та понять.

Таблиця 2.3 – Відмінності між існуючими стандартами якості електроенергії.

| Показник якості | Європейський стандарт EN50160:2010 | ДСТУ EN 50160:2014 |
|--------------------------------|--|--|
| Відхилення напруги | Рівень напруги в електричних мережах повинен відповідати значенню 230 В з допуском +6%-10% | Діючого значення; тільки $\pm 10\%$; об'єднане значення величини на інтервалі 10 хв. з поміткою часу (± 20 мс) і маркуванням; діапазон (10...150)% U_c ; похибка $\pm 0,1\%$ |
| Відхилення частоти | Усереднення за 10 с; діапазон 56,4-62,4 Гц | Усереднення за 10 с; діапазон 42,5-57,5 Гц; похибка $\pm 0,01$ Гц |
| Спотворення синусоїдальності | – | Коефіцієнт n-ої гармонічної складової підгрупи; об'єднане значення величини на інтервалі 10 хв. з поміткою часу (± 20 мс) і маркуванням |
| Несиметрія | Коефіцієнт несиметрії напруг понульовій послідовності не врахований | Об'єднане значення величини на інтервалі 10 хв. з поміткою часу (± 20 мс) і маркуванням; похибка $\pm 0,15\%$ |
| Період спостережень для оцінки | – | В цілому за 7 діб(безперервно) |
| Особливості структури | Вимоги до якості електроенергії – в одних стандартах, методи вимірювання вимоги до засобів вимірювання, що відповідають цим методам, - в інших стандартах. | Вимоги до якості електроенергії – в одних стандартах, методи вимірювання і вимоги до засобів вимірювання, що відповідають цим методам, - в інших стандартах. |

3.3 Механізми підвищення ефективності передавання та розподілу електроенергії, оптимізації втрат електроенергії в електромережах

Сьогодні світовий попит на електроенергію зростає швидше, ніж попитна первинні енергоносії. Згідно з прогнозом Міжнародного Енергетичного Агентства (МЕА) до 2030 р. темпи зростання попиту на електроенергію випереджатимуть у 1,5–2 рази темпи зростання попиту на первинні енергоносії. Електрична мережа (усі її сегменти) розглядаються як основний об'єкт формування нового технологічного базису розвитку функціональних властивостей енергосистеми. Разом з тим сьогодні в багатьох країнах відбувається процес старіння інфраструктури електромереж, зокрема в США період експлуатації майже 70% трансформаторних підстанцій та ліній електропередавання становить 25 і більше років.

Відповідно до аналізу міжнародних енергетичних організацій відносні втрати електроенергії під час її передавання та розподілу в електричних мережах у більшості країн вважаються задовільними, якщо вони не перевищують 4–5%. Втрати електроенергії до 8–8,5% вважаються максимально допустимими з точки зору економічної ефективності передавання електроенергії електромережами. Електричні мережі з втратами електроенергії під час транспортування до споживача у разі перевищення зазначених показників вважаються економічно не ефективними. Із таблиці 3.4 видно, що втрати електроенергії в ЄС, США, Китаї і Австралії є найнижчими і знаходяться у межах 5,07–6,5%, найвищі втрати електроенергії в мережах Індії і Туреччини (17,08% і 14,89%).

Високий рівень втрат електроенергії в мережах є наслідком недостатності інвестицій у мережеву інфраструктуру й систему обліку електроенергії, відсутності повномасштабних автоматизованих інформаційних систем збору, оброблення і передавання даних про корисний відпуск електроенергії, невпорядковану структуру потоків електроенергії в електромережах різних рівнів напруги, низький рівень балансової та енергозбутової роботи в електричних

мережах.

Таблиця 3.4 – Динаміку відносних втрат електроенергії в електричних мережах ряду зарубіжних країн за 2000–2013 рр.

| | 2000 | 2003 | 2006 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|-------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Європейський Союз | 7,19 | 6,77 | 6,42 | 6,53 | 6,48 | 6,24 | 6,29 |
| США | 6,42 | 5,87 | 6,54 | 6,61 | 6,4 | 6,22 | 6,4 |
| Канада | 7,81 | 6,50 | 6,62 | 6,18 | 5,68 | 7,24 | 7,06 |
| Китай | 6,91 | 6,59 | 6,48 | 6,03 | 6,10 | 5,73 | 5,81 |
| Індія | 27,63 | 27,45 | 24,30 | 21,20 | 20,04 | 21,14 | 17,08 |
| Австралія | 7,14 | 6,54 | 6,75 | 5,90 | 6,16 | 5,27 | 5,07 |
| Туреччина | 19,02 | 17,11 | 14,07 | 14,88 | 14,31 | 14,11 | 14,89 |
| Україна | 11,60 | 12,09 | 10,83 | 10,79 | 10,13 | 9,97 | 9,98 |
| Світ | 8,89 | 8,71 | 8,68 | 8,67 | 8,17 | 8,10 | 8,12 |

У країнах, де зазначені та інші проблеми не розв'язано, втрати електроенергії в електричних мережах, як правило, є високими і в окремих випадках мають тенденцію до зростання, наприклад Індія тощо.

Основні напрями зниження технічних втрат електроенергії в електричних мережах різних країн: оптимізація завантаження електричних мереж під час їх проектування, експлуатації та розвитку, компенсація реактивної потужності та енергії, переведення електричних мереж на більш високі рівні напруги, застосування устаткування зі зменшеними технологічними витратами на його функціонування, у тому числі сучасних трансформаторів зі зниженими втратами холостого ходу та навантаження, впровадження сучасних автоматизованих систем обліку електроенергії, скорочення тривалості ремонтних і післяаварійних режимів, виконання робіт під напругою тощо.

Технічна складова втрат узагальнено підрозділяється на навантажувальну (залежно від навантаження) та умовно-постійну.

Основними засобами зниження технічних втрат є будівництво,

реконструкція і модернізація ліній електропередавання, застосування нових типів проводів, впровадження технологій передавання електричної енергії постійним струмом та ВПС, нових конструкцій силових трансформаторів з низькими показниками втрат електроенергії, надпровідних кабельних ліній та газоізолюваних кабелів, розподільної генерації, нових систем на базі силової електроніки, сучасних автоматизованих систем обліку електроенергії, інтелектуальних систем Smart Grid тощо.

Розвиток інтегрованих «інтелектуальних» мереж вимагає розроблення нової динамічної архітектури оперативного-диспетчерського керування енергетичними мережами в режимі реального часу та дієвих систем регулювання енергопотоків.

З метою підвищення керованості енергосистем, підвищення пропускної спроможності електропередавання та зменшення втрат електроенергії під час транспортування в електричних мережах у розвинених країнах ведуться інтенсивні роботи зі створення та впровадження пристроїв гнучкого управління перетіканнями реактивної та активної потужності та регулюванням напруги на високовольтних лініях змінного струму (FACTS) із застосуванням статичних компенсаторів, статичних синхронних поздовжніх компенсаторів та інших пристроїв. Основними перевагами впровадження технологій FACTS у електроенергетику є: підвищення економічної ефективності; збільшення пропускної спроможності існуючих мереж; поліпшення статичної та динамічної стійкості; демпфірування низькочастотних коливань потужності; ефективне регулювання рівня напруги, управління потоками активної і реактивної потужностей згідно з транзакціями енергоринку та програмами експорту-імпорту електроенергії; підвищення надійності та зниження втрат електроенергії. В окремих випадках їх впровадження пропускна спроможність систем передавання електроенергії може бути подвоєна.

