

Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет

ТОМАШЕВСЬКИЙ ЮРІЙ ВАСИЛЬОВИЧ

УДК 621.316.1: 313.322

**МЕТОДИ ТА ЗАСОБИ АНАЛІЗУ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В
РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ З ВИКОРИСТАННЯМ
ПРИСТРОЇВ SMART METERING**

05.14.02 – електричні станції, мережі і системи

Автореферат

дисертації на здобуття наукового ступеня

кандидата технічних наук

Вінниця – 2021

Дисертацією є кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Робота виконана у Вінницькому національному технічному університеті, Міністерство освіти і науки України.

Науковий керівник: доктор технічних наук, доцент
Кулик Володимир Володимирович,
Вінницький національний технічний університет,
професор кафедри електричних станцій та систем.

Офіційні опоненти: доктор технічних наук, професор
Василець Святослав Володимирович,
Національний університет водного господарства та природокористування, м. Рівне,
професор кафедри автоматизації, електротехнічних та комп'ютерно-інтегрованих технологій;

кандидат технічних наук, доцент
Коновал Володимир Семенович,
Національний університет «Львівська політехніка»,
доцент кафедри електроенергетики та систем управління.

Захист відбудеться «29» квітня 2021 р. о 10⁰⁰ годині на засіданні спеціалізованої вченої ради К 05.052.05 у Вінницькому національному технічному університеті за адресою: 21021, м. Вінниця, Хмельницьке шосе, 95, ГНК, ауд. 210.

З дисертацією можна ознайомитися у бібліотеці Вінницького національного технічного університету за адресою: 21021, м. Вінниця, Хмельницьке шосе, 95, ГНК.

Автореферат розісланий «26» березня 2021 р.

Вчений секретар
спеціалізованої вченої ради

В. В. Кулик

ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА РОБОТИ

Обґрунтування вибору теми дослідження. Основним методом аналізу енергоефективності розподільних електричних мереж (ЕМ) є оцінювання системи показників, що отримані за розрахунковий період на підставі даних розрахункових засобів обліку, та характеризують сумарні надходження, віддачі, перетворення, а також витрати електроенергії. Така система показників формує структуру балансу електроенергії оператора системи розподілу (ОСР). Однією з основних складових є технологічні витрати на транспортування та розподіл електричної енергії електричними мережами. Технологічні витрати в свою чергу поділяються на нетехнічні (комерційні) та технічні. Останні переважно визначаються втратами електроенергії в елементах ЕМ.

На сьогодні розроблено низку заходів, спрямованих на зменшення втрат електроенергії. Однак, вибір заходів та їх ефективне впровадження потребує точного та достовірного їх визначення. У розподільних ЕМ основним шляхом визначення та нормування втрат електроенергії є застосування схемотехнічних та статистичних методів. Причиною є відсутність належного інформаційного забезпечення щодо параметрів поточного режиму ЕМ та стану комутаційної апаратури. Однак такий підхід має низку суттєвих недоліків:

- неможливість структурування втрат для окремих елементів ЕМ;
- неможливість врахування уточнювальної інформації відносно параметрів режиму ЕМ, зокрема графіків навантаження підстанцій, показників лічильників на проміжних розподільних пристроях тощо;
- неможливість врахування змін у схемах ЕМ впродовж звітного періоду;
- складність врахування зміни параметрів обладнання ЕМ.

Найбільш точним методом розрахунку втрат електроенергії є метод поелементних розрахунків, однак він потребує даних про параметри режимів ЕМ, які, часто є недоступними.

Світовий досвід отримання такої інформації полягає у застосуванні систем Smart Metering та передбачає встановлення інтелектуальних приладів обліку у виробників та споживачів, автоматизацію систем опитування, оброблення даних і надання інформації щодо виробництва, передавання, розподілу і споживання енергоресурсів.

Інформаційні системи Smart Metering накопичують інформацію про виміряні графіки електроспоживання. Їх можна використовувати для формування поелементної структури втрат електроенергії в ЕМ з прив'язкою до інтервалів часу, а також для визначення локальних осередків втрат. Крім того, стає можливим оцінити комерційні витрати електроенергії, що входять до структури балансу, як різницю між фактичними (балансовими) і розрахованими технологічними витратами.

Від зменшення технологічних та комерційних витрат залежить прибуток енергопостачальних компаній. Таким чином, дослідження методів аналізу витрат електроенергії в розподільних електричних мережах, а також розроблення програмних засобів (ПЗ) для їх реалізації з використанням баз даних та інформаційних систем Smart Metering, є актуальними.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.

Дисертація виконана в плані наукових досліджень, проведених кафедрою електричних станцій та систем Вінницького національного технічного університету за держбюджетними темами: «Інтелектуалізація електроенергетичних систем з відновлюваними джерелами енергії на основі принципу Гамільтона-Остроградського» (№ держреєстрації 0113U003138) та «Інтегрування нетрадиційних та відновлюваних джерел енергії в електричні мережі для підвищення їх енергоефективності з використанням SMART GRID технологій» (№ держреєстрації 0118U000206).

Мета і завдання дослідження. Метою роботи є підвищення достовірності результатів аналізу втрат електроенергії в розподільних електричних мережах шляхом вдосконалення методів та засобів їх інформаційного забезпечення.

Відповідно до вказаної в роботі мети вирішуються такі **основні задачі**:

- дослідження можливостей використання інформаційних систем розподільних електричних мереж для аналізу енергоефективності електричних мереж;
- розроблення методу підвищення спостережності розподільних електричних мереж з використанням пристроїв Smart Metering, агрегованої інформації автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії та псевдовимірювань;
- розроблення методу визначення оптимальної послідовності впровадження засобів обліку електроенергії Smart Metering із застосуванням математичного апарату чутливості у особливо критичних точках вимірювання;
- розроблення методу узгодження псевдовимірювань для підстанцій розподільних мереж, що забезпечують живлення різнотипних абонентів, а також прийом електроенергії від розосереджених джерел енергії;
- розроблення алгоритму використання методу визначення оптимальної послідовності впровадження засобів обліку електроенергії Smart Metering;
- перевірка працездатності розроблених методів та адекватності результатів оцінювання параметрів режиму розподільних ЕМ з використанням натурального експерименту.

Об'єктом дослідження дисертаційної роботи є нормальні режими розподільних електричних мереж..

Предметом дослідження є методи та засоби аналізу втрат електроенергії в розподільних електричних мережах з використанням інформаційних систем.

Методи дослідження. Для розроблення методів аналізу втрат електроенергії в розподільних електричних мережах використані методи математичного моделювання та чисельні методи. Статистичні методи оброблення інформації використано для аналізу результатів розрахунків. Для оцінки стану розподільної електричної мережі використано метод зважених найменших квадратів. Для розроблення алгоритмів і програм аналізу втрат електроенергії в розподільних електричних мережах використовувалися матрична алгебра, теорія графів, декомпозиція та об'єктно-орієнтований аналіз. Для визначення оптимальної послідовності впровадження приладів Smart

Metering застосовано нечіткий багатокритеріальний аналіз, теорію ігор та аналіз чутливості.

Наукова новизна отриманих результатів полягає у тому, що:

– вперше запропоновано метод зворотного перетворення зафіксованих обсягів спожитої електроенергії у псевдовимірювання графіків електричних навантажень споживачів з використанням типових графіків навантаження та генерування відновлюваних джерел енергії, а також оцінки стану електричних мереж. Це дає змогу використовувати дані систем обліку електроенергії для доповнення вектору стану електричних мереж інформацією про зміни потужності у неспостережних вузлах, що відкриває нові можливості для моделювання режимів розподільних мереж 10(6) кВ та планування заходів з підвищення їх енергоефективності.

– вперше запропоновано метод формування типових графіків втрат електроенергії в розподільних електричних мережах 10(6) кВ на основі результатів оцінки стану мереж та матриці коефіцієнтів розподілу втрат, що дозволить виокремлювати у структурі балансу електроенергії значення втрат для кожного об'єкта обліку та створити передумови для адресного внесення вартості розподілу електроенергії до тарифу для кінцевого споживача.

– вдосконалено метод оптимізації розміщення та послідовності впровадження засобів обліку електроенергії Smart Metering у розподільних мережах 10(6) кВ, що проявляється у поєднанні математичного апарату аналізу чутливості й багатокритеріального аналізу та, на відміну від відомих, сприяє зменшенню кількості обчислень завдяки врахуванню технічних можливостей мереж, а також чутливості параметрів режиму мереж до місця встановлення засобів Smart Metering.

Практичне значення отриманих результатів. Проведені в роботі дослідження дали змогу підвищити достовірність результатів аналізу втрат електроенергії в розподільних ЕМ шляхом вдосконалення інформаційного забезпечення. Використання розроблених методів та алгоритмів створить передумови для підвищення адекватності моделювання режимів розподільних мереж 10(6) кВ, для пофідерного формування структури балансу електроенергії з урахуванням змін схеми та параметрів розподільних мереж протягом звітного періоду, для адресного внесення вартості розподілу електроенергії до тарифів споживачів, а також для вдосконалення інформаційної інфраструктури ЕМ.

