

Центральноукраїнський національний технічний університет
Факультет будівництва та транспорту
Кафедра “Електротехнічні системи та енергетичний менеджмент”

“Допущено до захисту ”
Зав. кафедрою ЕТС та ЕМ
к.т.н., професор
_____Петро ПЛЄШКОВ
“ ___ “ _____ 2025 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
за другим (магістерським) рівнем вищої освіти
на тему:
**«Моніторинг автоматизованих систем обліку та
контролю електроспоживання для оптимізації
енергозбереження в системах електропостачання
побутових споживачів»**

Виконав здобувач вищої освіти
__II__ курсу, групи ЕНМ-24М
ОПП «Енергетичний менеджмент»
141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»
_____ Дмитро ГОЛУБОВСЬКИЙ
« ___ » _____ 2025 р.

Керівник роботи к.т.н., професор
_____Петро ПЛЄШКОВ
« ___ » _____ 2025 р.

Рецензент

Міністерство освіти і науки України
Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет будівництва та транспорту
Кафедра електротехнічних систем та енергетичного менеджменту
Освітній ступінь магістр
Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
Освітньо-професійна програма Енергетичний менеджмент

ЗАТВЕРДЖУЮ:
Завідувач кафедри
Плешков П.Г.
« » 2025 р.

ЗАВДАННЯ НА ВИПУСКНУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА

Голубовського Дмитра Андрійовича
(прізвище, ім'я, по-батькові)

1. Тема роботи (проекту) Моніторинг автоматизованих систем обліку та контролю електроспоживання для оптимізації енергозбереження в системах електропостачання побутових споживачів
Monitoring of automated electricity consumption metering and control systems to optimize energy conservation in the power supply systems of domestic consumers

2. Керівник роботи (проекту) Плешков Петро Григорович, к.т.н., професор
(прізвище, ім'я, по-батькові, науковий ступінь, вчене звання)

3. Строк подання студентом роботи до захисту 15.12.2025 р.

4. Мета та завдання випускної кваліфікаційної роботи (проекту) Вступ; Характеристика та тенденції побутового електроспоживання; Інтелектуальні системи обліку та дистанційного управління побутовим електроспоживанням; Розроблення автоматизованої системи обліку та контролю електроспоживання на базі технології Smart Metering; Економічна ефективність енергозберігаючих технологій в побутовому комплексі; Охорона праці; Висновки

5. Консультанти по роботі, із зазначенням розділів роботи

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

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів випускної кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Вступ</i>	<i>06.10.25</i>	
2	<i>Характеристика та тенденції побутового електроспоживання</i>	<i>13.10.25</i>	
3	<i>Інтелектуальні системи обліку та дистанційного управління побутовим електроспоживанням</i>	<i>20.10.25</i>	
4	<i>Розроблення автоматизованої системи обліку та контролю електроспоживання на базі технології Smart Metering</i>	<i>27.10.25</i>	
5	<i>Економічна ефективність енергозберігаючих технологій в побутовому комплексі</i>	<i>10.11.25</i>	
6	<i>Охорона праці</i>	<i>17.11.25</i>	
7	<i>Висновки</i>	<i>24.11.25</i>	
8	<i>Оформлення пояснювальної записки МР</i>	<i>28.11.25</i>	
9	<i>Оформлення презентаційної частини МР</i>	<i>01.12.25</i>	

Дата видачі завдання

« ____ » _____ 2025 р.

Підпис керівника _____

Петро ПЛЄШКОВ

Завдання прийнято до виконання

« ____ » _____ 2025 р.

Підпис здобувача _____

Дмитро ГОЛУБОВСЬКИЙ

РЕФЕРАТ

Кваліфікаційна робота: 96 с.; 23 рис.; 7 табл.; 15 джерел.

Голубовський Д.А. Моніторинг автоматизованих систем обліку та контролю електроспоживання для оптимізації енергозбереження в системах електропостачання побутових споживачів. – Рукопис.

Магістерська робота за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», ОПП «Енергетичний менеджмент». – Центральноукраїнський національний технічний університет, Кропивницький, 2025 рік.

Мета роботи – підвищення енергоефективності систем електропостачання побутових споживачів шляхом впровадження автоматизованих систем моніторингу, обліку та контролю електроспоживання на базі сучасних цифрових технологій Smart Metering.

У роботі розглянуто технічну архітектуру систем Smart Metering, особливості зв'язку між Smart-лічильниками, маршрутизаторами та центром обробки даних. Запропоновано алгоритм збору, передачі й обробки інформації про споживання електроенергії в режимі реального часу.

Проведено аналіз енергозберігаючих заходів, зокрема впровадження систем поквартирного зонального тарифування, використання датчиків руху для автоматичного керування освітленням, а також smart-реле для контролю навантаження. Розраховано економічну ефективність цих заходів для типового під'їзду багатоквартирного будинку у місті Кропивницькому. Згідно з результатами розрахунків, очікуване скорочення електроспоживання становить до 15–18 %, а термін окупності проєкту – 2,5–3 роки.

Ключові слова: енергозбереження, Smart Metering, автоматизований облік, Smart IMS, побутові споживачі, електробезпека, цифровізація, енергоефективність.

ABSTRACT

Qualification work: 96 p.; 23 fig.; 7 tables; 15 sources.

Golubovsky D.A. Monitoring of automated systems of accounting and control of electricity consumption for optimization of energy saving in systems of electricity supply of household consumers. – Manuscript.

Master's thesis in specialty 141 "Electrical power engineering, electrical engineering and electromechanics", OPP "Energy Management". – Central Ukrainian National Technical University, Kropyvnytskyi, 2025.

The purpose of the work is to increase the energy efficiency of electricity supply systems of household consumers by implementing automated systems of monitoring, accounting and control of electricity consumption based on modern digital technologies Smart Metering.

The work considers the technical architecture of Smart Metering systems, the features of the connection between Smart meters, routers and the data processing center. An algorithm for collecting, transmitting and processing information on electricity consumption in real time is proposed.

An analysis of energy-saving measures was conducted, including the implementation of apartment-based zonal tariff systems, the use of motion sensors for automatic lighting control, and smart relays for load control. The economic efficiency of these measures was calculated for a typical entrance of an apartment building in the city of Kropyvnytskyi. According to the results of the calculations, the expected reduction in electricity consumption is up to 15–18%, and the project payback period is 2.5–3 years.