У силових трансформаторах в основному переважають умовно-постійні втрати. Втрати холостого ходу є особливо значними для трансформаторів малої потужності розподільних трансформаторів, де вони на порядок є вищими, що приносить значні збитки під час роботи розподільних електромереж. Наприклад,

втрати в мережах енергокомпанії National Grid Plc (Великобританія) майже на 20% зумовлено втратами в трансформаторах.

Впровадження нових технологій накопичення та зберігання електричної енергії дає можливість компенсувати значний дисбаланс режиму енергосистемита знижує потребу у використанні для регулювання менш економічних резервних потужностей теплових електростанцій в умовах роботи розподіленої генерації з потужними джерелами непостійної вітрової та сонячної генерації. Потужні системи акумуляування енергії з перетворювачами постійного струму в змінний є одним з найбільш ефективних напрямів у розв'язанні цієї проблеми. На останній стадії розроблення перебувають системи акумуляування енергії потужністю 100 МВт і понад 500 МВт. У проекті використовується запатентований AES Energy Storage (США) алгоритм регулювання частоти, який оптимізує застосування технологій акумуляування електроенергії.

Основними напрямками зниження нетехнологічних втрат є впровадження сучасних систем і приладів обліку електроенергії. Автоматизація обліку спожитої електроенергії на основі впровадження сучасних автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) є одним із основних напрямів оптимізації втрат електроенергії в електромережах розвинених зарубіжних країн. При цьому під час передавання електроенергії магістральними електромережами використовують найбільш точні приклади обліку електроенергії (клас точності: 0,1S; 0,2S), що економічно доцільно впроваджувати за відносно великих потоків електроенергії.

Впровадження інтелектуальних систем обліку електроенергії (Smart Metering), за умови ефективного метрологічного забезпечення, є важливим елементом для створення «розумних» мереж Smart Grid з мінімізацією втрат електроенергії.

Світова динаміка установлення «розумних» лічильників до 2020 р. має становити 60% від необхідного загального світового попиту на прилади обліку.

Пристрої систем обліку Smart Metering містять у собі ряд різних технологій, таких як зчитування, нагромадження і запам'ятовування інформації в режимі

реального часу та оповіщення про втрати енергії і моніторинг якості комунальних послуг. Відмінною рисою «інтелектуальності» є наявність мікроконтролерів з незалежним живленням протягом 5–10 років, радіоканалів і комунікацій на передавання та приймання інформації.

У більшості країн із розвиненою ринковою економікою проблеми підвищення ефективності використання енергетичних ресурсів і регулювання енергонавантаження реалізуються шляхом управління електронавантаженням, зокрема шляхом упровадження систем – АММ (Automated Meter Management) і АМІ (Automated Meter Infrastructure), які дають змогу управляти режимом енергоспоживання.

Системи АМР/АММ/АМІ об'єднують діяльність учасників ринку електроенергії (виробників електроенергії, постачальників, передавальні організації, розподільні компанії, споживачів) з виробниками сучасного електробутового устаткування, законодавцями та регуляторами оптимізації діяльності як на ринках електроенергії, так і в електроенергетичній, житлово-комунальній, транспортній та інших галузях кожної країни.

Розвиток «інтелектуальних» мереж вимагає підвищених обсягів інвестицій, як внутрішніх, так і зовнішніх.

За оцінкою МЕА, глобальний обсяг необхідних інвестицій у розвиток світової енергетики до 2030 р. становитиме близько 16 трлн дол. США, у тому числі понад 2 трлн дол. на розвиток «інтелектуальних» мереж.

Нормативне супроводження підвищення ефективності передавання та розподілу електроенергії.

Важлива роль в нормативному забезпеченні надійності передавання та розподілу електроенергії відводиться державним регулюючим органам, які здійснюють моніторинг надійності ЄЕС. Загальні правила сформульовано в директивах, які визначають зобов'язання щодо аналізу надійності на національному рівні в умовах лібералізованої електроенергетики. Зокрема, в Євросоюзі прийнято і реалізується в країнах-членах ЄС понад 20 директив за конкретними напрямками підвищення ефективності використання енергетичних

ресурсів, зокрема електроенергії, як в галузі економіки, так і в комунальній сфері, будівництві, машино- і приладобудуванні тощо.

Розвиток уже діючих і розроблення майбутніх енергосистем істотно ускладнюється недосконалістю нормативно-правової бази, особливо в частині єдиних міжсистемних і стандартизованих національних кодексів для передавальних мереж та низький рівень координації в розробці технологій і проведенні досліджень. Більшість характеристик електрообладнання електричних мереж визначаються національними або міжнародними стандартами. Залежно від вимог тієї чи іншої держави відповідність обладнання вимогам стандарту може бути обов'язковим або добровільним.

До електроустаткування електричних мереж, зокрема, в Європейському Союзі, застосовуються три рівні стандартів:

- міжнародні стандарти (ICO, MEK);
- європейські стандарти і норми (EN, HD);
- Національні стандарти (BSI, NF, DIN, NEN).

РОЗДІЛ 4

МЕТОДИ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ПЕРЕДАВАННЯ ТА РОЗПОДІЛУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРОМЕРЕЖАХ

4.1 Методи зменшення нерівномірності графіків електричного навантаження

Для сучасного стану теорії та практики управління електроспоживанням регульованими величинами вважають:

- активну (реактивну) потужність в години максимуму навантаження енергосистеми (миттєву або усереднену на кроці дискретизації часу);
- активну (реактивну) енергію за фіксований період часу (робоча зміна, доба, тиждень).

Оскільки обидва цих параметра характеризуються графіком електричного навантаження, то його і приймають за об'єкт управління в системі управління електроспоживанням. Сам процес управління електроспоживанням зводиться до цілеспрямованої зміни форми графіка активного навантаження на тому чи іншому рівні енергетичної ієрархії – від групи електроприймачів до енергосистеми.

Суб'єктом управління (керуючим пристроєм, регулятором) можуть виступати як енергосистема, так і споживач електроенергії, залежно від використовуваних методів і засобів.

Управління електроспоживанням є одним зі способів оптимізації електроспоживання для підвищення енергоефективності та надійності режимів роботи систем електропостачання.

Методи управління електроспоживанням можна розділити на прямі і непрямі (табл. 4.1).

До прямих відносять методи, при яких об'єктом управління є не графік активного навантаження, а безпосередньо потоки енергії, керовані, наприклад, за допомогою буферних накопичувачів.

Таблиця 4.1 – Заходи з керування навантаженням

| Спонукальні | | | Примусові |
|--|---|--|---|
| Організаційні | Технічні | Економічні | Технічні |
| 1) Непрямі дії або керування (наприклад, ініціативи по енергозбереженню і/або стимулювання застосування систем керування, установлених споживачем); 2) інформування споживачів (популяризація програм УЕВ серед споживачів) | 1) Децентралізація генерації (маються на увазі джерела постачання від не-енергопостачальних компаній); пряме керування устаткуванням споживача (обмежники попиту і системи керування, встановлені енергопостачальною компанією); акумуляція енергії | 1) Введення стимулюючих тарифів (ціни на енергію залежно від часу споживання), ставки на пікову потужність, ставки (знижки) за переривання (відключення) навантажень | 1) Обмеження потужності (погоджене або обов'язкове) і регулювання напруги |

До непрямих відносять методи, що ведуть до зміни форми графіка навантаження.