Розроблені алгоритми та програма передані для дослідної експлуатації до ТОВ «Енергоінвест» з метою планування режимів роботи сонячних електричних станцій (СЕС), підвищення якості напруги та зменшення втрат електроенергії в мережах зовнішнього електропостачання (довідка про впровадження від 15.01.2021р.).

Розроблені алгоритми також передано для дослідної експлуатації до АТ «Вінницяобленерго» у вигляді оновленої версії програми розрахунку втрат електроенергії в електричних мережах 10(6)-0,4 кВ та аналізу ефективності електроощадних заходів «Втрати-10» (довідка про впровадження від 18.01.2021р.). Під час дослідної експлуатації встановлено, що завдяки обґрунтованим рішенням щодо визначення місць та параметрів встановлення

засобів обліку електроенергії Smart Metering у розподільних мережах 10 кВ досягається підвищення точності розрахункових втрат електроенергії, що сприяє уточненню структури балансу електроенергії.

Результати дисертаційного дослідження впроваджено в навчальному процесі Вінницького національного технічного університету для підвищення якості проведення лекційних та лабораторних занять (довідка про впровадження від 12.01.2021 р.).

Особистий внесок здобувача. Всі наукові положення, які є основним змістом дисертаційної роботи, розроблено та обґрунтовано здобувачем особисто. У роботах, що опубліковано у співавторстві, внесок автора такий: [1] – запропоновано структуру інформаційної системи розподільної електричної мережі, виконано серію практичних розрахунків для підтвердження ефективності пропонованої структури; [2] – виконано розрахунки розподільних електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії (ВДЕ). Досліджено вплив графіка генерування ВДЕ на коефіцієнти чутливості втрат потужності у розподільних ЕМ. Досліджено вплив встановленої потужності ВДЕ на значення втрат у розподільних ЕМ; [3] – виконано розрахунки розподільних ЕМ з відновлюваними джерелами енергії. Розроблено оптимальні схеми нормального режиму розподільних ЕМ за критерієм мінімуму втрат електричної енергії відповідно до графіка генерування. Розроблено оптимальні схеми нормального режиму розподільних ЕМ за критерієм мінімуму втрат електричної енергії; [4] – на базі пропонованого методу розроблено програмний засіб візуалізації для прийняття оптимальних рішень в задачах зменшення втрат електроенергії в ЕМ; [5] – запропоновано алгоритм використання методу розрахунку коефіцієнтів чутливості втрат до зміни потужності ВДЕ у розподільних електричних мережах; [6] – запропоновано метод зворотного перетворення зафіксованих обсягів спожитої електроенергії у псевдовимірювання графіків електричних навантажень споживачів з використанням типових графіків навантаження та генерування ВДЕ, а також оцінки стану ЕМ; [7] – запропоновано алгоритм розрахунку техніко-економічної оцінки заходів зі зменшення втрат електроенергії в графічному середовищі для прийняття оптимальних рішень; [8] – розроблено алгоритм пофідерного аналізу втрат електроенергії у розподільних електромережах 10(6)-0,4 кВ з використанням імітаційного моделювання для створення типових графіків втрат потужності; [9] – показано переваги формування інтелектуальних ЕМ, відповідно до концепції Smart Grid, використання яких дозволяє створити передумови для ефективної експлуатації ВДЕ; [10] – показано переваги розвитку інформаційної інфраструктури та інтелектуалізації систем керування з використанням Smart Grid; [11] – запропоновано метод використання типових графіків навантаження для підвищення інформативності моделі оцінки стану розподільної ЕМ.

Результати теоретичних досліджень, що викладені у [1]–[11], були отримані у Вінницькому національному технічному університеті.

Апробація матеріалів дисертації. Основні положення роботи та її результати доповідались, обговорювались та були схвалені на таких науково-технічних конференціях та семінарах:

- на науково-технічній конференції СПРТП-2005.
- на науково-технічній конференції “Автоматика – 2006” (Вінниця, 2006);
- на міжнародній науково-технічній конференції “Контроль і управління в складних системах” (Вінниця, 2012);
- на III та IV міжнародній науково-технічній конференції ОКЕУ 2015, 2017 «ОПТИМАЛЬНЕ КЕРУВАННЯ ЕЛЕКТРОУСТАНОВКАМИ»
- XIV науково-технічна конференція «Повітряні та кабельні електричні мережі підприємств України» 26-27 квітня, м. Харків, 2017 р., м. Харків.
- на XLVIII науково-технічній конференції підрозділів Вінницького національного технічного університету (НТКП ВНТУ– 2018);
- Проблеми втрат електроенергії в електричних мережах. Необхідність оптимального використання мережі та забезпечення її економічності. 10-13 грудня 2019 р., смт Славське.
- на VIII міжнародній науково-технічній інтернет-конференції «Підвищення рівня ефективності енергоспоживання в електротехнічних пристроях і системах». 24 грудня, 2020 р., м. Луцьк.

Публікації. За матеріалами дисертаційної роботи опубліковано 11 робіт, з яких 5 статей у наукових фахових виданнях, 2 статті у міжнародних періодичних виданнях, які внесені до міжнародної науково-метричної бази даних Scopus, 2 статті у наукових журналах і збірниках наукових праць, 2 - у матеріалах конференцій.

Структура та обсяг дисертації. Дисертаційна робота складається зі вступу, чотирьох розділів, висновків, списку використаних джерел (105 найменувань) і 3 додатків. Основний зміст викладено на 122 сторінках друкованого тексту, містить 33 рисунки, 11 таблиць. Загальний обсяг роботи – 155 сторінок.

ОСНОВНИЙ ЗМІСТ РОБОТИ

У **вступі** обґрунтовано актуальність роботи, сформульовано мету і задачі; наведено наукову новизну і практичну цінність отриманих результатів, також подано відомості щодо апробації роботи, особистого внеску здобувача та публікацій. Зазначено зв'язок роботи з науковими програмами та темами.

У **першому розділі** досліджено особливості функціонування інформаційних систем розподільних електричних мереж. Проаналізовано методи відновлення та синхронізації інформації щодо вимірних режимних параметрів приладами Smart Metering, а також методів визначення оптимального місця встановлення приладів вимірювання Smart Metering. Відповідно до проведеного аналізу визначено шляхи та методи підвищення спостережності розподільних ЕМ. Досліджено питання адекватності структури балансу електроенергії розподільних ЕМ. Уточнено задачі наукового дослідження.

На сьогодні актуальною є розробка методів та засобів аналізу технічних та комерційних втрат електроенергії в розподільних ЕМ та впровадження

програмних засобів для їх реалізації з використанням баз даних та інформаційних систем Smart Metering. У розвинених країнах впровадження Smart Metering у розподільні ЕМ уповільнюється низкою проблем економічного та технічного характеру. Вирішення цих проблем пов'язане з необхідністю розв'язання таких задач:

1) синхронізація інформації про виміряні режимні параметри приладами Smart Metering та іншими наявними приладами з метою забезпечення балансування режимів розподільних електричних мереж;

2) відновлення інформації, втраченої внаслідок електромагнітних завад, збоїв синхронізації, втрати окремих пакетів інформації або спрямованих атак на інформаційну мережу;

3) оптимізація конфігурації інформаційної системи і, зокрема, розміщення приладів вимірювання Smart Metering.

Наявність синхронізованої інформації про виміряні режимні параметри розподільної ЕМ дає змогу визначати обсяги спожитої електроенергії стандартними алгебраїчними методами. Проте, досить часто через відмову апаратного або інформаційного забезпечення ці дані можуть не надходити протягом всієї доби або її частини. Таким чином, необхідною умовою функціонування інформаційної системи є аналіз отриманих даних, їх перевірка та відновлення втраченої інформації.

Відповідно до проведеного у роботі аналізу перспективним є застосування комбінованого підходу: методів оцінки стану для часової синхронізації інформації та застосування типових графіків електричних навантажень для відновлення агрегованої у часі інформації про перетікання електроенергії.

Основним методом аналізу енергоефективності розподільних ЕМ за розрахунковий період є оцінювання балансу електроенергії. Для складання структури балансу електроенергії в ЕМ з інженерною точністю необхідно забезпечити спостережність розподільної електричної мережі, що можливо шляхом насичення її пристроями вимірювання Smart Metering. Результатом розв'язання задачі оптимального розташування приладів Smart Metering є кількість необхідних приладів, оптимальні місця їх встановлення та набір необхідних вимірюваних параметрів для підвищення спостережності ЕМ.

Розв'язання поставлених задач дослідження дасть змогу обґрунтовано розвивати інформаційну структуру розподільних ЕМ із застосуванням технології Smart Metering та визначати послідовність впровадження засобів обліку в умовах обмеженого фінансування.