Keywords: energy saving, Smart Metering, automated accounting, Smart IMS, household consumers, electrical safety, digitalization, energy efficiency.

ЗМІСТ

	ВСТУП.....	8
1	ХАРАКТЕРИСТИКА ТА ТЕНДЕНЦІЇ ПОБУТОВОГО ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ.....	10
1.1	Вплив взаємодії енергосистеми та побутового споживача на режими електроспоживання.....	11
1.1.1	Специфіка процесу споживання електричної енергії та його вплив на роботу енергосистеми.....	13
1.1.2	Вплив режимів споживання на собівартість виробництва електроенергії.....	15
1.1.3	Вплив побутових споживачів на показники якості електроенергії.....	17
1.2	Математичне моделювання системи управління передачею та споживанням електроенергії.....	18
1.3	Основні вимоги до системи управління передачею та споживанням електроенергії.....	20
1.4	Аналіз сучасних систем обліку електричної енергії у побутовому секторі.....	29
1.5	Сучасні тенденції цифровізації обліку та впровадження технологій Smart Metering.....	34
2	ІНТЕЛЕКТУАЛЬНІ СИСТЕМИ ОБЛІКУ ТА ДИСТАНЦІЙНОГО УПРАВЛІННЯ ПОБУТОВИМ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯМ.....	36
2.1	Зарубіжний досвід впровадження Smart Metering.....	37
2.2	Впровадження систем Smart Metering у країнах Східної Європи.....	42
2.3	Стан і перспективи впровадження Smart Metering в Україні.....	42
2.4	Переваги та економічна доцільність Smart Metering.....	43
3	РОЗРОБЛЕННЯ АВТОМАТИЗОВАНОЇ СИСТЕМИ ОБЛІКУ ТА КОНТРОЛЮ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ НА БАЗІ ТЕХНОЛОГІЇ SMART METERING.....	44
3.1	Призначення системи Smart IMS 5.2.....	44
3.2	Основні технічні характеристики та функціональні особливості системи Smart IMS 5.2.....	47

3.3	Основні компоненти системи	53
3.4	Вибір інтегрованих систем енергомоніторингу та інтелектуальних приладів обліку.....	63
3.5	Обґрунтування вибору систем комерційного та технічного обліку електроенергії.....	73
3.6	Схеми підключення комплексних систем обліку, лічильників та вибір трансформаторів струму та трансформаторів напруги.....	74
3.7	Переваги та недоліки використання системи «Smart».....	77
	4 ЕКОНОМІЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ ЕНЕРГОЗБЕРІГАЮЧИХ ТЕХНОЛОГІЙ В ПОБУТОВОМУ КОМПЛЕКСІ.....	78
4.1	Енергозберігаючі технології в побутовому комплексі.....	79
4.1.1	Використання датчиків руху для освітлення у під'їздах та коридорах.	79
4.1.2	Заміна ламп (LED) у квартирі або під'їзді.....	80
4.1.3	Встановлення smart-реле (перенесення навантаження в нічну зону або відключення пікових приладів)	80
4.1.4	Поквартирне зонування (багатотарифний облік)	81
4.2	Розрахунок економії та окупності для типового під'їзду багатоповерхівки в м. Кропивницький.....	82
5	ОХОРОНА ПРАЦІ.....	85
5.1	Аналіз небезпечних факторів під час експлуатації електрообладнання в житлово-побутових системах.....	85
5.2	Особливості та чинники побутового електротравматизму.....	88
5.3	Заходи щодо усунення небезпечних факторів під час експлуатації електрообладнання в побутових мережах.....	91
5.4	Застосування засобів індивідуального та колективного захисту..	92
5.5	Сучасні рішення для побутового електрозахисту.....	92
	ВИСНОВКИ.....	93
	ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	95

ВСТУП

Сучасний етап розвитку енергетики характеризується зростанням споживання електричної енергії та підвищенням вимог до ефективності її використання. У побутовому секторі, який займає значну частку в загальному енергоспоживанні, актуальною проблемою є нераціональне використання електроенергії, що призводить до перевантаження енергосистем, підвищення втрат та зростання витрат споживачів. Одним із найефективніших шляхів вирішення цієї проблеми є впровадження автоматизованих систем обліку та контролю електроспоживання (АСКОЕ), які забезпечують постійний моніторинг параметрів енергоспоживання та створюють умови для підвищення енергоефективності.

Моніторинг у складі АСКОЕ відіграє ключову роль у процесі аналізу та оптимізації електроспоживання. Завдяки використанню сучасних інформаційно-комунікаційних технологій та інтелектуальних приладів обліку стає можливим оперативне виявлення неефективних режимів роботи електроустановок, прогнозування навантажень і своєчасне реагування на відхилення у системі електропостачання. Це сприяє зниженню енергетичних втрат, оптимізації графіків споживання та формуванню культури раціонального використання енергії серед побутових споживачів.

Автоматизована система побудована на принципі дистанційного зчитування показників лічильників з подальшою передачею інформації по фазових проводах до спеціальних пристроїв збору даних, встановлених на трансформаторних підстанціях. Отримані дані передаються до білінгової підсистеми розрахункового центру, де здійснюється їх обробка, формування звітів та розрахунок оплати. Система також забезпечує можливість дистанційного відключення чи підключення споживачів через передачу відповідних команд із білінгового центру. Для інтеграції платіжних процесів розрахунковий центр під'єднується до системи «клієнт-банк».

Функціональні можливості АСКУЕ дозволяють здійснювати точний облік споживання електроенергії, регулювати навантаження, а також підтримувати двосторонній обмін інформацією між лічильником та центром управління. Система може працювати як в режимі передоплати, так і з відстроченим платежем, підтримуючи багатотарифний режим обліку. Протягом доби можуть задаватися до трьох тарифних зон з різними коефіцієнтами перерахунку імпульсів активної або реактивної енергії.

Для контролю балансу електроенергії на окремих ділянках мережі застосовуються додаткові трифазні лічильники. «Балансовий» прилад встановлюється таким чином, щоб його показники відповідали сумі даних усіх кінцевих споживачів на певній ділянці. Відхилення, що перевищує допустимий рівень, свідчить про наявність технічних втрат або крадіжок.