До кінця 60-х років розрізняли два способи управління формою графіка навантаження: вирівнювання і ущільнення.

Під ущільненням графіка навантаження розуміється підключення додаткових електроприймачів в години мінімуму навантаження. За рахунок цього середнє за період навантаження зростає, а максимум її залишається незмінним. Тим самим щільність графіка зростає, а нерівномірність зменшується.

Істотним тут є те, що при ущільненні зростає площа під графіком навантаження, тобто вироблення електроенергії.

Ущільнення застосовується лише в надлишкових або збалансованих по активній потужності енергосистемах. У дефіцитних же енергосистемах необхідно вирівнювання графіків навантаження.

Під вирівнюванням графіка навантаження розуміється перенесення часу роботи електроприймачів з годин максимуму на години мінімуму навантаження.

Вироблення електроенергії і середнє за період навантаження при цьому залишаються незмінними, максимум знижується, а мінімум зростає, тобто зростає щільність графіка навантаження і зменшується його нерівномірність.

В даний час використовується більш деталізована класифікація, по якій непрямі способи управління електроспоживанням зводяться до наступних:

- примусове регулювання електроспоживання (обмеження по потужності в години максимуму навантаження і лімітацію енергії на фіксованих періодах часу);
- зміщення навантаження в часі, у тому числі і перенесення її з годин максимуму на години мінімуму;
- політика енергозбереження, тобто фактично вертикальне маневрування електроспоживанням.
- регулювання електроспоживання за домовленістю між енергосистемою і споживачами електроенергії (виявлення і використання споживачів-регуляторів);
- формування вимушених графіків навантаження за принципом зустрічного регулювання електроспоживання для плавно регульованих споживачів- регуляторів;
- маневрування електроспоживанням (вертикальне, горизонтальне і декартове);
- тарифне стимулювання регулювання графіка навантаження.
- Методи управління електроспоживанням реалізуються через систему заходів щодо організації електроспоживання, в якій можна виділити:
 - загальноорганізаційні заходи;
 - заходи, що проводяться споживачами; заходи, що проводяться засобами

ЕЕС.

До загальноорганізаційних заходів слід віднести розподіл вихідних днів промислових підприємств, розпорядок початку роботи, обідніх і міжзмінних перерв промислових підприємств, а також зрушення годинникової стрілки в літній час. Проте ці заходи безпосередньо зачіпають соціально-побутові умови життя суспільства і тому повинні використовуватися достатньо обережно і продумано.

До регулювальних заходів споживачів електроенергії відносяться: впорядкування графіків роботи споживачів-регуляторів (теплі підлоги, електрокотли, електроконвектори, електроводонагрівачі, пральні машини, хлібопічки, підзарядки пристроїв, які вимагають заряджання); акумуляція енергії в години провалу графіка навантаження для можливості використання її в перебігу доби.

До заходів, здійснюваних засобами ЕЕС, відносяться об'єднання ЕЕС і акумуляція енергії в години провалу графіка навантаження і видача її в години максимуму ЕЕС, тобто використання накопичувачів енергії (ГАЕС, маховики тощо).

Досягнутий рівень теоретичних розробок в галузі аналізу режимів роботи мереж електропостачання дозволяє ставити та вирішувати питання оптимальної організації цих режимів і керування ними.

Розглянемо класичні показники оцінки нерівномірності ГЕН (σ , K_ϕ , K_n , K_m , K_3) з точки зору їх фізичного значення та критерію рівномірності [45- 47].

Середньоквадратичне відхилення, яке називається також стандартом, визначається так:

$$\sigma = \sqrt{P_{ск}^2 - P_c^2}$$

Відповідно, чим менше різниця між квадратом середньоквадратичного значення спожитої електроенергії та квадратом його середнього значення, тим менше буде нерівномірність ГЕН.

Коефіцієнт форми графіка навантаження:

$$K_{\phi} = \frac{P_{ск}}{P_c}$$

Вочевидь, що $K_{\phi} \geq 1$, і своє найменше значення він набуває при $P_{ск} = P_c$, тобто при $P(t) = P = const$.

Коефіцієнт максимуму як і коефіцієнт заповнення характеризують відношення годинного максимуму навантаження та середнього значення графіка один по відношенню до іншого:

$$K_m = \frac{P_{макс}}{P_c}, K_z = \frac{P_c}{P_{макс}}$$

Вочевидь, чим менша різниця між максимальним значенням споживання та його середнім значенням, тим більше коефіцієнти максимуму та заповнення будуть прямувати до 1. При $P_{макс} = P_c$, $P(t) = P = const$.

Коефіцієнт нерівномірності характеризує відношення мінімального значення навантаження до максимального:

$$K_n = \frac{P_{мін}}{P_{макс}}$$

Чим менша різниця між максимальним значенням споживання та мінімальним, тим більше коефіцієнт нерівномірності буде прямувати до одиниці. При $P_{макс} = P_{мін}$, $P(t) = P = const$.

Таким чином критерій рівномірності ГЕН з точки зору класичних коефіцієнтів оцінювання можна представити у наступному вигляді [48]:

$$\begin{cases} \sigma \rightarrow 0; \\ K_{\phi} \rightarrow 1; \\ K_m \rightarrow 1; \\ K_z \rightarrow 1; \\ K_n \rightarrow 1. \end{cases}$$

За таких умов ГЕН буде набувати незмінного у часі споживання електроенергії, $P(t) = P = const$.

На даний момент існують наступні методи вирівнювання ГЕН[50]:

1) техніко-технологічні [49,50]. Група методів, що зводяться до зміни технологічного режиму роботи електроприймача (робота зі зниженою потужністю, збільшення довжини циклу, зміни довжини паузи) та регулювання кількості одночасно включених робочих та резервних електроприймачів.

2) нормативні [51]. Група методів, що зводяться до тарифного стимулювання переносу роботи електроприймачів з зони «пікового» споживання електричної потужності у зону «провалу».

3) організаційні [49,50,51]. Кореляційно-резонансні методи, які засновані на теорії кореляції електричних навантажень.

Усі вищенаведені методи розроблені для промислових споживачів. При впровадженні їх на практиці показали високу ефективність щодо зменшення втрат електричної енергії у відповідних системах електропостачання. Тому доцільно аналізувати можливість модифікації їх до умов побуту. Для цього необхідно врахувати особливості споживання електричної енергії і потужності у цьому секторі, а саме стохастичний характер включення електроприймачів, що обумовлено людським фактором.

Групу техніко-технологічних методів пристосувати до умов побуту неможливо, у зв'язку з неможливістю регулювання потужності, довжини циклу, зміни довжини паузи побутових електроприймачів.

Тарифне стимулювання у побуті застосовується у вигляді «зонних» тарифів.

Відповідно до Порядку застосування тарифів на електроенергію, що відпускається населенню, затвердженого постановою НКРЕ від 23.04.2012 р. № 498, розрахунки з побутовими споживачами за наявності окремого обліку споживання електроенергії проводяться:

- 1) за двозонними тарифами, диференційованими за періодами часу;
- 2) за тризонними тарифами, диференційованими за періодами часу.