У **другому розділі** досліджено математичну модель та методи оцінки стану (ОС) розподільної ЕМ за різної повноти вхідних даних, запропоновано метод підвищення спостережності розподільних ЕМ з використанням пристроїв Smart Metering та типових графіків електричних навантажень. Запропоновано спосіб врахування надходження електроенергії з ВДЕ у вигляді типових графіків генерування. Для розв'язання задачі визначення оптимальної послідовності впровадження засобів обліку електроенергії Smart Metering запропоновано метод на основі математичного апарату чутливості та

багатокритеріального аналізу. Запропоновано метод визначення типових графіків втрат електроенергії у розподільних ЕМ.

Оцінка стану ЕМ може використовуватися для моніторингу роботи мереж під час нормальних режимів, коли мережі перебувають у псевдостационарному стані. Всі наявні вимірювання електричних параметрів розглядаються як функції параметрів режиму електричної мережі у вигляді суми вектору стану та вектору похибок вимірювання: $\mathbf{z}=\mathbf{h}(x)+\mathbf{e}$.

Особливістю розподільних мереж є недостатність вектору вимірювань \mathbf{z} . Тобто, використовуючи суто виміряні параметри не вдається ідентифікувати стан ЕМ. З метою доповнення вектору вимірювань \mathbf{z} в роботі запропоновано використовувати усереднені за часом та сукупністю електроприймачів типові графіки навантаження (ТГН). Для кожного ТГН зазначено перелік кодів споживачів згідно категорій видів економічної діяльності (КВЕД), що дозволяє визначати для конкретного споживача відповідний ТГН (рис.1).

За пропонуванням методом цільова функція задачі визначення вектору стану ЕМ з урахуванням інформації ТГН у явному вигляді може бути записана так:

$$J(x) = \left[\begin{bmatrix} z^{SM} \\ z^{TGH} \end{bmatrix} - h(x) \right]^T \text{diag} \left[(\sigma^{SM})^2 \quad (\sigma^{TGH})^2 \right]^{-1} \left[\begin{bmatrix} z^{SM} \\ z^{TGH} \end{bmatrix} - h(x) \right] \rightarrow \min, \quad (1)$$

де $h(x)$ – вектор нелінійних функцій, що пов'язують вимірювання та змінні вектора стану x ; z^{SM} та σ^{SM} – вимірювання отримані приладами Smart Metering та відповідні їм середньоквадратичні відхилення; z^{TGH} – псевдовимірювання отримані на основі інформації про ТГН споживача, згідно до його коду КВЕД; σ^{TGH} – середньоквадратичні відхилення для активної та реактивної потужностей, наведені у атласі ТГН для споживача, згідно його коду КВЕД.

2	Таблиця А.1.1																		
3	Графік електричних навантажень споживачів наступних категорій видів економічної діяльності																		
4	«01.45» «14.11» «10.42» «32.11» «30.40» «10.31» «02» «16.2» «25.93»																		
5	«30.92» «03.12» «22» «11.05» «24.42»																		
6	Місяць - січень Коефіцієнт форми - 1.07																		
7	P	39	48	42	55	31	54	49	58	88	59	72	83	71	79	57	59	100	77
8	σ_P	17	17	16	15	13	14	14	17	26	31	31	33	24	28	30	30	32	22
9	Q	12	18	11	19	10	20	19	23	26	20	23	24	16	23	19	17	28	22
10	σ_Q	7	7	6	6	4	5	6	11	13	20	19	19	10	15	19	18	18	10
11	K	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8

Рисунок 1 – Інформація подана у «Альбомі типових графіків електричних навантажень»

Оскільки інформація про ТГН нормується відповідно максимального спожитого значення потужності P_i^{\max} , то в роботі запропоновано метод зворотного перетворення зафіксованих обсягів спожитої електроенергії із білінгової системи шляхом зворотного інтегрування за виразом:

$$P_i^{\max} = W_i^B / \sum_{j=1}^{24} M(P_{ij}^{TGH}), \quad (2)$$

де W_i^B – інформація із білінгової системи про спожиту електроенергію за розрахунковий період приведена до однієї доби.

Тоді, псевдовимірювання отримане на основі інформації про ТГН i -го споживача визначаються за виразом:

$$z_{ij}^{TGH} = M(P_{ij}^{TGH}) \cdot P_i^{\max}, \quad (3)$$

де $M(P_{ij}^{TGH})$ – математичне очікування активного навантаження i -го вузла вимірювання на ступені j , з «Альбому типових графіків електричних навантажень».

Для узгодження ТГН окремих споживачів однієї ТП з різними кодами КВЕД запропоновано використовувати узгоджений графік електричних навантажень, ступені якого розраховуються за виразом:

$$z_{ij}^{TGH}_{рез} = \left[\sum_{i=1}^N (M(P_{ij}^{TGH}) \cdot k_i^{КВЕД}) \right] \cdot P_n^{\max}, \quad (4)$$

де P_n^{\max} – максимальне значення потужності серед всіх споживачів з переліку N ТП; n – номер споживача з максимальним піковим значенням електроспоживання; $k_i^{КВЕД}$ – коефіцієнт узгодження для узгодження ТГН з однаковим, або близьким, коефіцієнтом форми:

$$k_i^{КВЕД} = \frac{P_i^{\max}}{P_n^{\max}} \approx \frac{W_i^B}{W_n^{B\max}}, \quad (5)$$

де $W_n^{B\max}$ – максимальне значення спожитої електроенергії серед всіх споживачів з переліку N .

Аналогічно до виразу (1) у роботі запропоновано метод підвищення спостережності розподільних електричних мереж з ВДЕ шляхом використання агрегованої інформації автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) та псевдовимірювань у вигляді типових графіків генерування (ТГГ). Цільова функція (1) з урахуванням інформації ТГГ у явному вигляді може бути записана так:

$$J(x) = \left[\begin{array}{c} z^{SM} \\ z^{TGH} \\ z^{TGG} \end{array} - h(x) \right]^T \text{diag} \left[(\sigma^{SM})^2 \quad (\sigma^{TGH})^2 \quad (\sigma^{TGG})^2 \right]^{-1} \left[\begin{array}{c} z^{SM} \\ z^{TGH} \\ z^{TGG} \end{array} - h(x) \right] \rightarrow \min, \quad (6)$$

де z^{TTG} та σ_i^{TTG} – псевдовимірювання та його середньоквадратичне відхилення отримане на основі інформації про ТГГ ВДЕ.

Для створення типового добового графіка генерування ВДЕ, у роботі запропоновано використання типового набору даних про метеорологічний рік. Для перерахунку їх у потужність генерування ВДЕ використовуються відомі вирази. Приклади з типового набору даних про метеорологічний рік в частині глобального горизонтального опромінення ($\text{Вт} \cdot \text{год} / \text{м}^2$) наведено на рис. 2 у вигляді річного та добового графіка для Шаргородського району Вінницької області. Середньоквадратичне відхилення типових графіків генерування σ_i^{TTG} 6-12% залежно від використовуваного набору даних, що є цілком прийнятним для застосування ТГГ у якості псевдовимірювань.