За потреби можливе налаштування лічильників на передачу детальнішої інформації, зокрема добових графіків споживання по годинах, що дозволяє проводити детальний аналіз навантаження. Конфігурація параметрів здійснюється дистанційно за допомогою керуючих команд, адресованих конкретним приладам. Такий підхід забезпечує гнучкість системи та її адаптацію до умов експлуатації.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ТА ТЕНДЕНЦІЇ ПОБУТОВОГО ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ

На сучасному етапі стану економіки України, що ґрунтується на принципах ринкових відносин та енергоефективного управління ресурсами, особливого значення набуває раціональне використання електричної енергії. Метою цих перетворень є підвищення ефективності господарської діяльності шляхом оптимізації енергетичних витрат за умов обмежених ресурсів. Для досягнення цього необхідно реалізовувати комплекс заходів, спрямованих на підвищення енергоефективності та впровадження сучасних технологій енергозбереження.

Важливу роль у цьому процесі відіграють побутові споживачі, які отримують електроенергію від енергопостачальних компаній у точках комерційного обліку. Від рівня раціональності їх споживання залежать як технічні, так і економічні показники функціонування енергосистеми.

Проблематика підвищення ефективності електроспоживання у побутовому секторі має багатофакторний характер. З одного боку, ефективність може бути досягнута через зменшення обсягів споживання за рахунок застосування енергоощадного обладнання, «розумних» побутових пристроїв, світлодіодних систем освітлення, автоматизованих систем управління навантаженням тощо. З іншого — оптимізація можлива шляхом зниження витрат на передавання електроенергії через зменшення технологічних втрат у мережах і використання сучасних цифрових технологій моніторингу.

Крім того, суттєве значення має ефективне регулювання режимів електроспоживання. До основних показників, що характеризують такі режими, належать коефіцієнт заповнення добового графіка навантаження, коефіцієнт потужності та параметри якості електроенергії відповідно до ДСТУ EN 50160:2014 *«Характеристики напруги електропостачання у публічних розподільчих мережах»*. Ці параметри безпосередньо впливають на

собівартість виробництва електроенергії, втрати в мережах і стабільність роботи систем електропостачання.

Управління процесом регулювання режимів споживання електроенергії здійснюється на державному рівні через нормативно-правові документи, зокрема:

- Закон України «Про енергозбереження» (із змінами 2023 року),
- Закон України «Про енергоефективність» (2021 р.),
- Постанова КМУ № 1223 від 09.11.2022 р. «Про затвердження Порядку проведення енергетичних аудитів»,
- Національний план дій з енергоефективності до 2030 року, затверджений Міністерством енергетики України.

Ці документи регламентують проведення енергетичних аудитів споживачів, моніторинг використання енергоресурсів, а також створення механізмів економічного стимулювання енергозбереження в побутовому секторі.

1.1 Вплив взаємодії енергосистеми та побутового споживача на режими електроспоживання

Ефективний розвиток національної економіки значною мірою залежить від удосконалення системи управління паливно-енергетичним комплексом (ПЕК), який є ключовою складовою господарської діяльності держави. Зростання вартості видобутку, переробки і транспортування паливно-енергетичних ресурсів (ПЕР) призводить до збільшення собівартості виробленої енергії, що вимагає підвищення ефективності використання кожного кіловата електроенергії.

Паливно-енергетичний комплекс України традиційно споживає значну частку фінансових і матеріальних ресурсів промисловості. Станом на 2024 рік близько 65–70 % виробленої електроенергії в Україні формується за рахунок спалювання органічного палива (переважно вугілля та природного газу), 20–25 % — за рахунок атомної енергетики, і лише близько 10 %

забезпечується гідро- та відновлюваними джерелами енергії (сонячна, вітрова, біоенергетика) (оновлено відповідно до даних НЕК «Укренерго» та Міненерго України за 2024 р.).

Залежність від викопного палива спричиняє не лише виснаження природних запасів, а й зростання екологічних ризиків. Тому перехід ПЕК на енергоощадну модель розвитку та активне впровадження відновлюваних джерел енергії є стратегічним завданням держави. З економічної точки зору, економія однієї тонни умовного палива коштує у 2–3 рази дешевше, ніж видобуток нових запасів, що робить енергоефективність фактично альтернативним джерелом енергії, яке зменшує питомі енергетичні витрати на одиницю ВВП.

Раціональне використання енергоресурсів у ПЕК передбачає застосування енергоощадних технологій і оптимізацію режимів роботи електроенергетичного обладнання на всіх етапах — від виробництва до кінцевого споживання. Перший етап охоплює вироблення та транспортування електроенергії енергопостачальними компаніями. Другий — її розподіл і використання безпосередньо побутовими споживачами в межах власних електричних мереж.

Енергоефективність першої частини процесу оцінюється за інтегральним показником — питомими приведеними витратами на відпущену електроенергію, що залежать від:

- питомої витрати палива на виробництво 1 кВт·год електроенергії;
- питомої витрати електроенергії на власні потреби електростанцій;
- частки втрат у мережах під час транспортування до споживача.

Електроенергія, що фактично спожита і оплачена, називається корисно відпущеною енергією. Для забезпечення економічної ефективності діяльності енергопостачальних організацій необхідно мінімізувати кожен із наведених показників. Це дозволяє зменшити собівартість електроенергії, підвищити конкурентоспроможність і забезпечити стабільність енергопостачання.

Енергопостачальні компанії є учасниками ринку електроенергії, який нині функціонує відповідно до Закону України «Про ринок електричної енергії» (2017, зі змінами 2023 р.), що передбачає поступовий перехід до моделі Smart Grid із прозорими розрахунками та цифровим моніторингом споживання. Хоча ці компанії зберігають статус природних монополій у сфері передачі та розподілу, вони перебувають під державним регулюванням і зобов'язані впроваджувати політику енергозбереження.

У другій частині процесу — на стороні побутового споживача — енергоефективність визначається раціональністю використання електроенергії. Через велику кількість споживачів, протяжність і складність внутрішніх мереж саме тут виникає більшість технологічних втрат. Тому підвищення уваги до моніторингу, контролю та управління режимами споживання в побутовому секторі є критично важливим.

Дослідження особливостей цієї взаємодії між енергосистемою та споживачем є основою для розроблення ефективних механізмів енергозбереження, цифровізації обліку та інтеграції інтелектуальних систем контролю.