Однак, таке стимулювання не враховує характеристики графіку електричного навантаження конкретної передавальної компанії, які залежать від кількісного складу кінцевих споживачів (промислових, побутових, сільськогосподарських та ін.) з одного боку, та не вирішує питання оптимального розподілу електричного навантаження у «позапіковій» зоні з іншого. Враховуючи той факт, що у побутовому секторі, як правило, переноситься робота нагрівального навантаження, за рахунок наявності функції відстроченого старту електроприймачів (мультиварка, хлібопічка, пральна машина та ін.), а також можливості акумулювання енергії (електричні водяні нагрівачі ємнісного типу, електричні конвектори, котли та ін.), яке має значну питому потужність, нерегульований перенос потужності у «позапікову» зону може призвести до виникнення значного «пікового» споживання потужності у цій зоні, що негативно вплине на елементи системи електропостачання.

До організаційних методів відносяться кореляційно-резонансні методи, засновані на теорії кореляції електричних навантажень, а саме:

1) аналітичний метод. Використовується для електроприймачів, у яких взаємно-кореляційна функція індивідуальних ГЕН за формою близька до параболі. У такому випадку негативний екстремум функції, яку необхідно знайти, можна визначити, прирівнюючи нулю похідні від суми ВКФ за незалежними зрушеннями.

2) метод мозаїчних діаграм. Варіанти включення електроприймачів можна представити за допомогою мозаїчних діаграм, суть побудови яких зводиться до наступного. Мозаїчна діаграма являє собою поле розміром $M \times N$, де M – кількість клітинок по горизонталі, яка дорівнює кількості кореляційних пар в групі з n електроприймачів, тобто $M = n \cdot (n-1) \cdot N / 2$, а N – кількість клітинок по горизонталі, яка дорівнює кількості можливих комбінацій включення електроприймачів. Якщо клітинками чорного кольору позначити пари електроприймачів, працюючих в режимі кореляційного резонансу, а білими – антирезонансу, то отримана діаграма буде мати властивість, у відповідності до якої оптимальним варіантом, що забезпечує мінімум нерівномірності групового

графіку, буде варіант, який відповідає нижньому ряду діаграми. І навпаки, якщо електроприймачі включати у відповідності до верхнього ряду діаграми, то цьому режиму буде відповідати груповий графік з найбільшою нерівномірністю.

3) пріоритетно-кроковий метод. Згідно цьому методу зміщення між графіками обираються послідовно («кроками»), а послідовність задається пріоритетним рядом екстремумів (мінімумів) взаємно-кореляційної функції (ВКФ): на першому кроці обирається зміщення між парою графіків, які мають максимальне негативне значення ВКФ (при цьому зміщенні); на другому кроці обирається зміщення між парою графіків, негативний екстремум яких займає друге місце у пріоритетному ряді тощо. В процесі вибору можливе корегування обраних зрушень, яке викликане необхідністю врахування технологічних обмежень чи інших причин.

Стохастичний характер включення електроприймачів у побуті обумовлює неможливість побудови ВКФ для будь яких пар побутових електроприймачів, отже аналітичний метод та метод мозаїчних діаграм не можуть бути пристосовані для умов побуту.

Для досягнення помітних результатів управління електроспоживання балансується в енергосистемі основною умовою є створення економічної зацікавленості споживачів у регулюванні їх попиту на потужність і енергію. У багатьох країнах світу вживаються заходи щодо притягнення споживачів до вирівнювання графіків навантаження енергосистеми. При цьому управління попитом споживачів на електричну потужність та енергію, як правило, здійснюється за допомогою тарифів на електроенергію.

Одним з основних засобів стимулювання споживачів до перенесення частини використовуваної ними потужності з зон максимуму в зони мінімуму навантаження енергосистеми є диференційовані за часом тарифи на електроенергію. Як підтверджують досвід багатьох країн, застосування таких тарифів добре стимулює споживачів до участі в вирівнюванні графіків електричного навантаження енергосистеми [2].

Диференціація за часом тарифів на електроенергію (погодинна, тижнева,

сезонна) практикується багатьма країнами. При цьому тимчасова диференціація тарифів по-різному здійснюється в різних країнах, і застосовується як до тарифів в цілому, так і до окремих їх складових.

Наочним прикладом в цій області може служити тарифна практика Франції, де після націоналізації електроенергетичної промисловості в кінці 1940-х років минулого століття було необхідно впорядкувати понад 13 тисяч різних тарифів. У якості першої спроби такого упорядкування для великих промислових споживачів електроенергетична управління Франції (EDF) в 1958 р ввело так званий «зелений тариф».

У загальному вигляді «зелений тариф» є двоставковий тариф з диференційованою за зонами доби і сезонів року ціною на електроенергію. У цьому тарифі постійна плата (плата за потужність) змінюється відповідно до рівня використовуваної потужності, формою графіка навантаження споживача і порою року. А ціна споживаної електроенергії залежить від часу доби і пори року.

Використання «зеленого тарифу» забезпечувало стійке вирівнювання графіків навантаження енергосистеми. Зокрема, в пікові зимові дні у Франції було зафіксовано зниження споживання електричної потужності в години максимального навантаження енергосистеми на 2000 МВт. Середньодобові графіки електричного навантаження енергосистеми в результаті використання «зеленого тарифу» також були помітно згладжені.

Застосування, диференційованих за часом доби тарифів в ряді інших країн також створило умови, що сприяють значному зниженню попиту споживачів на електричну потужність в години максимуму навантаження енергосистеми, збільшення частки нічного електроспоживання і, тим самим, вирівнювання графіків навантаження ЕЕС.

Характерним прикладом цього може служити ущільнення графіка навантаження ЕЕС Великобританії. Британські енергетики вважають, що цей результат був досягнутий завдяки введенню спеціальних пільгових тарифів на внепіковое споживання електроенергії. Співвідношення між пікової і нічний ціною електроенергії становить 5: 1, а між тарифами різних робочих днів тижня -

3,5: 1. За рахунок управління електроспоживанням і введення різної диференціації тарифних ставок у Великобританії відбулося зниження цін на електроенергію для побутових споживачів з 8,9 пенсів в 1992 р до 8,25 в 1996 р, що склало близько 7%, а для промислових споживачів, в залежно від рівня їх електричної потужності, це зниження склало від 1,7 до 2,3% .

У багатьох країнах всесвітній енергетичний криза 1973 року стало головною причиною для створення програм управління попитом споживачів на електричну потужність в енергосистемі. Так, наприклад, в США в 1978 році був прийнятий закон про національну політику енергозбереження, на підставі якого був розроблений комплекс заходів з управління попитом споживачів на електроенергію. До середини 1980-х років практично у всіх штатах використовувалися програми управління попитом, що дозволило знизити потребу в будівництві нових ліній електропередачі. Залучення споживачів до участі в таких програмах в значній мірі було досягнуто, завдяки застосуванню диференційованих тарифів на електроенергію.

В результаті з 1985 по 1995 рік в різних штатах були реалізовані численні програми управління попитом споживачів на електроенергію, що дозволили отримати економію 29 ГВт пікового навантаження. Середні питомі витрати на досягнення такого результату склали всього 2-3 центи на кіловат- годину, що набагато нижче середньої ставки тарифів на електроенергію.