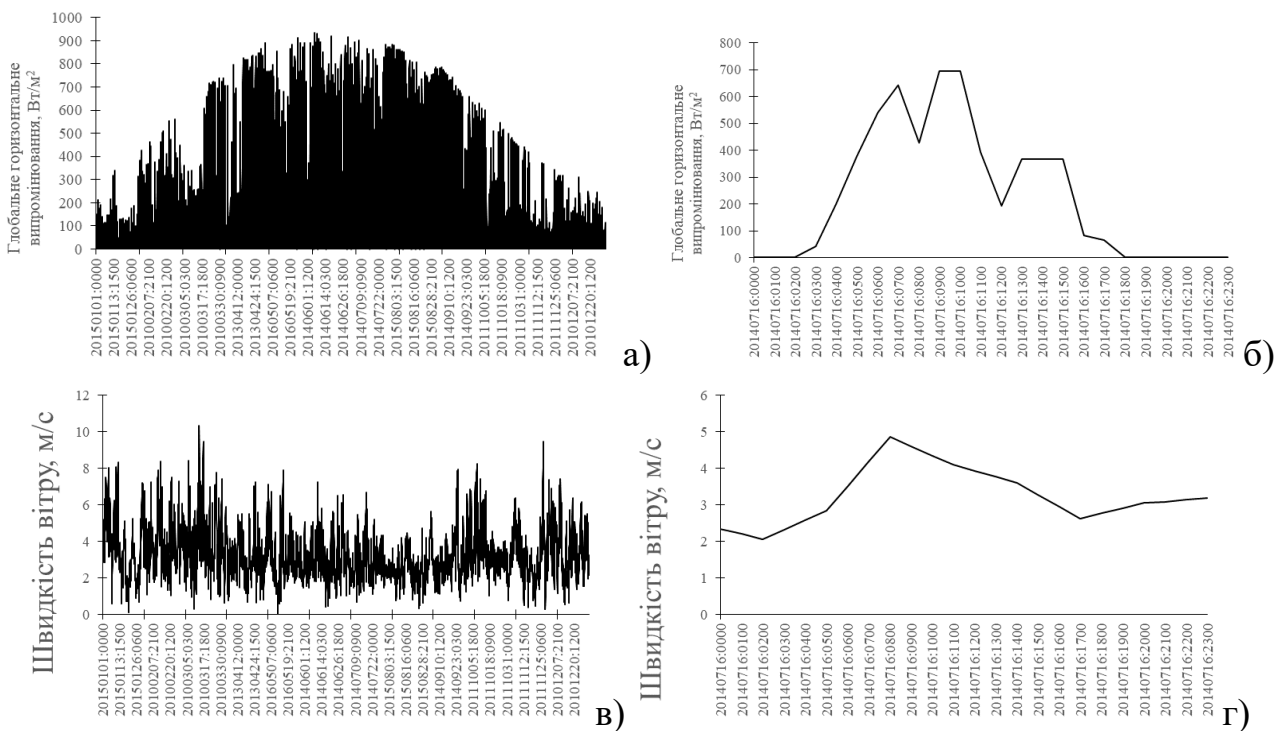


Рисунок 2 – Типові набори даних про метеорологічний рік в частині опромінення, $\text{Вт}/\text{м}^2$: річний графік (а) та добовий графік за 16 липня (б), а також в частині швидкості вітру, $\text{м}/\text{с}$: річний графік (в) та добовий графік за 16 липня (г)

Можливість використання запропонованого методу для доповнення вектору стану ЕМ інформацією про зміни генерованої потужності у неспостережних вузлах експериментально підтверджено. Доповнення вектору z інформацією з типових графіків навантаження та генерування (псевдовимірами) для вузлів ЕМ, дасть змогу залучити наявні засоби вимірювання та моніторингу для забезпечення спостережності ЕМ без додаткових фінансових витрат.

Відповідно до поставлених задач в роботі також запропоновано метод визначення оптимальної послідовності впровадження засобів обліку електроенергії Smart Metering із застосуванням математичного апарату

чутливості та багатокритеріального аналізу.

Серед критеріїв для аналізу запропоновано використовувати наявність засобів вимірювання на ТП 10(6) кВ (у відносних одиницях) та відносні значення коефіцієнтів чутливості втрат в ЕМ до навантаження або генерування у вузлах РЕМ $\dot{T}_{РЕМ\Sigma}$:

$$\dot{T}_{РЕМ\Sigma} = \left((\dot{U}_t \mathbf{M}_{\Sigma ki}) \hat{C}_{РЕМi} \dot{U}_d^{-1} \right)^T \cdot \mathbf{n}_b, \quad (7)$$

де \dot{U}_t – транспонований вектор напруги у вузлах включаючи і базисний; $\mathbf{M}_{\Sigma ki}$ – i -ий вектор-стовпець матриці інцидентій з урахуванням комплексних коефіцієнтів трансформації; $\hat{C}_{РЕМi}$ – i -й вектор-рядок матриці розподілу струмів у вузлах \hat{J} по вітках схеми РЕМ з ВДЕ з врахуванням коефіцієнтів трансформації та поперечної складової схеми заміщення трансформатор; \dot{U}_d^{-1} – діагональна обернена матриця напруги у вузлах включаючи базисний; \mathbf{n}_b – одиничний вектор стовпець, який має розмірність за кількістю вузлів схеми ЕМ.

Відповідно до значень вектору $\dot{T}_{РЕМ\Sigma}$ визначається доцільність та оптимальна послідовність (від максимальних значень до мінімальних) впровадження засобів обліку електроенергії Smart Metering за режимними параметрами.

Багатокритеріальний аналіз передбачає використання якісних та кількісних критеріїв $C = \{c_1, c_2, \dots, c_m\}$, де $c_m = \dot{T}_{РЕМ\Sigma i}$. Для визначення показника впливовості кожного з критеріїв було використано аналіз ієрархій Сааті. З урахуванням показників впливовості складається матриця ігор:

$$v = \left[\begin{array}{c|c} k_{ij}^{w_j} & \\ \hline & c_j \end{array} \right], i \in [1, n], j \in [1, m] \quad (8)$$

де $k_{ij}^{w_j} / c_j$ – експертна оцінка i -тої ділянки електричної мережі за критерієм c_j з урахування значення впливовості даного коефіцієнта w_j на послідовність впровадження пристрої Smart Metering.

Останнім кроком є реалізація максимінного принципу, результатом якого є послідовність впровадження пристроїв обліку на ТП за режимними та технічними (матеріальними) параметрами, тобто прийняття рішення щодо необхідності першочергового впровадження Smart Metering саме на тій, чи іншій підстанції.

Використання пристроїв Smart Metering, агрегованої інформації автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії та псевдовимірювань дає змогу виконувати розрахунки з адресного визначення втрат електроенергії з використанням коефіцієнтів розподілу (7) та створює передумови для внесення їх у тариф для кінцевого споживача.

Виокремлення у структурі балансу електроенергії значення вартості розподілу для кожного об'єкта обліку можливе шляхом застосування типових графіків втрат (ТГВ) потужності сформованих на основі результатів оцінки стану ЕМ, матриці коефіцієнтів розподілу та середньоквадратичної похибки змінних втрат.

Для побудови типового графіка втрат потужності від кожного окремого вузла відповідно до заданого йому ТГН необхідно скористатись виразом:

$$\Delta P_{ij}^{ТГВ} = \dot{T}_{РЕМ\Sigma j} \cdot M(P_{ij}^{ТГН}) \cdot P_i^{max} \quad (9)$$

Середньоквадратичне відхилення σ_{Bij} для кожного ступеня графіка ТГВ розраховується за виразом:

$$\sigma_{Bij} = \frac{(\Delta P_{ij}^{ТГВ} - \Delta P_{\min ij}(X))}{\Delta P_{ij}^{ТГВ}} \cdot m_{Bij} \cdot 100, \quad (10)$$

де m_{Bij} – математичне очікування втрат потужності, оцінене за середнім з її можливих значень; $\Delta P_{\min ij}(X)$ – мінімальне значення $\Delta P_{ij}^{ТГВ}$.

Пропонований метод формування типових графіків втрат електроенергії в розподільних електричних мережах 10(6) кВ базується на результатах оцінки стану мережі. Застосування типових графіків втрат дає змогу виокремлювати у структурі балансу електроенергії значення втрат для кожного об'єкта обліку та створити передумови для адресного внесення вартості розподілу електроенергії до тарифу для кінцевого споживача.

Третій розділ присвячено розробленню базових алгоритмів оцінки стану розподільних ЕМ з використанням пристроїв Smart Metering та псевдовимірювань. В розділі наведено алгоритми використання типових графіків електричних навантажень та генерування ВДЕ для підвищення спостережності розподільної ЕМ, а також алгоритми визначення типових графіків втрат потужності, на базі розроблених методів. Також у розділі наведено алгоритми визначення оптимальної послідовності впровадження засобів обліку електроенергії Smart Metering із застосуванням математичного апарату аналізу чутливості та багатокритеріального аналізу.

Відповідно до запропонованого методу підвищення спостережності розподільних ЕМ з використанням псевдовимірювань у вигляді типових графіків розроблено алгоритми доповнення цільової функції оцінки стану псевдовимірюваннями ТГН та ТГГ у явному вигляді. Алгоритм підвищення спостережності розподільних ЕМ передбачає застосування процедури зворотного інтегрування інформації з білінгової системи та визначення максимального спожитого значення потужності P_i^{max} (рис. 3).

Алгоритм врахування електроенергії генерованої з ВДЕ має аналогічний вигляд, та передбачає використання типових погодинних графіків генерування для відновлення втраченої інформації про обсяг електричної енергії, що відпущена до ЕМ, або для прогнозування вироблення електроенергії.