1.1.1 Специфіка процесу споживання електричної енергії та його вплив на роботу енергосистеми

Процес споживання електричної енергії суттєво відрізняється від використання інших видів продукції та ресурсів. Його особливість полягає в одночасності виробництва і споживання, що створює складні умови для управління балансом потужності в енергосистемі. Електроенергія не може бути вироблена «наперед» і збережена у великих обсягах, тому будь-які коливання попиту миттєво впливають на режим роботи генерувальних потужностей.

На відміну від систем водо-, газо- чи тепlopостачання, де можливо акумулювати ресурс у резервуарах чи трубопроводах, електроенергію у значних обсягах зберігати неможливо. Тому енергогенеруючі компанії

зобов'язані постійно підтримувати баланс між виробництвом і споживанням — у масштабі секунд або навіть долей секунди. Будь-яке перевищення навантаження над виробничими можливостями призводить до зниження частоти в енергосистемі, що може викликати аварійні відключення або втрату стійкості енергопостачання.

Для забезпечення стабільності системи встановлена потужність електростанцій має перевищувати середньодобовий рівень споживання, оскільки вона визначається піковими навантаженнями у ранкові та вечірні години. Планування роботи генерувальних об'єктів здійснюється з урахуванням прогнозів попиту та заявок споживачів, що особливо актуально в умовах переходу до ринкової моделі електроенергетики.

Теплові та атомні електростанції характеризуються низькою маневровістю. Час запуску основних агрегатів може сягати від кількох годин до однієї доби, тоді як періоди зниження навантаження тривають лише кілька годин. Це унеможливорює оперативне виведення з роботи надлишкових потужностей, змушуючи утримувати їх у режимі «гарячої» готовності, що потребує постійних витрат палива.

У результаті собівартість електроенергії є непостійною протягом доби: у години мінімального попиту вона зростає через неефективне використання потужностей, що працюють у режимі часткового навантаження. Такий дисбаланс знижує економічність виробництва електроенергії.

Одним із традиційних способів компенсації пікових навантажень є використання гідроелектростанцій (ГЕС) та гідроакumuлюючих електростанцій (ГАЕС), здатних швидко змінювати потужність генерації. Проте часті пуски й зупинки турбін створюють додаткові динамічні навантаження, що прискорюють знос обладнання й скорочують термін його експлуатації.

Проблема балансування енергосистеми ускладнюється зростанням частки атомних електростанцій (АЕС), які працюють у базовому режимі та практично не пристосовані до глибокого маневрування потужністю. Зміна

режимів роботи на таких об'єктах може порушити умови безпечного протікання ядерних реакцій, вплинути на стабільність систем контролю та безпеки. Аналогічно, на теплових електростанціях часті зміни режимів призводять до зниження ККД та пошкодження турбінних поверхонь.

Сучасні підходи до вирішення цих проблем передбачають:

- впровадження систем прогнозування попиту на базі цифрових технологій (Smart Grid, SCADA, IoT);
- розвиток систем акумулювання енергії (літій-іонні, натрій-іонні, гібридні батареї, водневі сховища);
- інтеграцію децентралізованих джерел генерації — сонячних панелей, вітрових турбін, мікрогідроелектростанцій;
- управління навантаженням на стороні споживача за допомогою інтелектуальних лічильників (Smart Metering), що дозволяють змінювати графік споживання залежно від тарифів та стану мережі.

Таким чином, специфіка процесу споживання електроенергії вимагає не лише технічного, а і інтелектуального управління балансом у реальному часі. Перехід до цифрових систем моніторингу та автоматизованого контролю є ключовим напрямом розвитку сучасних енергосистем.

1.1.2 Вплив режимів споживання на собівартість виробництва електроенергії

Специфічні особливості процесу споживання електричної енергії зумовлюють необхідність створення додаткових генерувальних потужностей, які забезпечують покриття попиту, що перевищує середньодобові значення. Для підтримання рівноваги між виробництвом і споживанням потрібні також засоби регулювання кількості виробленої електроенергії в реальному часі. Усі ці фактори збільшують собівартість виробництва електроенергії, оскільки енергосистема змушена функціонувати з запасом потужності, який використовується лише в пікові години навантаження.

Вирівнювання добового графіка електроспоживання є одним із найефективніших способів зниження витрат у паливно-енергетичному комплексі. Вартість електроенергії прямо залежить від коефіцієнта заповнення добового графіка навантаження, який характеризує ступінь рівномірності споживання. Цей показник визначається за формулою:

$$k_3 = \frac{W_{\text{доб}}}{P_{\text{max}} \cdot 24}$$

де $W_{\text{доб}}$ — кількість спожитої за добу електроенергії, кВт·год;

P_{max} — максимальна потужність навантаження за добу, кВт.

Собівартість виробництва електроенергії $C_{\text{вр}}$ є функцією від коефіцієнта заповнення добового графіка:

$$C_{\text{вр}} = F(k_3) \tag{1.1}$$

Таким чином, чим рівномірніше відбувається споживання енергії, тим нижчою є собівартість її виробництва. Ідеальний варіант, коли $k_3=1$, відповідає абсолютно рівномірному графіку навантаження, що практично недосяжно, але слугує орієнтиром для оптимізації. У реальних умовах коефіцієнт заповнення менше одиниці, а отже, собівартість виробництва зростає пропорційно до нерівномірності графіка навантаження.

Сучасний підхід до вирівнювання графіків електроспоживання передбачає активну участь кінцевих споживачів в регулюванні навантаження через механізми гнучкого енергоспоживання (Demand Response). Використання інтелектуальних лічильників (Smart Metering) та систем Smart Grid дозволяє аналізувати добові коливання навантаження у режимі реального часу й автоматично керувати побутовими приладами для зниження пікових сплесків.

Наприклад, в сучасних системах домашньої автоматизації побутові споживачі можуть програмувати роботу енергоємних пристроїв (пральних

машин, електричних бойлерів, зарядних станцій для електромобілів) на нічні години зниженої вартості електроенергії. Це не лише сприяє підвищенню коефіцієнта заповнення графіка, а і створює передумови для оптимізації виробничих потужностей у масштабі всієї енергосистеми.

Таким чином, зменшення собівартості електроенергії безпосередньо залежить від активної участі споживачів у формуванні режимів електроспоживання. Перехід до цифрових технологій моніторингу і керування навантаженням є ключовим елементом підвищення ефективності роботи енергосистеми

1.1.3 Вплив побутових споживачів на показники якості електроенергії

Побутові споживачі електричної енергії безпосередньо впливають не лише на обсяги та режими електроспоживання, а і на показники якості електроенергії (ПЯЕ). Електроприймачі з різкозмінним чи імпульсним навантаженням викликають в мережі коливання напруги, що призводить до додаткових втрат активної потужності $\Delta P_{\text{ПЯЕ}}$ в провідниках, трансформаторах та іншому електрообладнанні.