Велика кількість американських програми управління попитом споживачів - це програми управління навантаженням, засновані на застосуванні диференційованих за часом тарифів на електроенергію. Так ще в 1979 р в США були встановлені для всіх енергокомпаній єдині види тарифів на електроенергію: добові та сезонні тарифи, тарифи за категоріями споживачів (промислові, сільськогосподарські, побутові тощо), соціально орієнтовані тарифи, а також спеціальні тарифи для споживачів, що погоджуються на перерви в електропостачанні в години максимального навантаження енергосистеми. При цьому комерційні та промислові споживачі були охоплені диференційованими за часом доби тарифами більш ніж на 50%. В результаті застосування цих тарифів в

пікові періоди навантаження енергосистеми було досягнуто зниження споживаної потужності на 9% .

В експерименті 2001-2003 р, проведеному в США в штаті Вашингтон брало участь 300000 домогосподарств і 20000 малих комерційних споживачів. З підвищенням для цих споживачів цін на електроенергію в години пікових навантажень на 30% в порівнянні з ціною в внепіковие годинник зниження максимальної електричного навантаження енергосистеми склало 5% .

Диференційовані за часом тарифи давно і активно застосовують в європейських країнах. Так, в Бельгії, Данії та Франції, введені в 1982- 1986 роках системи тарифів стимулювали значне зниження навантаження в період зимового максимуму за рахунок дії пільгових тарифів в інші пори року, при цьому в періоди піків споживання енергія могла коштувати більш ніж в 20 разів дорожче базової.

Ефект від реалізації програм управління попитом споживачів на електроенергію в цих країнах виявився істотним: наприклад, у Франції з'явився третій добовий максимум навантаження близько години ночі.

Серед азіатських країн найбільш успішно займається управлінням попитом споживачів на електричну енергію Таїланд. З 1993 по 2000 рік за допомогою відповідних програм вдалося домогтися зниження пікового навантаження енергосистеми на 556 МВт. Крім того, завдяки застосовуваним програмами середньорічний обсяг енергозбереження склав 3140 ГВт-год, а викиди вуглекислого газу скоротилися на 2,32 млн.т в рік.

В Японії також давно вживаються заходи з вирівнювання графіків навантаження енергосистеми, за рахунок застосування диференційованих за часом тарифів на електроенергію. Зокрема, для зниження електроспоживання в години пікового навантаження енергосистеми енергокомпанії укладають з великими споживачами контракти, відповідно до яких ці споживачі повинні брати участь в регулюванні попиту і пропозиції на електроенергію. У комунально побутовому секторі також вводяться погодинні тарифи на електроенергію, що сприяють переносу максимуму електроспоживання на нічний час доби.

Економічна доцільність управління електроспоживання балансується обумовлена зниженням максимального навантаження енергосистеми, що дозволяє енергокомпаніям зменшити капіталовкладення на введення нових генеруючих потужностей, а також свої експлуатаційні витрати, оскільки собівартість електроенергії, виробленої в максимум навантаження, у багатьох енергосистемах має найбільшу величину.

Так, наприклад, в Китаї на початку 90-х років минулого століття почали серйозно займатися проблемою вирівнювання графіків навантаження енергосистеми, завдяки чому стало можливим зменшити використання електростанцій, що беруть участь в покритті пікової і напівпікової зони навантаження енергосистеми. Для досягнення цього результату були встановлені тарифи на електроенергію для промислових і комерційних споживачів, що беруть участь в максимумі навантаження енергосистеми, які в 4,5 рази перевищували тарифи у внепікові періоди. Споживачам була надана підтримка, сприяє, зокрема, переведення опалювальної навантаження під внепікові зони доби. Потрібні були додаткові капіталовкладення, але скорочення витрат на введення нових генеруючих потужностей в енергосистемі дозволило забезпечити значний економічний ефект.

4.2 Програми з керування попиту на електроенергію та аналіз ефективності їх використання

Однією з ключових тенденцій розвитку світової техніки є перехід до інноваційного перетворення галузі на основі нової концепції Smart Grid. У сучасному розумінні Smart Grid — це мережа, яка може інтегрувати дії всіх користувачів, підключених до неї, використовує інноваційні засоби інтелектуального моніторингу, контролю, зв'язку і технології самовідновлення, тобто мережа яка вирішує питання підвищення надійності електропостачання та

безвідмовності роботи систем, підвищення енергетичної ефективності та збереження навколишнього середовища.

Для забезпечення оптимального рівня покриття та формування графіків електричного навантаження з подальшим ефективним регулюванням режимів споживання необхідно створити комплексну інтелектуальну розподільну систему керування (DEMS). Така система має включати в себе як систему енергетичного менеджменту (EMS), що стає розподіленою (D-EMS), так і систему, яка використовує дієві програми з керування попиту на електроенергію, що за кордоном отримала назву Demand Side Management (DSM).

Управління попитом (DSM) — це набір методів і стратегій, які діють, щоб вирівняти добовий графік енергоспоживання. DSM дає змогу контролювати споживачів в контексті ефективного управління системою.

У мережах Smart Grid, DSM програми представлено не лише алгоритмами дій нормативно-правового характеру при регулюванні «поведінки» навантаження, а й механізмами прямого доступу до керування навантаженнями на рівні технологічних процесів. Це визначає необхідність точного регулювання енергопроцесів у мережі з врахуванням вимог до якості електроенергії, надійності та стабільності електропостачання. В результаті виникає необхідність в оцінці ефективності роботи системи та врахуванні відповідних чинників, що впливають на якість електричної енергії, а саме: спотворення сигналу, пульсації струму на напруги, тощо. Для отримання бажаного рівня ефективності передачі та споживання електричної енергії та зменшення втрат, необхідно виявити чинники, які безпосередньо впливають та процеси, якими ці чинники можна ідентифікувати (таблиця 4,2., рисунок 4.1)

Таблиця 4.2 – Механізми керування попитом

| Елементи програми керування попитом | Теперішній стан | Перспективний стан |
|--|---|---|
| Пряме керування попитом | Споживач за власним розсудом включає або відключає обладнання в години мінімуму / тарифним меню | Обладнання споживача, оснащене відповідними пристроями для дистанційного відключення в пікові моменти і включення в моменти мінімальних цін |
| Програми потреби (пропозиції/ навантаження) Програми зворотноїпокупки | Споживач за власним розсудом включає або відключає обладнання в години мінімуму /максимуму тарифу у відповідності з існуючим тарифним меню | Споживач на основі оперативної інформації про стан ринку може відмовитись від споживання наданий період часу і продавати потужність |
| Програми переривання | Примусове відключення при форс-мажорних ситуаціях | Відключення за згодою споживача з наданням можливості зниження виплат в сторону постачальника за рахунок системи модифікаціїцін |
| Тариф, диференційований за часом доби | Споживач за своїм розсудом включає або відключає обладнання під час дії зонних тарифів | Існування як добровільних програм, так і примусових, заснованих на обов'язковій у них участі всіх споживачів. Споживач можеабо зобов'язаний завантажити своє обладнання під час дії того чи іншого тарифу |
| Програми зниження навантаження | Примусове зниження навантаження при форс-мажорних ситуаціях | Зменшення навантаження за згодою споживача з наданням зниження виплат в сторону постачальника за рахунок системи модифікації цін. |
| Тарифікація в режиміреального часу | Робота в режимі реального часу на балансуючому оптовому ринку електроенергії і потужності | Робота в режимі реального часу на балансуючому оптовому ринку і потужності, а також на рівні кінцевого споживачана оздрібному ринку |
| Програмипотреби (пропозиції/ навантаження) Програми зворотноїпокупки | Промисловий споживач на власний розсуд завантажує потужності відповідно до режимів роботи залежно від тарифу або умов довгострокового контракту | Споживач на основі оперативної інформації про поточний стан ринку може відмовитись від споживання на даний момент часу і продати потужність за одним із варіантів: змінний процент від оптових цін, постійний процент від оптових цін, постійна або змінна ціна, яка визначена на умовах конкурсного відбору споживачів |