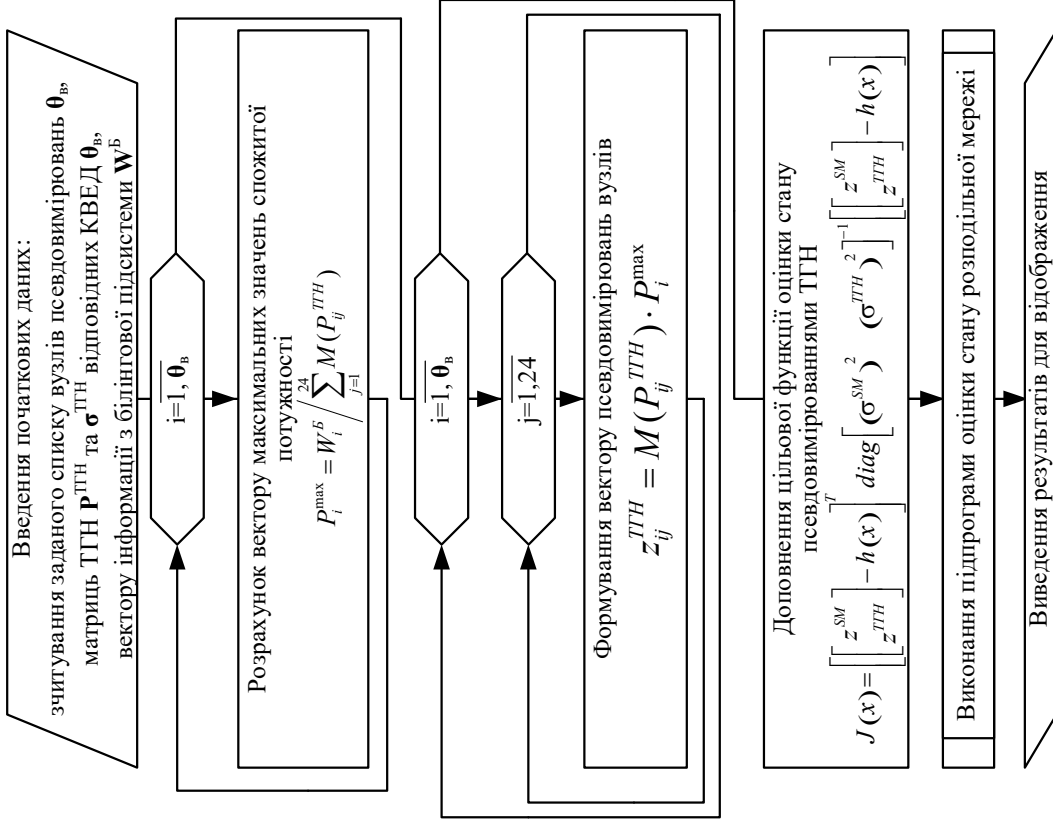


Рисунок 3 – Алгоритм доповнення цільової функції оцінки стану псевдовимірюваннями ТГН

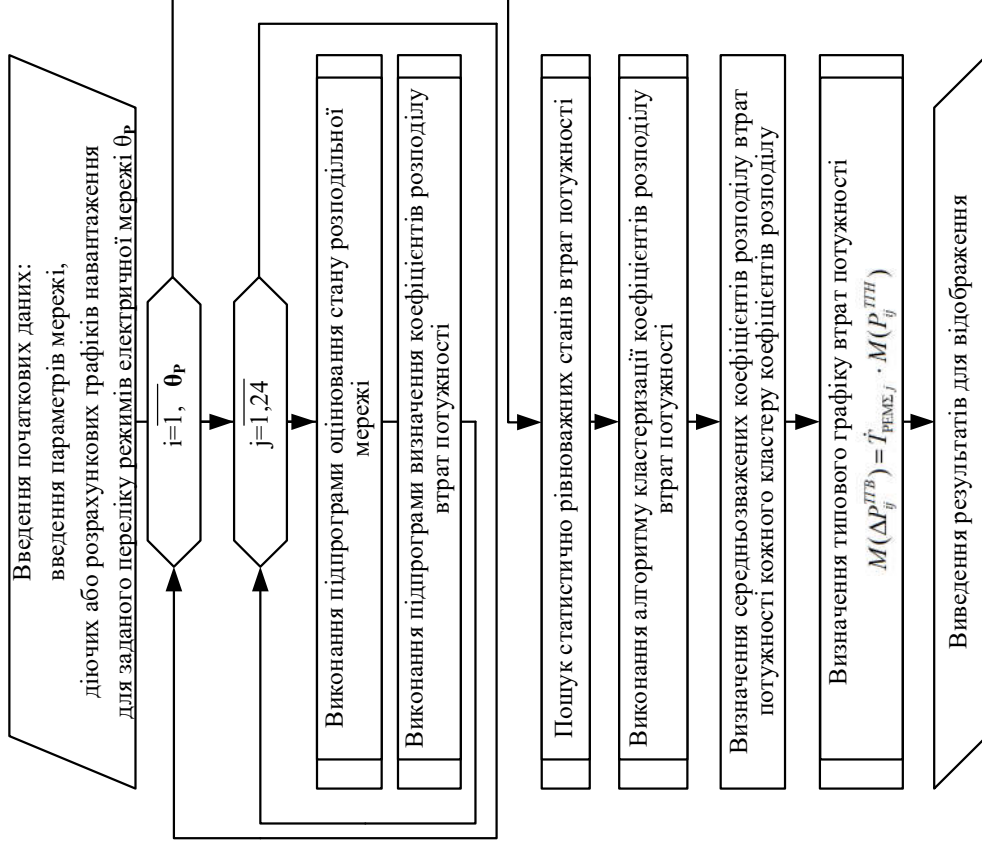


Рисунок 4 – Алгоритм визначення типових графіків втрат потуж

Алгоритм застосування методу визначення типових графіків втрат потужності для ТП 10(6) кВ наведено на рис. 4.

Для його роботи необхідний набір режимів ЕМ, поданих у вигляді вимірних або розрахункових графіків навантаження ТП. На першому етапі виконується оцінка стану ЕМ для узгодження наявних вимірювань з псевдовимірюваннями та визначення коефіцієнтів розподілу втрат потужності (7). Останні групуються за типовими режимами електричної мережі (для святкових, вихідних і робочих днів). Отримані результати використовуються як типові графіки втрат електроенергії для виділення у структурі балансу значень втрат для окремих об'єктів обліку, а також для визначення оператором системи передачі обсягів закупівлі електроенергії на покриття втрат електроенергії на наступні періоди.

Для визначення оптимальної послідовності впровадження засобів обліку електроенергії Smart Metering розроблено алгоритм із застосуванням математичного апарату чутливості та багатокритеріального аналізу. Алгоритм передбачає етапи оцінки стану, визначення коефіцієнтів розподілу та їх нормування. Реалізація цих кроків передбачає введення експертної інформації, щодо важливості окремих груп критеріїв та окремих критеріїв у групі. Використовуючи метод аналізу ієрархій Сааті визначаються рівні переваги та розраховуються коефіцієнти відносної важливості критеріїв w . Кінцеві рішення щодо послідовності впровадження пристроїв обліку на окремих ТП приймаються на основі максимінного принципу.

Результати, отримані на основі розроблених методів та алгоритмів, дають змогу ідентифікувати стан ЕМ та підвищити її спостережність, зокрема й у випадку приєднання промислових ВДЕ. Підвищення спостережності ЕМ сприяє підвищенню точності аналізу втрат у розподільних мережах та підвищенню точності складання балансу електроенергії за розрахунковий період.

У **четвертому розділі** показано ефективність використання розроблених методів та алгоритмів шляхом порівняння результатів натурних та обчислювальних експериментів на прикладі фрагменту міських мереж 10 кВ м. Вінниця – фідер Ф-165 підстанції 110/10 кВ «Західна». Вказаний фрагмент мережі було обрано з міркувань доступності для проведення натурального експерименту, наявності різнотипних споживачів, кабельних вставок, різнотипного трансформаторного обладнання.

Для фрагменту міських мереж 10 кВ м. Вінниця (фідер Ф-165 підстанції 110/10 кВ «Західна» (рис. 5)), що містить 5 підстанцій 10/0,4 кВ було проведено натурний експеримент з метою отримання інформації про повністю спостережну ЕМ з використанням електронних лічильників. Реєстрація параметрів та характер графіка надходження та відпуску електроенергії засобами Smart Metering протягом однієї доби показано на рис. 6.

Відповідно до максимальної потужності споживачів виконано розрахунки з відновлення графіків навантажень окремих ТП. Враховуючи характер навантаження, для більшості ТП обрано ТГН для "комунально-побутових" споживачів. На рис. 7 наведено графіки відпуску електроенергії, зафіксовані на шині 0,4 кВ ТП-455 (побутова) та відновлений за ТГН графік навантаження за

одну добу. З порівняння графіків видно, що відхилення може сягати 20%.