Несиметрія фазних навантажень створює напруги та струми зворотної послідовності, які також спричиняють додаткові енергетичні втрати й нагрів елементів мережі. Найбільш суттєві втрати спостерігаються при наявності вищих гармонічних складових у струмах і напругах, що виникають через роботу сучасних нелінійних навантажень — імпульсних джерел живлення, перетворювачів частоти, LED-драйверів, побутової електроніки тощо.

Гармонічні викривлення викликають додаткові втрати потужності у трансформаторах, електродвигунах і генераторах, прискорюють старіння ізоляції та підвищують ризик передчасного виходу із ладу обладнання. Унаслідок цього збільшуються капітальні витрати на технічне обслуговування електромереж і, відповідно, зростає собівартість виробництва та передача електроенергії, що можна виразити залежністю:

$$C_{\text{врпр}} = F[\Delta P_{\text{ПЯЕ}}] \quad (1.2)$$

Підвищення якості електроенергії до допустимого рівня можливе завдяки використанню технологічного обладнання, що відповідає умовам електромагнітної сумісності (ЕМС), а також застосуванню активних і пасивних фільтрокомпенсуючих пристроїв (ФКП). Такі системи дозволяють зменшити вплив гармонічних спотворень, компенсувати реактивну потужність та вирівняти напругу по фазах.

В останні роки активно впроваджуються цифрові системи моніторингу якості електроенергії, що інтегруються у структуру розумних мереж (Smart Grid). Вони здійснюють постійний контроль параметрів ПЯЕ (гармоніки, несиметрія, коливання напруги, коефіцієнт потужності) в реальному часі. Отримані дані автоматично передаються до центрів управління, де застосовуються алгоритми аналітики та машинного навчання для виявлення джерел спотворень і формування команд на корекцію режимів.

1.2 Математичне моделювання системи управління передачею та споживанням електроенергії

Залежно від поставлених цілей управління та особливостей об'єкта дослідження може бути створено декілька моделей системи енергопостачання. Для спрощення аналізу доцільно визначити головну мету управління — зниження собівартості виробництва та передачі електроенергії, зберігаючи при цьому лише ключові параметри, що мають істотний вплив на результат.

Під час побудови спрощеної моделі слід урахувати основні закономірності процесу електроспоживання, що описані вище. Якщо виключити параметри, що стосуються впровадження енергозберігаючих технологій, питань організації технічного обслуговування, ремонту електроустановок та моніторингу їх технічного стану, отримаємо локальну

систему управління, орієнтовану на оптимізацію режимних параметрів і зменшення втрат електроенергії.

Основними параметрами такої моделі є:

- коефіцієнт заповнення добового графіка навантаження k_3 ;
- втрати електроенергії, які обумовлені погіршенням показників якості електроенергії $\Delta P(\text{ПЯЕ})$.

Цю систему можна розглядати як підсистему управління передачею та споживанням електроенергії побутового споживача, що входить до загальної системи енергоменеджменту та підпорядковується їй. Вона має обмежену кількість керованих параметрів, що значно спрощує її дослідження та математичний опис.

Математична модель системи управління передачею і споживанням електроенергії набуває вигляду:

$$C_{\text{вр пер}} = F[k_3, \Delta P(\text{ПЯЕ})] \rightarrow \min \quad (1.3)$$

Кожен з зазначених параметрів можна розглядати як локальну підсистему управління із своєю цільовою функцією:

$$k_3 \rightarrow 1, \quad (1.4)$$

$$\Delta P(\text{ПЯЕ}) \rightarrow \min. \quad (1.5)$$

Досягнення оптимальних значень параметрів (1.4) і (1.5) забезпечує мінімізацію собівартості виробництва та передачі електроенергії, що відповідає цільовій функції (1.3).

На практиці така оптимізація реалізується завдяки використанню автоматизованих систем моніторингу та керування енергоспоживанням (АСКУЕ), а також сучасних технологій цифрового енергоменеджменту, які дозволяють:

- проводити оперативний контроль режимів навантаження в реальному часі;
- застосовувати адаптивні алгоритми керування для зменшення пікових навантажень;
- аналізувати вплив ПЯЕ на втрати енергії за допомогою Smart Metering;
- формувати зворотні сигнали управління на основі прогнозової аналітики.

1.3 Основні вимоги до системи управління передачею та споживанням електроенергії

Відповідно до співвідношень (1.4) і (1.5), система управління передачею та споживанням електроенергії у побутового споживача повинна забезпечувати виконання таких основних вимог:

– Економічність виробництва та споживання електроенергії, яка досягається шляхом регулювання режимів роботи електроприймачів для підвищення коефіцієнта заповнення добового графіка навантаження (k_x). Це сприяє вирівнюванню навантаження в енергосистемі, зменшенню пікових потужностей і, відповідно, зниженню собівартості електроенергії.

– Енергоефективність передачі та використання електричної енергії, що забезпечується підтриманням показників якості електроенергії (ПЯЕ) в межах нормативних значень (згідно з ДСТУ EN 50160:2014 та оновленими європейськими стандартами EN 50160:2020). Це дозволяє мінімізувати втрати електроенергії $\Delta P(\text{ПЯЕ})$, спричинені гармонійними спотвореннями, несиметрією навантаження та коливаннями напруги.

З урахуванням сучасного рівня технологічного розвитку, зазначені вимоги можуть бути реалізовані за допомогою автоматизованих систем комерційного обліку та моніторингу (АСКУЕ) і інтелектуальних систем Smart Metering, які дають змогу:

- здійснювати оперативний контроль параметрів навантаження та якості енергії у реальному часі;
- формувати адаптивні сигнали управління для оптимізації графіків споживання;
- аналізувати ефективність енергоспоживання на основі даних цифрових лічильників;
- реалізовувати енергоменеджмент із урахуванням тарифного, погодинного та сезонного регулювання.

Структурна схема системи управління передачею та споживанням електроенергії у споживача подана на рисунку 1.1.