До програм щодо добровільної участі можна віднести наступні:

1. Безпосереднє управління навантаженням (Direct Load Control) - програма заходів, що дозволяють переривати навантаження споживачів на короткі проміжки часу в момент проходження піків енергосистеми за допомогою прямого впливу оператора системи. Це може здійснюватися шляхом безпосереднього переривання енергопостачання окремих пристроїв або обладнання, споживчих приміщень. Цей вид контролю придатний, як правило, для побутових споживачів в системах обігріву / кондиціонування.

2. Зворотній покупка (Demand Buyback) - надає можливість споживачам відмовлятися від споживання електроенергії в обмін на повернення грошей за заздалегідь визначеною ціною. Споживач має можливість вибору часу і ступеня участі у відповідь на запит енергокомпанії.

3. Пропозиція ціни (Demand Bidding) - дозволяє споживачам брати участь в торгівлі електроенергією, яку вони можуть не використовувати, пропонуючи ціну за можливість зміни свого графіка споживання.

4. Диспетчеризація аварійної генерації (Dispatchable Standby Generation) дає можливість диспетчеризації користувальницьких резервних генераторів, підтримуючи їх в синхронній роботі з електророзподільної мережею за допомогою спостереження і керування оператором системи.

5. Переривання навантаження (Interruptible Load) - програма, що дозволяє відповідно до контрактних угод перервати навантаження споживачів в періоди сезонного піку споживання шляхом безпосереднього управління або на вимогу оператора системи. Цей вид контролю, як правило, застосуємо до комерційних і промислових споживачів і дозволяє відключати або зрушувати споживання на кілька годин.

6. Захист споживачів від відключень (Black Out Protection) - програма зниження навантаження, яка звільняє замовників від ротації відключень в обмінна часткове скорочення навантаження всьому ланцюгу протягом всіх періодів відключень.

7. Зниження споживання за подією (Event Driven Demand Reduction) -

заходи зі скорочення попиту потужності в пікові періоди навантаження або зміщення її у внепіковий період.

8. Зумовлених зниження потужності (Predetermined Demand Reduction). Добровільні програми фінансового стимулювання, коли споживачам пропонується скоротити попит заздалегідь в періоди пікового попиту.

9. Добровільне зниження навантаження (Voluntary Curtailment). Програми для клієнтів, які добровільно згодні скоротити своє споживання, або "знизити потужність".

10. Програми аварійного зниження потужності (Emergency Demand Response Programs) - задіюються в моменти зниження оперативних резервів енергосистеми до рівня, при якому зниження навантаження споживачів необхідно для підтримки короткострокової надійності системи.

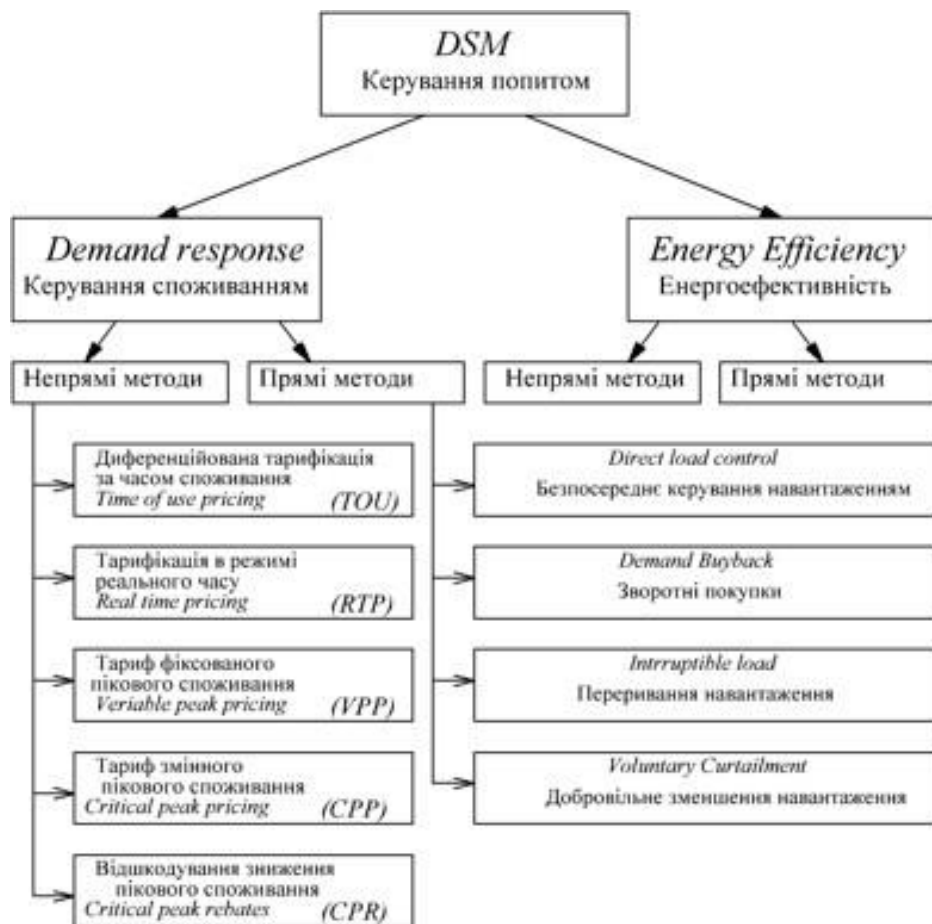


Рисунок 4.1 – Складові програм DSM

Проведений аналіз показав: сучасні DSM ґрунтуються на інтегральному підході до їх реалізації і охоплюють організаційні та технічні заходи для вирішення поставлених завдань [57-60]. При регулюванні необхідно враховувати чотири фактори «базової моделі» енергетичного менеджменту, що дозволяє включити велику кількість відновлювальних джерел енергії в локальні системи та керовані навантаження (таблиця 4.3).

Таблиця 4.3 – Фактори впливу енергетичного менеджменту

| № з/п | Фактор | Особливості моделі енергетичного менеджменту |
|-------|------------|--|
| 1 | Пропозиція | Традиційні види генерації та відновлювальні джерела енергії |
| 2 | Попит | Домогосподарства, підприємства та офіси, та зарядні станції для електромобілів, зростання кількості яких очікується в найближчому майбутньому |
| 3 | Зберігання | Для зменшення відхилень від прогнозованого рівня попиту на електроенергію та отримання електроенергії від об'єктів акумулювання електро- та теплової енергії |
| 4 | Контроль | Функції оптимізації шляхом координації трьох факторів через підвищення надійності мережі, якості генерації, керування попитом і надійності постачання |

Основний інструментарій програм DSM:

1) Зменшення пікового навантаження. Це програми спрямовані на вирівнювання графіку споживання, шляхом безпосереднього контролю навантаження, відключення обладнання споживачів або введення розосередженої генерації (РГ).