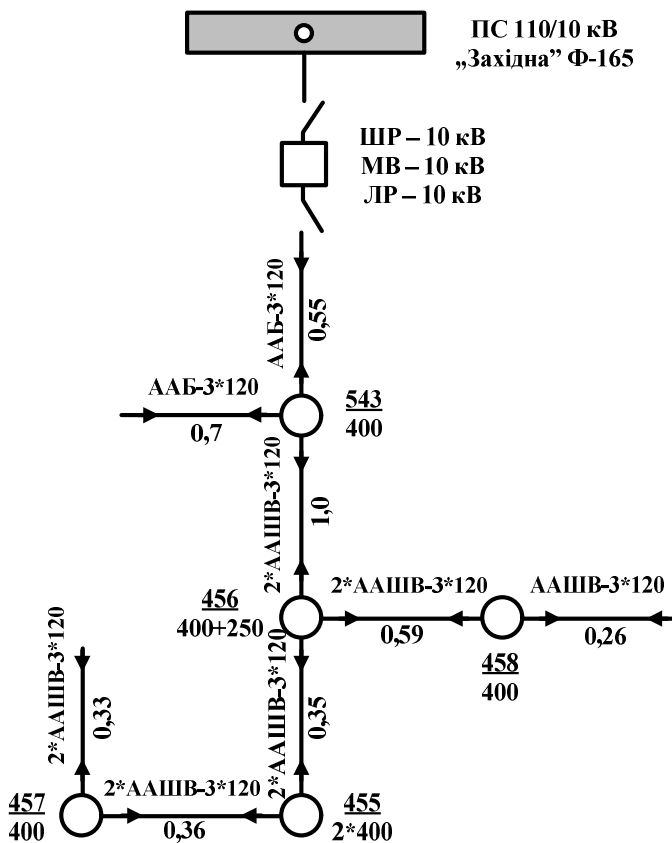


Рисунок 5 – Фрагмент досліджуваної електричної мережі 10 кВ

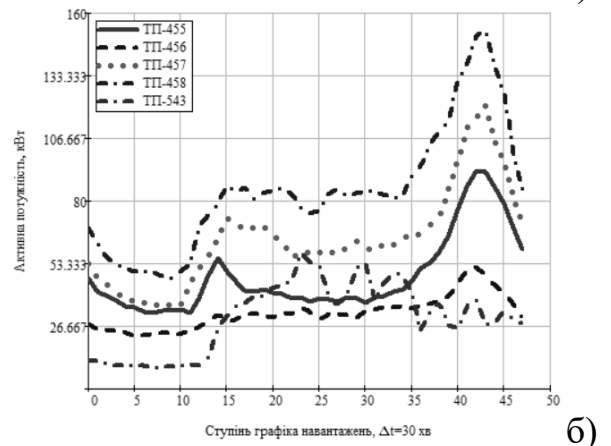
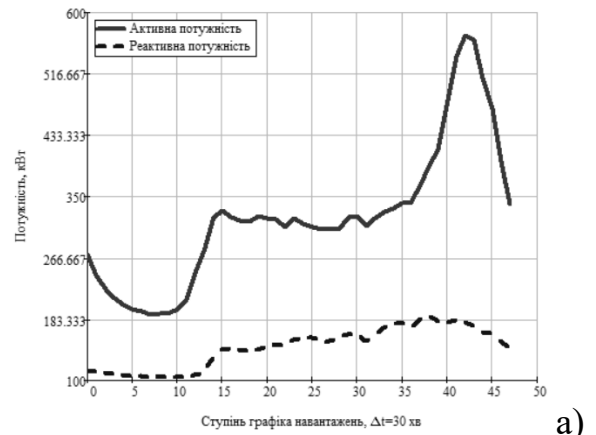


Рисунок 6 – Виміряні значення добового надходження (а) та добового відпуску електроенергії споживачам для окремих ТП (б)

Тому для підтвердження можливості використання ТГН з метою формування псевдовимірів, було виконано заміну виміряних потужностей навантаження для вузлів ТП-455 та ТП-456 відновленими значеннями за ТГН. Вказані підстанції були обрані тому, що мають найбільшу кількість приєднаних ліній. Отже, значення навантаження для них істотно впливають на перетікання енергії у ЕМ. Після оцінки стану ЕМ та визначення $h(x)$ було розраховано відносні похибки оцінювання параметрів режимів з півгодинним осередненням (рис. 8). Аналіз результатів показав, що використання псевдовимірів навантаження для вказаних вузлів призвело до зростання відносної похибки оцінювання осереднених потужностей до 4-5 %, що є допустимим.

Для перевірки ефективності розробленого методу та алгоритму визначення типових графіків втрат потужності за результатами оцінки стану ЕМ, матриці коефіцієнтів розподілу та середньоквадратичної похибки змінних втрат було розраховано вказані графіки для досліджуваної ЕМ (рис. 9) та для ТП-543 (рис.10). Зіставлення їх з графіками, що розраховані за вимірами навантажень підстанцій, показало відхилення в межах 5-7%.

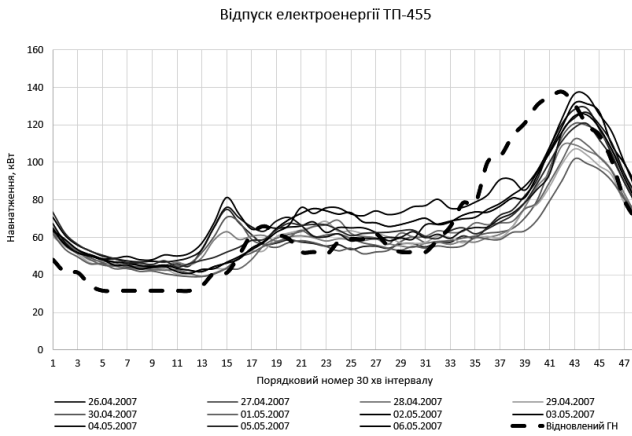


Рисунок 7 – Відпуск електроенергії, зафіксований на шинах 0,4 кВ ТП-455 (побутова) та відновлений за ТГН графік навантаження за одну добу

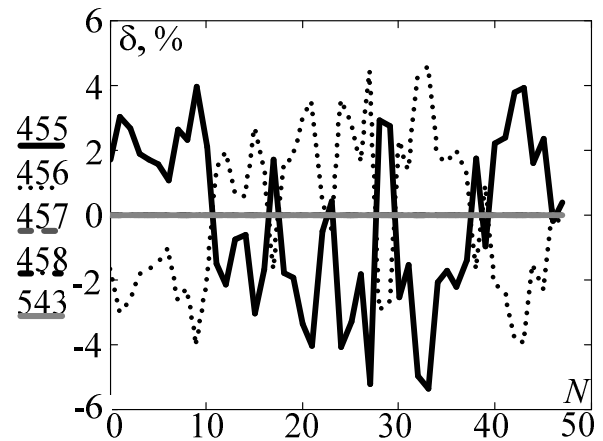


Рисунок 8 – Максимальні відносні похибки моделювання динаміки режимів ЕМ за відсутності вимірів у вузлах ТП-455 та ТП-456

Таким чином показано, що використання оцінки стану ЕМ дає змогу визначати типові графіки втрат потужності для кожної ТП фідера в умовах критичної спостережності ЕМ з прийнятною точністю. Накопичення розрахункових значень втрат електроенергії забезпечує дані для створення альбому типових графіків втрат для кожної ТП. Використання такого альбому дасть змогу виявляти помилки у структурі балансу електричної мережі та проблемні ланки ЕМ, а також оцінювати внесок кожного споживача у втрати електроенергії шляхом нескладних розрахунків.

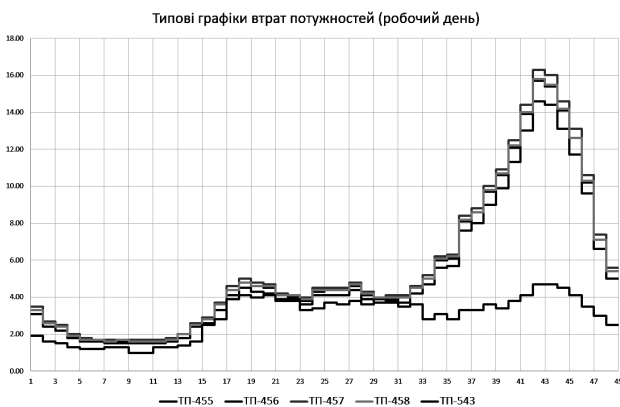


Рисунок 9 – Типові графіки втрат потужності для ТП фрагменту електричної мережі робочий день

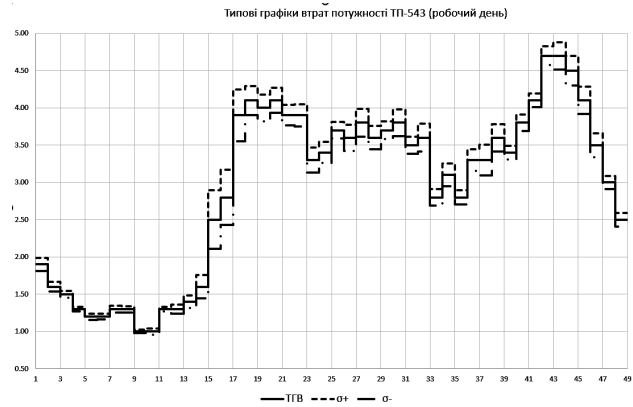


Рисунок 10 – Типові графіки втрат потужності для ТП-543 та їх стандартне відхилення робочий день

Користуючись алгоритмом визначення оптимальної послідовності впровадження засобів обліку електроенергії Smart Metering із застосуванням математичного апарату аналізу чутливості визначено черговість встановлення засобів Smart Metering для досліджуваної електромережі (табл.1).