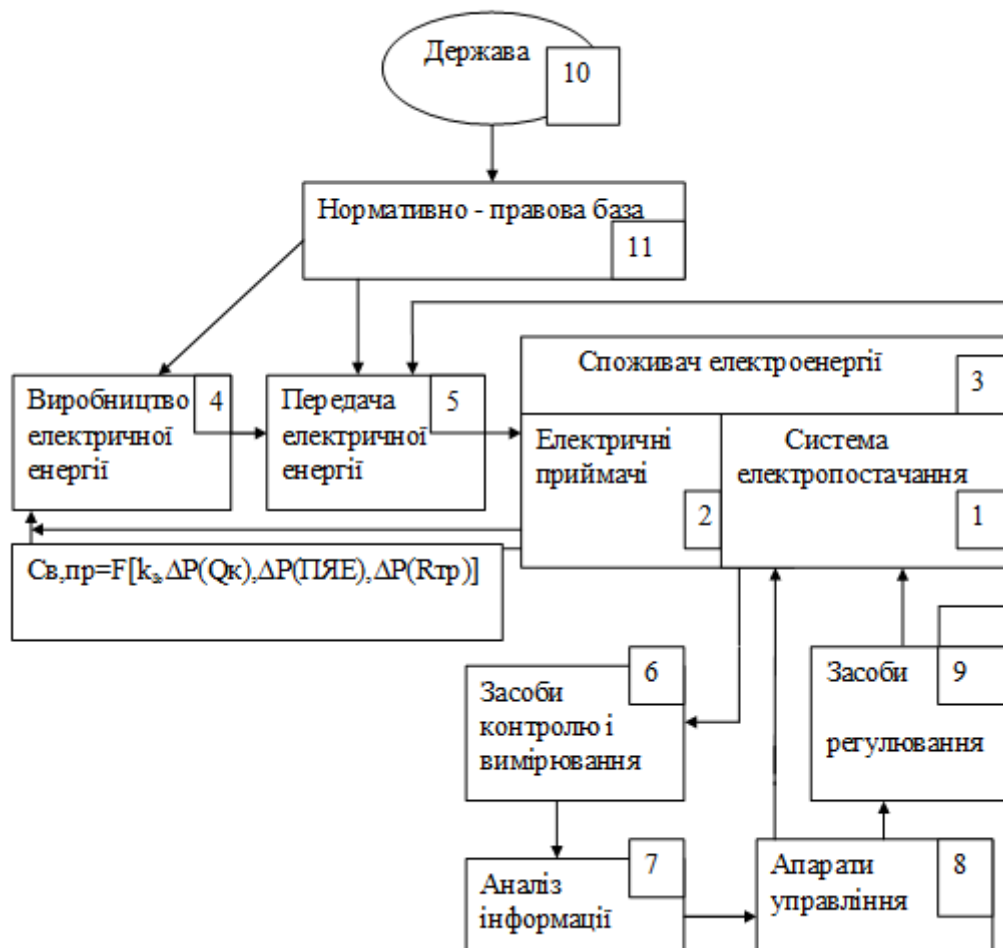


Рисунок 1.1 - Структурна блок-схема системи управління електроспоживанням

Система управління процесами споживання та передачі електроенергії у побутових споживачів включає об'єкт управління та інформаційно-керувальну підсистему. Об'єкт управління представлений системою електропостачання до 1 кВ (блок 1) і групами електроприймачів (блок 2). Ці елементи взаємодіють зі споживачем, який отримує електроенергію від джерела виробництва (блок 4) через систему передачі (блок 5). Усі блоки пов'язані прямими і зворотними зв'язками, що забезпечує стабільність режимів роботи.

Інформаційно-управляюча частина забезпечує моніторинг параметрів електроспоживання, аналіз режимів і формування керуючих дій відповідно до заданої цільової функції. Формування завдань управління базується на даних про поточне навантаження та якість електроенергії (блок 7), а також на вимогах нормативно-правових документів (блок 11). Результативність управління визначається технічними засобами збору інформації, автоматизацією процесів і рівнем цифровізації системи.

Результативність функціонування системи управління визначається рівнем технічного оснащення та ефективністю використання засобів керування. За умови наявності сучасних технічних засобів управління основні завдання зводяться до регулювання режимів роботи під час експлуатації та до системного оновлення обладнання, що втратило відповідність технічним і нормативним вимогам. У такому випадку успішність реалізації функцій управління значною мірою залежить від зацікавленості, професійної підготовки та кваліфікації персоналу енергопостачальної організації.

Якщо ж технічне забезпечення є недостатнім, до складу завдань управління додатково включаються питання модернізації — вибір, закупівля та впровадження необхідних пристроїв контролю, обліку й автоматизації. При достатньому рівні технічного оснащення процес управління реалізується за допомогою систем збору, передавання й аналізу інформації. Засобами контролю та вимірювання (датчики струму, напруги, лічильники

електроенергії з телеметричними виходами — блок 6) формується поточна інформація про стан процесів в об'єкті управління, яка передається для обробки (блок 7). На основі аналізу даних приймаються рішення щодо зміни режимів роботи через вплив на виконавчі елементи (блоки 8, 9), до яких належать контактори, пускачі, вимикачі і напівпровідникові апарати.

У деяких випадках зміна режиму здійснюється безпосередньо у споживача, а в інших — впливає також на елементи системи поза межами його електрогосподарства. Окремим напрямом є регулювання показників якості електроенергії (ПЯЕ), що виконується за допомогою технічних пристроїв, таких як фільтрокомпенсуючі установки чи активні фільтри. Зменшення втрат електроенергії внаслідок такого регулювання спостерігається не лише в мережах споживача, але й у мережах енергопостачальних компаній (блок 5), оскільки між блоками 9 і 5 існує зворотний зв'язок. Таким чином, ефект від роботи системи управління споживанням електроенергії поширюється на всі рівні електроенергетичної системи.

З огляду на це, у сучасних умовах виникає потреба в координації дій між споживачем, постачальником і виробником електроенергії. Безпосередній вплив виробника або постачальника на формування завдань управління у межах об'єкта споживання обмежений, тому взаємодія здійснюється через державні регуляторні структури (блок 10). Для врегулювання цих взаємовідносин формується нормативно-правова база (блок 11), яка в Україні реалізується через положення Закону «Про ринок електричної енергії» (2017 р.), Кодексу систем розподілу та інших актів НКРЕКП. Саме вони визначають порядок комерційного обліку, функціонування систем Smart Metering та інтеграцію споживачів у цифрову енергомережу.