2) Заповнення провалів. Це програми, які заохочують позапікове споживання. Вони спрямована на збільшення власного споживання в зонах загального спаду споживання енергосистеми. Стимулювання споживачів зазвичай здійснюється значно нижчими тарифами.

3) Стратегії енергозбереження. Це програми для сезонного зниження споживання енергії, головним чином, за рахунок ефективного споживання енергії та зменшення втрат.

4) Побудова навантаження. Це програми для управління сезонним збільшенням споживання енергії. В їх основу покладено введення інтелектуальних системи та процесів, більш ефективного обладнання і сучасних джерел енергії для досягнення більшого рівня енергетичної ефективності.

5) Перенесення навантаження. Це програми, з переміщення навантаження з періоду найбільшого споживання в період низького споживання, не змінюючи загальне споживання. Це також можливо звключенням РГ.

6) Гнучке моделювання. Це набір дій і комплексного планування між генеруючими компаніями і споживачами, з урахуванням потреб в даний момент часу. Це партнерство з метою створення моделі обмеження потужності та об'ємів енергоспоживання, що індивідуальний споживач може використовувати в певний час, через установку пристроїв обмеження навантаження.

Для ефективного впровадження програми DSM, необхідно виконати наступні кроки:

- аналіз сучасного стану ринку і перспективи його зростання в короткостроковій і довгостроковій перспективі;
- аналіз різних форм енергопостачання;
- аналіз характеристик навантаження;
- розробка та реалізація системних моделей навантаження;
- інформування споживачів та заохочення їх до участі;
- аналіз загальних витрат для участі та розвитку програми.

Для оцінки ефективності регулювання варто застосувати потужність Фризе тому, що навіть при відсутності реактивних елементів, на інтервалі регулювання

T_m матиме місце співвідношення $Q_\Phi > 0$ при наявності нерівномірності протікання процесів.

Програми DSM дозволяють вирішити наступне коло проблем:

- 1) часткове зменшення піків;
- 2) оптимізація режимів роботи великих електростанцій;
- 3) підвищення енергоефективності.

Важливою стороною функціонування DSM є кількісна оцінка різниці поточного рівня електроспоживання відносно оптимального з врахуванням контрольованого рівня неоптимального споживання. Як один із способів такої оцінки доцільно використати потужність Фризе Q_Φ .

Аналіз ефективності застосування програм DSM при проведенні моніторингу, прогнозуванні та ретроспективного аналізу вимагає створення методичного та алгоритмічного програмного забезпечення, вимагає створення програмного комплексу типу порадник диспетчера, для енергопостачальних компаній. Базою нормативно-методичного забезпечення є розширення сфери застосування модифікованої реактивної потужності Фризе, процесів енергетичного обміну та сучасних програм DSM для місцевих енергопостачальних компаній (локальних, районних, обласних).

4.3 Висновки до розділу

1. Проаналізовано існуючі методи оцінки рівнів неоптимальності для формування складових оптимізаційної задачі та класифікації заходів спрямованих на зниження втат електричної енергії.

2. Класифіковано показники якості електричної енергії у відповідності до існуючих стандартів, для оцінки можливостей підвищення ефективності та зниження втат у електропередавальних мережах.

3. Класифіковано механізми керування попитом та досліджено їх інструментарій для підвищення ефективності їх впровадження.

ВИСНОВКИ

Проведений аналіз енергетичних процесів в електропередавальних організаціях виявив можливість підвищення їх ефективності шляхом впровадження програм з керуванням попиту на електричну енергію.

Досліджено існуючі методи оцінки рівнів неоптимальних енергетичних процесів та класифіковано показники для оцінки їх впливу на енергетичну ефективність функціонування електропередавальних організацій.

Розроблено алгоритм оптимізації ГЕН споживача, групи споживачів на основі відповідних оптимізаційних критеріїв для підвищення енергоефективності.

Нерівномірність попиту споживачів на електроенергію, особливо протягом доби, є характерною проблемою енергетичних систем практично всіх країн світу. Необхідність покриття нерівномірного навантаження неминує призводить до зниження надійності та економічності функціонування енергосистеми, а також в більшості своїй негативно впливає на якість електричної енергії.

Проаналізовано основний інструментарій програм DSM у вигляді шести основних положень: зменшення пікового навантаження, заповнення провалів, стратегії енергозбереження та енергоефективності, побудова навантаження, перенесення навантаження та гнучке моделювання, що дало змогу виділити основні чотири фактори впливу при побудові системи енергетичного менеджменту, а саме: попит, пропозиція, контроль та збереження.

Наведено особливості побудови системи DSM відповідно до рівня інтеграції системи енергетичного менеджменту.

Отримано співвідношення для оцінки оптимальності процесів з врахуванням відхилень напруги та струму, та коефіцієнтів їх пульсації для прогнозування та проведення ретроспективного аналізу.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності: ДСТУ EN 50160:2014 (EN 50160:2010, IDT). [Чинний з 1.10.2014]. - К.: Держстандарт України, 2014. – 27 с. 2. EN 50160:2010 Voltage Characteristics of electricity supplied by public distribution networks. Правила улаштування електроустановок. – Мінпаливенерго України, 2010. – 736 с.

2. Технічна політика ДП «НЕК «УКРЕНЕРГО» у сфері розвитку та експлуатації магістральних та міждержавних електричних мереж: СОУ НЕК 20.261:2018. – Київ, 2018. – 119 с.

3. Правила улаштування електроустановок. – Мінпаливенерго України, 2010. – 736 с.

4. Циганенко Б.В. Ефективність роботи розподільних мереж при підвищенні їх класу напруг: дис. ... канд. техн. наук / Борис Володимирович Циганенко. – Київ, 2017. – 267с.

5. Нова енергетична стратегія України: безпека, енергоефективність, конкуренція [Електронний ресурс]: проект. – Київ, 2015. – Режим доступу:

<http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/doccatalog/document?id=245032412>. – URL.

6. Циганенко Б.В. Підвищення показників якості електропостачання в розподільних електричних мережах / Б.В. Циганенко, В.В. Кирик // 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. Енергетична галузь України: підсумки 2016 року [Електронний ресурс]: проект. – Київ, 2015. – Режим доступу: razumkov.org.ua/uploads/article/2017_ENERGY-FINAL.pdf

7. Про встановлення параметрів регулювання, що мають довгостроковий строк дії, для цілей стимулюючого регулювання [Електронний ресурс]: Постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики №1009 від 23 липня 2013 року; із змінами і доповненнями, внесеними постановою

Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики, від 5 листопада 2013 року N 1405; постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 8 жовтня 2015 року N 2561. – Київ: НКРЕКП, 2015. – Режим доступу: <http://www.nerc.gov.ua/index.php?id=17840>.

8. Циганенко Б.В. Впровадження електричних мереж напругою 20 кВ в енергосистемі України // Енергетика та електрифікація. – 2015. – №4. – С.10 – 13.