Отримані результати підтверджують важливість першочергового встановлення засобів інформаційного забезпечення для ТП-455 та ТП-456, що узгоджується з міркуваннями, поданими вище.

Таблиця 1 – Черговість встановлення засобів Smart Metering

Черговість встановлення	До	1	2	3	4	5
Назва трансформаторної підстанції	встановлення	ТП-456	ТП-455	ТП-457	ТП-458	ТП-543
Похибка визначення втрат електроенергії в ЕМ, %	7,2	5,0	3,6	2,9	2,5	2,4

Аналізуючи отримані результати можна зробити висновок про доцільність застосування у вказаному фрагменті електричної мережі лише 3-х вимірювальних пристроїв Smart Metering, що дасть змогу суттєво зменшити капіталовкладення на впровадження інформаційної системи.

ВИСНОВКИ

В роботі отримано нове вирішення актуальної науково-прикладної задачі підвищення достовірності результатів аналізу втрат електроенергії в розподільних мережах шляхом вдосконалення методів та засобів забезпечення спостережності мереж з використанням пристроїв Smart Metering та типових графіків навантаження.

Проведені дослідження дали змогу отримати такі результати:

1. Систематизовано та досліджено можливості підвищення спостережності розподільних електричних мереж з використанням пристроїв Smart Metering, агрегованої інформації автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії та псевдовимірювань. Показано доцільність застосування результатів оцінки стану розподільних електричних мереж у інформаційних системах для аналізу енергоефективності електричних мереж.

2. Розроблено метод зворотного перетворення зафіксованих обсягів спожитої електроенергії у псевдовимірювання графіків електричних навантажень споживачів з використанням типових графіків навантаження та генерування відновлюваних джерел енергії, а також оцінки стану електричних мереж. Показано, що використання даних з систем обліку електроенергії для доповнення вектору стану електричних мереж інформацією про зміни потужності у неспостережних вузлах дає змогу підвищити адекватність моделювання режимів розподільних мереж 10(6) кВ та якість розроблення електроощадних заходів.

3. Запропоновано метод формування типових графіків втрат електроенергії в розподільних електричних мережах 10(6) кВ на основі результатів оцінки стану мереж та матриці коефіцієнтів розподілу втрат. Показано, що застосування пропонованих типових графіків втрат потужності дає змогу виокремлювати у структурі балансу електроенергії значення втрат для кожного об'єкта обліку та створювати передумови для адресного внесення вартості розподілу електроенергії до тарифу для кінцевого споживача.

4. Використовуючи математичний апарат аналізу чутливості й багатокритеріального аналізу вдосконалено метод оптимізації розміщення та послідовності впровадження засобів обліку електроенергії Smart Metering у

розподільних мережах 10(6) кВ. Показано, що використання методу сприяє зменшенню капіталовкладень та експлуатаційних видатків завдяки врахуванню технічних особливостей мереж, а також чутливості параметрів режиму мереж до місця встановлення засобів Smart Metering.

5. Розроблено алгоритм узгодження псевдовимірювань для підстанцій розподільних мереж, що забезпечують живлення абонентів з різнотипним споживанням та істотно відмінними максимальними потужностями, а також прийом електроенергії від розосереджених джерел енергії. Для цього запропоновано використовувати вагові коефіцієнти, що визначаються відношенням максимальних навантажень окремих споживачів до максимального навантаження споживача з найбільшою зафіксованою потужністю споживання (договірною потужністю). Показано, що застосування коефіцієнтів узгодження сприяє підвищенню адекватності відтворення графіків сумарного споживання на основі ТГН.

6. Розроблено алгоритми формування псевдовимірювань ТГН та ТГГ, визначення типових графіків втрат потужності та визначення оптимальної послідовності впровадження засобів обліку електроенергії Smart Metering. Зазначені алгоритми можуть бути використані для підвищення спостережності розподільних електричних мереж з використанням пристроїв Smart Metering, а також для автоматизації процесу структурування втрат електроенергії в розподільних мережах.

7. Працездатність та ефективність запропонованих методів і алгоритмів підтверджена обчислювальними експериментами з визначення та оцінювання достовірності псевдовимірювань графіків навантаження підстанцій, а також типових графіків втрат потужності в електричних мережах на основі ТГН та ТГГ.

Розроблені в дисертації математичні моделі, алгоритми, програмні засоби, передані для експлуатації в АТ «Вінницяобленерго» та ТОВ «Енергоінвест». Їх впровадження сприяло підвищенню точності складання структури балансу електроенергії та виявленню осередків технічних та комерційних втрат. Теоретичні результати та програмні розробки використовуються у навчальному процесі кафедри електричних станцій та систем Вінницького національного технічного університету.

СПИСОК ОПУБЛІКОВАНИХ ПРАЦЬ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

[1] Ю. Томашевський, О. Бурикін, Ю. Малогулко, та В. Гриник, "Інформаційна система розподільної електричної мережі на базі концепції Smart metering із застосуванням типових графіків навантаження", *Технічні науки та технології*, № 321, с. 229-241, 2020, doi: 10.25140/2411-5363-2020-3(21)-229-241.

[2] Ю. Томашевський, О. Бурикін, Ю. Малогулко, та Ю. Семенюк, "Метод визначення оптимальної встановленої потужності генерування електроенергії відновлювальним джерелами енергії в електричних мережах", *Енергетика та комп'ютерно-інтегровані технології в АПК*, № 16, с. 35-40, 2017.

[3] Ю. Томашевський, О. Бурикін, Ю. Малогулко, та Н. Радзівська, "Оптимальне керування відновлювальними джерелами електроенергії у локальних електричних системах", *Вісник Вінницького політехнічного інституту*, № 4, с. 69-74, 2016.

[4] Ю. Томашевський, П. Лежнюк, та С. Бевз, "Експертний аналіз та візуалізація інформації для прийняття оптимальних рішень в задачах зменшення втрат електроенергії в електричних мережах", *Вимірювальна та обчислювальна техніка в технологічних процесах (Технологічний університет Поділля, м. Хмельницький)*, № 1, с. 28-31, 2007.

[5] Ю. Томашевський, П. Лежнюк, та С. Бевз, "Техніко-економічна оцінка в графічному середовищі заходів зі зменшення втрат електроенергії для прийняття оптимальних рішень", *Вісник Вінницького політехнічного інституту*, № 6, с. 157-161, 2006.

[6] Yu. V. Tomashevskiy et al., "Optimization of the functioning of the renewable energy sources in the local electrical systems", *PRZEGLĄD ELEKTROTECHNICZNY*, vol. 1, no. 3, pp. 99-104, 2017.

[7] Y. Tomashevskiy, O. Burykin, V. Kulyk, and J. Malogulko, "Estimation of the dynamics of power grid operating parameters based on standard load curves", *EEJET*, vol. 6, no. 8 (102), pp. 6–12, 2019.

[8] В. Кулик, Ю. Томашевський, та О. Глоба, "Пофідерний аналіз втрат електроенергії у розподільних електромережах 10(6)-0,4 кВ з використанням імітаційного моделювання", *Енергетика та електрифікація*, № 7-8, с. 18-24, 2020.

[9] О. Бурикін, Ю. Томашевський, та Ю. Малогулко, "Стандартизація функціонування локальних енергосистем при їх інтеграції у системи централізованого живлення на базі концепції SmartGrid", *Енергетика та електрифікація*, № 12, с. 46-48, 2012.

[10] О. Бурикін, Ю. Томашевський, та Ю. Малогулко, "Стандартизація функціонування локальних енергосистем при їх інтеграції у системи централізованого живлення на базі концепції Smart Grid", у *матеріалах міжнародної конференції Контроль і управління в складних системах (КУСС-2012)*, Вінниця: ВНТУ, 2012, pp. 146-147.

[11] О. Бурикін, Ю. Томашевський and В. Кулик, "Використання типових графіків навантаження у задачах достовірності даних обліку електроенергії", у *XLVII науково-технічна конференція підрозділів Вінницького національного технічного університету (НТКП ВНТУ–2018)*, Вінниця: ВНТУ, 2018, pp. 3147-3149.

АНОТАЦІЯ

Томашевський Ю.В. Методи та засоби аналізу втрат електроенергії в розподільних електричних мережах з використанням пристроїв Smart Metering. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук за спеціальністю 05.14.02 «Електричні станції, мережі і системи». – Вінницький національний технічний університет, Вінниця, 2021.

Важливим аспектом аналізу енергоефективності розподільних електромереж є формування поелементної структури втрат електроенергії з прив'язкою до періоду часу експлуатації елементів мережі, а також визначення локальних осередків з найбільшим впливом на сумарні втрати електроенергії. Оцінити економічно обґрунтований рівень комерційних втрат можливо лише визначивши їх із структури балансу електроенергії. Від зменшення втрат залежить підвищення прибутку енергопостачальних компаній, що підтверджує актуальність та перспективність досліджень у даному напрямку.