Представлена структурна схема системи управління є результатом аналізу процесів споживання електричної енергії і характеризує систему за ієрархічним принципом як багаторівневу структуру управління. На

нижньому рівні відбувається функціонування локальних систем регулювання (1.4, 1.5), одна із яких відповідає за керування режимами роботи електроприймачів, забезпечуючи раціональний розподіл навантаження у часі та підвищення коефіцієнта заповнення добового графіка.

Усі локальні системи підпорядковуються управлінню вищого рівня, основним елементом якого є особа, яка приймає рішення. Цей рівень управління базується на використанні сучасних обчислювальних засобів, які здійснюють збір, обробку та узагальнення інформації, надаючи її у вигляді, зручному для ухвалення оперативних та стратегічних рішень. Система кожного окремого споживача, своєю чергою, інтегрована до загальної структури управління вищого рівня — державної або регіональної енергетичної адміністрації. Управління на цьому рівні виконується через формування, затвердження та реалізацію нормативно-правової бази, що регламентує функціонування системи енергоспоживання на всіх ієрархічних рівнях.

Залежно від рівня автоматизації виконуваних функцій система управління побутовим електроспоживанням належить до класу автоматизованих систем, у яких процеси збору, передавання та аналізу даних виконуються автоматично, але прийняття рішень у більшості випадків ще залишається за людиною. Ступінь участі персоналу в процесі управління визначається рівнем цифровізації та автоматизації конкретного об'єкта енергоспоживання.

Оперативне реагування на аварійні ситуації, такі як короткі замикання чи перевантаження, вимагає застосування високошвидкісних систем автоматики, здатних здійснювати локалізацію й відключення пошкоджених ділянок мережі за частки секунди. Це обумовлює необхідність використання мікропроцесорних пристроїв релейного захисту, інтелектуальних вимикачів, а також сучасних систем моніторингу стану мереж.

Аналіз моделі системи управління (1.3) з урахуванням її функціональних властивостей дозволяє виокремити дві групи елементів, що

мають найбільший вплив на досягнення цільових показників. До першої групи належать структурні елементи управління, зокрема нормативно-правова база, яка визначає взаємодію між споживачем, постачальником і оператором системи розподілу. Ці елементи формують організаційно-економічні умови ефективного споживання електроенергії.

До другої групи належать технічні засоби регулювання та моніторингу режимів електроспоживання. В останні роки в Україні активно впроваджуються автоматизовані системи контролю та обліку електроенергії (АСКОЕ) і Smart Metering, які забезпечують дистанційне зчитування показників, контроль навантажень, аналіз енергоспоживання у реальному часі та виявлення технічних і комерційних втрат. Ці системи є ключовим елементом процесу цифровізації енергетики та формування концепції «розумного споживача» (Smart Consumer) у межах розвитку Smart Grid.

Такі рішення дозволяють дистанційно зчитувати показники лічильників, здійснювати погодинний моніторинг та оптимізувати режими енергоспоживання. Згідно з даними НТУУ «КПІ», Smart-системи обліку та управління енерговикористанням уже інтегровані в енергомережі промислових і побутових споживачів. Портал Smart Grid Ukraine повідомляє, що споживачі групи «А» в Україні оснащені АСКОЕ, які забезпечують передачу погодинних даних комерційного обліку, а компанія НІК пропонує рішення AMR/AMI для житлового сектору, що включають контроль споживання, виявлення несанкціонованого забору електроенергії та віддалений моніторинг [smartgridukraine.com; nik.net.ua].

Отже, впровадження таких цифрових систем управління є важливим етапом модернізації побутового електроспоживання, що сприяє підвищенню енергоефективності і зниженню втрат у розподільчих мережах.

Дослідження свідчать, що сучасний рівень технічного розвитку засобів регулювання електроспоживання є достатнім для підвищення ефективності енергетичного менеджменту. Проте потенціал цих засобів використовується

не повною мірою, а їх впровадження серед побутових та комерційних споживачів залишається обмеженим.

Слід зазначити, що технічні засоби регулювання — такі як автоматизовані системи контролю та обліку електроенергії (АСКОЕ, або АСКУЕ) — не завжди мають істотний вплив на досягнення цільових функцій енергоефективності для всіх категорій споживачів, особливо за відсутності належного технічного забезпечення. Водночас елементи управління, які належать до першої групи (нормативно-правова база, структура взаємодії між енергопостачальниками та споживачами, тарифна політика), здатні чинити значний вплив на загальний режим електроспоживання та витрати на виробництво та передачу електроенергії.

Одним із пріоритетних напрямів є розроблення дієвих механізмів державного впливу на поведінку споживачів через економічні та правові інструменти. Такий вплив реалізується через нормативно-правову базу, яка регламентує взаємовідносини поміж енергопостачальними організаціями, споживачами та державними регуляторами.

Сучасні ринкові умови не дозволяють державним органам безпосередньо регулювати режими електроспоживання кожного окремого споживача. Тому головним завданням держави є створення сприятливих умов для розвитку ініціативи споживачів у сфері енергоефективності. Відповідна нормативна база має забезпечувати баланс між адміністративними заходами впливу та економічними стимулами, зокрема впровадженням гнучких тарифів, пільгового кредитування енергоефективних заходів та розвитку ринку «розумних» технологій управління електроспоживанням.

Враховуючи сучасну практику, сертифікація електричної енергії може здійснюватися за ключовими параметрами якості — відхиленнями частоти та напруги на межі балансової належності мереж. Для інших показників якості доцільно використовувати економічні методи регулювання, такі як диференційовані тарифи, знижки або надбавки. Водночас ефективно

застосування цих механізмів можливе лише за наявності сучасних засобів обліку, що забезпечують погодинний або навіть поквартальний моніторинг споживання.

На жаль, більшість побутових споживачів в Україні все ще не оснащені необхідними приладами для реалізації таких тарифних систем. Це обмежує можливості впровадження енергетичних стимулів та призводить до надмірної залежності споживачів від державних органів контролю. Масовість споживання електроенергії також потребує значних адміністративних ресурсів для забезпечення контролю, що знижує ефективність управління.