9. Підвищення енергоефективності роботи електричних мереж та зменшення втрат в розподільчих мережах 6(10) кВ шляхом переходу на більш високий клас напруги 20 кВ зі зміною конфігурації мережі та концептуальних підходів до автоматизації розподільчої мережі та систем обліку електричної енергії [Електронний ресурс]: протокол наради №45/4-16 від 18.07.2016, м.Київ. – Режим доступу: http://www.nerc.gov.ua/data/filearch//Pr_narada_pidvyschen_energoefektyvnosti_roboty_energomerezh_18.07.2016.pdf. – URL.

10. Про застосування стимулюючого регулювання у сфері передачі електричної енергії місцевими (локальними) електричними мережами [Електронний ресурс]: Постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики №1029 від 26 липня 2013 року. – Київ:НКРЕКП, 2013. – Режим доступу: <http://www.nerc.gov.ua/?id=199>.

11. Про затвердження процедури встановлення тарифів для ліцензіатів з постачання електричної енергії за регульованим тарифом та/або з передачі електричної енергії місцевими (локальними) електричними мережами у разі застосування стимулюючого регулювання [Електронний ресурс]: Постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики. №1030 від 26 липня 2013 року. – Київ:НКРЕКП, 2013. – Режимдоступу: <http://www.nerc.gov.ua/?id=199>.

12.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 [Електронний ресурс]: презентація. –НКРЕКП. – Київ, 2016. – Режим доступу: <http://www.slideshare.net/NKREKP/18072016-64339669> – URL.

13. Циганенко Б.В. Особливості функціонування розподільних мереж середнього класу напруги та їх переведення на напругу 20 кВ / Б.В. Циганенко, В.В. Кирик // Гідроенергетика України.– 2016.– №3-4.– С.7-13.

14. Звіт про результати діяльності у 2015 році [Електронний ресурс] // Затверджено постановою НКРЕКП від 31.03.2016 № 515. – Режим доступу: <http://www.nerc.gov.ua/?id=19733>. – URL.

15. Серебренніков Б. С. Формування динамічних цін на електроенергію залежно від нерівномірності графіку електроспоживання / Б. С. Серебренніков, К. Г. Петрова. // Енергетика та електрифікація. – 2012. –№10. – С. С.18–23.

16. Малярєнко В. А. Неравномерность графика нагрузки энергосистемы и способы ее выравнивания / В. А. Малярєнко, И. Е. Нечмоглод. // Світлотехніка та електроенергетика. – 2011. – №4. – С. 61–69.

17.Гнедой Н. В. Энергетическая ситуация в Украине / Н. В. Гнедой. // Промышленная энергетика. – 1998. – №5. – С. 10– 14. 23.

18. Тонкаль В. Е. Анализ состояния и перспективы развития электроэнергетики Украины / В. Е. Тонкаль, М. Н. Кулик //Анализ Проблемы энергосбережения.-1995.- №1.-С.23–32.

19. Згуровець О. В. Эффективные методы управления потреблением электрической энергии / О. В. Згуровець, Г. П. Костенко. // проблеми загальної енергетики – 2007. – №16. – С. 75– 80.

20.Удод Є. І. Паливно-енергетичні ресурси. Перспективи України / Є.І. Удод // Новини енергетики. – 2005. – № 1. – С. 57–61.

21.Енергетична стратегія України на період до 2030 року // Розпорядження Кабінету Міністрів України від 15.03.06 № 145-р.

22. Малярєнко В. А. Производства и потребления электроэнергии в объединенной энергосистеме Украины / В. А. Малярєнко, И. Е. Щербак. // Ползуновский вестник. – 2013. № 4 (2) – С. 125–130.

23. Савицкий С.М. Выравнивание графика электропотребления в

енергосистеме путем использования теплоаккумуляторов / С. М. Савицкий. // Вісник НТУ «ХП». –2016– №15. – С. 34–37.

24. Северин В. П. Проблема маневренности энергоблока АЭС и развитие моделей его систем управления. / В. П. Северин, Е. Н. Никулина, Д. А. Лютенко, Е. Ю. Бобух. // Вісник НТУ «ХП». – 2014. –№61. – С. 24–29.

25. Калінчик В. П. Оцінка та аналіз методів вирівнювання графіків навантаження виробничих систем / В. П. Калінчик, О. В. Скачок. // Енергетика: економіка, технології, екологія.. – 2013. – №3. – С. 57–62.

26. Маляренко В. А. Электрическая энергия как источник диверсификации топлива в системах горячего водоснабжения ЖКХ / В. А. Маляренко, И. Е. Щербак, И. Д. Колотило. // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. – 2013. – С. 19–23.

27. Праховник А. В. Актуальні питання правління попитом на електричну енергію та потужність / А. В. Праховник, В. Ф. Находов, А. І. Замулко. // Проблеми розвитку енергетики. Погляд громадськості. – 2010. – №7. –С. 191–

28. Дрьомин В.П. Аналіз витрат палива блоками ТЕС і можливостей їх економії при регулюванні електроспоживання. / В. П. Дрьомин, Г. П. Костенко, О. В. Згуровец. // Проблеми загальної енергетики – 2008. – №17. – С. 73–77.

29.Лазуренко А. П. Определение потенциального экономического эффекта от выравнивания графиков электрической нагрузки ОЭС Украины / А. П. Лазуренко, Г. И. Черкашина // Міжнароднийнауково-технічний журнал – Світлотехніка та Електроенергетика. – 2009. –№1 (17) –С. 4.–12.

30. Находов, В. Ф. Дополнительные затраты энергосистемы на покрытие неравномерных графиков электрической нагрузки [Електронне видання] / В. Ф. Находов, А. И. Замулко, Мохаммад Аль Шарари, Д. А. Мединцева// Збірка наукових праць VIII міжнар. наук.-техн. конф. молодих дослідників, аспірантів та студентів «Енергетика. Екологія. Людина», Київ, 1–3 червня 2016 р., Київ: НТУУ «ХП». – С. 265–269.

31. INFOnline. отраслевой обзор ‘электроэнергетика Украины’ 2010- 2015г. [Електронний ресурс] / INFOnline // <https://studydoc.ru/doc/2678712/-e-lektroe->

nergetika-ukrainy-2010

32. Симоненко О. В. Стан електроенергетики України / О. В. Симоненко, О.С. Дунак, В. Д. Білодіт, С. В. Дубовська, Є.Т. Базєв. // *Енергетика и электрификация*. – 1998. – № 6. – С. 1–12.

33.Находов В. Ф. Экономические методы оперативного управления электрическими нагрузками. / В. Ф. Находов, А. И. Замулко. // *Вісник УБЕНТЗ*. 1998. – №6. – С. 112–114.

34. Розен В. П. Алгоритм и многокритериальная модель управления режимом электропотребления промышленного предприятия в условиях ограничений энергосистемы / В. П. Розен, А. Н. Закладный // *Енергетика та електрифікація*. – 2009. – № 2. – С.41– 44.

35. Маляренко В. А. Потребители-регуляторы как эффективное направление регулирования графика нагрузки электрических сетей / В. А. Маляренко, И. Д. Колотило, И. Е. Щербак. // *Интегрированные технологии и энергосбережения*. – 2014. – №1 – С. 3–13.