У розподільних електричних мережах основним джерелом вимірювань є автоматизовані системи комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ). Однак на сьогодні застосування АСКОЕ у розподільних мережах є обмеженим, а наявна інформація не дає змоги забезпечити спостережність мереж і визначити складові втрат у структурі балансу електроенергії з достатньою точністю.

Ефективним заходом щодо забезпечення спостережності розподільних ЕМ є інтегрування до АСКОЕ інтелектуальних приладів обліку з можливістю зберігання і передавання даних на основі технології Smart Metering.

Виходячи з цього в роботі отримано нове вирішення актуальної науково-прикладної задачі підвищення достовірності результатів аналізу втрат електроенергії в розподільних мережах шляхом вдосконалення методів та засобів забезпечення спостережності мереж з використанням пристроїв Smart Metering та типових графіків навантаження.

Ключові слова: розподільні електричні мережі, оцінка стану, спостережність, втрати електроенергії, типовий графік навантаження, типовий графік генерування, типовий графік втрат електроенергії.

ABSTRACT

Tomashevsky Yu.V. Methods and means of electricity losses analysis in electrical distribution networks using Smart Metering. - Qualifying Scientific Work as a Manuscript.

Dissertation for the Candidate of Science (Engineering) Degree on the Speciality 05.14.02 "Electric Stations, Grids and Systems". – Vinnytsia National technical University. – Vinnytsia, 2021.

National Plan of actions in the sphere of renewable power generation up to the year 2020 envisages that the share of the renewable generation in the final energy consumption will achieve 11%.

The task of calculating and analyzing technical losses of electricity in electrical networks and structuring them in different planes objectively differs from many calculation and analytical problems. After all, this provides a basis for planning measures for energy efficiency of energy supply companies. An important aspect of structuring electricity losses is the formation of element-by-element structure of electricity losses tied to the period of operation of network elements, as well as analysis to determine the local cells with the greatest impact on total electricity losses. It is possible to estimate the economically justified level of commercial losses only by determining them from the structure of the electricity balance. The increase in the commercial component depends on the increase in profits of energy supply

companies, ie this area is quite relevant and promising in terms of development and implementation of software, in particular, using databases and information systems.

In the distribution electrical networks, the main source of measurements are automated systems of commercial electricity metering (ASCEM). ASCEM systems are designed to provide reliable and timely information on the accounting of electricity on the basis of which financial calculations are made between market participants. However, today the use of ASCEM in distribution networks is limited, and the available information does not allow to ensure the observation of distribution electricity networks and, as a consequence, to determine the components of electricity losses in the structure of the electricity balance with sufficient accuracy.

The most effective measure to ensure the monitoring of electrical distribution networks is the integration into ASCEM of smart meters with the ability to store and transmit data based on Smart Metering technology.

Based on this, the paper obtains a new solution to the current scientific and applied problem of increasing the reliability of the results of energy efficiency analysis of electrical distribution networks by improving the methods and means of their information support.

The following new results were obtained:

1. Possibilities of increasing the observation of distribution electric networks with the use of Smart Metering devices, aggregated information of automated systems of commercial electricity metering and pseudo-measurements are systematized and investigated. The expediency of application of results of estimation of a condition of distributive electric networks in information systems for the analysis of energy efficiency of electric networks is shown.

2. The method of inverse conversion of the fixed volumes of the consumed electric power into pseudo-measurement of schedules of electric loadings of consumers with use of typical schedules of loading (TSL) and generation of renewable energy sources, and also an estimation of a condition of electric networks is developed. It is shown that the use of data from electricity metering systems to supplement the vector of the state of electrical networks with information about power changes in unobserved nodes allows to increase the adequacy of modeling of 10 (6) kV distribution networks and the quality of electricity saving measures. Typical schedules of renewable energy generation (TSG), obtained on the basis of typical data sets for the meteorological year, are used to determine the operating parameters and electricity losses in electrical networks. State estimation algorithms are used to synchronize data and recover time-aggregated information on the generation of renewable energy sources in electrical distribution networks. The advantage of using condition assessment is the possibility of current and future analysis of energy efficiency of electrical distribution networks with a significant share of renewable energy sources. This is especially true of photovoltaic power plants (PVPs), as they have a complex and predictable generation schedule. Restoring the generation schedule according to the data of a typical metrological year makes it possible to use it as a standard, along with the typical graphs of electricity consumption, and therefore calculate the parameters of individual modes of the distribution network during the reporting period. The approach involves the use of

functional dependencies of the parameters of the mode of distribution electrical networks in combination with other means of recovering lost data.

It is shown that the insufficiency of measurements of mode parameters of distribution networks with renewable energy sources can be compensated with acceptable accuracy using information from typical data sets and information on electricity supply with automated systems of commercial electricity metering.

3. The use of Smart Metering devices, aggregated information of automated systems of commercial electricity metering and pseudo-measurements allows to perform calculations for targeted determination of electricity losses and creates preconditions for their inclusion in the tariff for the final consumer.

When calculating the retail tariff for electricity, different price indicators, the amount of subsidies and the volume of electricity purchases on the balancing market, etc. are taken into account. In addition, the formula for calculating retail tariffs for electricity supply contains elements of stimulating the supply of electricity to the population. As a result of the government's policy of providing universal benefits to all households in the form of an undervalued price, electricity tariffs account for only about 30% of the weighted average retail tariff. The low percentage of reimbursement of costs leads to the fact that companies operating in the electricity sector incur financial losses. This situation requires a decision on the targeted inclusion of the cost of distribution of electricity in the tariff for the final consumer.

Separation in the structure of the electricity balance of the value of the distribution cost for each metering object is possible by applying typical schedules of power losses (TSPL) formed on the basis of network assessment, matrix of distribution coefficients and root mean square error in variable losses.

Therefore, the robot proposes a method of forming typical graphs of electricity losses in 10 (6) kV electrical distribution networks based on the results of assessing the state of networks and a matrix of loss distribution coefficients.

4. Using the mathematical apparatus of sensitivity analysis and multicriteria analysis, the method of optimizing the location and sequence of implementation of Smart Metering electricity metering devices in 10 (6) kV distribution networks has been improved. It is shown that the use of the method helps to reduce capital investment and operating costs by considering the technical features of networks, as well as the sensitivity of the network mode parameters to the installation bus of Smart Metering. The use of the principle of minimax makes it possible to obtain information on the current efficiency of the measuring medium ASCEM, namely to rank the fragments of the electrical network according to the set of proposed criteria, considering the importance of each of them. Therefore, the obtained solution is effective in terms of solving the problems of ASCEM and, at the same time, maximally adapted to the implementation.

Key words: electrical distribution networks, state estimation, observation, electricity losses, typical load schedule, typical generation schedule, typical electricity loss schedule.

АННОТАЦИЯ

Томашевский Ю. В. Методы и средства анализа потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях с использованием устройств Smart Metering. – Квалификационная научная работа на правах рукописи.

Диссертация на соискание учёной степени кандидата технических наук по специальности 05.14.02 «Электрические станции, сети и системы». – Винницкий национальный технический университет, Винница, 2019.

Важным аспектом анализа энергоэффективности распределительных электросетей является формирование поэлементной структуры потерь электроэнергии с привязкой к периоду времени эксплуатации элементов сети, а также определение локальных очагов с наибольшим влиянием на суммарные потери электроэнергии. От уменьшения потерь зависит повышение прибыли энергоснабжающих компаний, подтверждает актуальность и перспективность исследований в данном направлении.

В распределительных электрических сетях основным источником измерений являются автоматизированные системы коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ). Системы АСКУЭ разрабатывались для информационного обеспечения учета электроэнергии, на основании которого проводятся финансовые расчеты между субъектами рынка. Поэтому они не позволяют обеспечить наблюдаемость сетей и, как следствие, определить составляющие потерь в структуре баланса электроэнергии с достаточной точностью.

Наиболее эффективным средством обеспечения наблюдаемости распределительных сетей является интегрирование в АСКУЭ интеллектуальных приборов учета с возможностью хранения и передачи данных на основе технологии Smart Metering.

В работе получено новое решение актуальной научно-прикладной задачи повышения достоверности результатов анализа потерь электроэнергии в распределительных сетях путем совершенствования методов и средств обеспечения наблюдаемости сетей с использованием устройств Smart Metering и типовых графиков нагрузки.

Ключевые слова: возобновляемые источники энергии, оценка состояния, наблюдаемость, типовой набор данных о метеорологический год, потери электроэнергии, псевдоизмерения, типовой график нагрузки, типовой график потерь.

Підписано до друку 08.04.2021 р. Формат 29.7 × 42 ¼
Наклад 100 прим. Зам. № 2021-
Віддруковано в комп'ютерному інформаційно-видавничому центрі
Вінницького національного технічного університету.
м. Вінниця, Хмельницьке шосе, 95. Тел.: 59-87-38
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи
серія ДК № 3516 від 01.07.2009 р