Отже, вдосконалення структури управління процесами регулювання електроспоживання має ґрунтуватися на формуванні механізмів, які поєднують державне регулювання з принципами саморегулювання ринку, відповідно до закону попиту та пропозиції. Перспективним напрямом в цьому контексті є цифровізація обліку, впровадження Smart Metering-технологій та розвиток інтегрованих систем енергоменеджменту, що забезпечують взаємодію між усіма рівнями енергетичної системи — від побутового споживача до державного регулятора.

Запропонована структура системи управління споживанням електроенергії наведена на рис. 1.2.

Економічний вплив держави (блок 2) на побутових та промислових споживачів (блок 1) реалізується переважно через тарифну політику (блок 3), яка поєднує економічні стимули із адміністративними методами регулювання (блок 12). Індивідуальні тарифи формуються з урахуванням ступеня участі споживача в регулюванні режимів електроспоживання та рівня інтеграції в систему моніторингу і обліку електроенергії.

Різниця в оплаті за електроенергію ΔO визначається як різниця між фактичною оплатою (Офакт), скоригованою з урахуванням знижок і надбавок, та базовим тарифом (Обаз), який встановлюється для більшості споживачів.

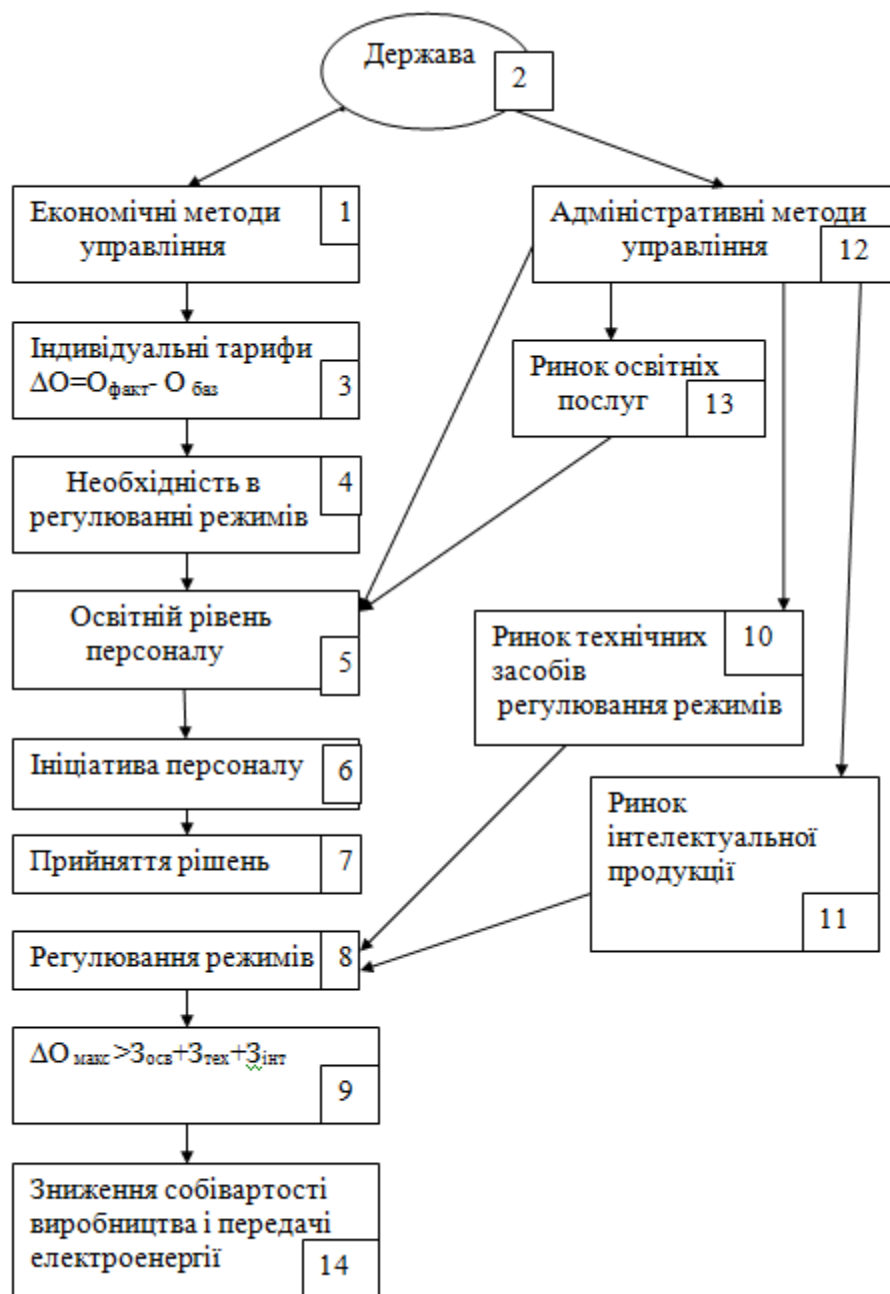


Рисунок 1.2 - Структура управління споживанням електричної енергії.

Значення ΔO може змінюватися від нуля до деякого максимального значення $\Delta O_{\text{макс}}$ залежно від активності споживача у процесі регулювання. Високе значення $\Delta O_{\text{макс}}$ для пасивних споживачів стимулює участь у програмах енергозбереження, впровадження систем автоматичного керування навантаженням і використання інтелектуальних засобів обліку (блок 4).

Ефективне функціонування такої системи потребує наявності кваліфікованих фахівців енергетичних служб споживачів (блок 5), здатних проявляти ініціативу у впровадженні технологій енергоменеджменту (блок 6) і приймати обґрунтовані рішення щодо регулювання режимів споживання (блок 7, блок 8). Необхідність і доцільність прийняття таких рішень визначається співвідношенням між очікуваними економічними вигодами (через зменшення ΔO) та витратами на підвищення кваліфікації персоналу (Зосв), придбання і встановлення сучасних технічних засобів керування (Зтех) і впровадження інтелектуальних систем Smart Metering або цифрових платформ моніторингу (Зінтел) — блок 9.

Сьогодні цифровізація енергетики та впровадження інтелектуальних лічильників (Smart Meters) є ключовими умовами реалізації такої схеми управління. Саме ці технології забезпечують точний погодинний або поквартальний облік, дозволяють реалізувати диференційовані тарифи, а також формують інформаційну основу для автоматизованих систем моніторингу споживання. В Україні впровадження Smart Metering передбачено низкою нормативно-правових документів — зокрема, Постановою НКРЕКП № 1408 від 26.11.2020 р. та Планом заходів із цифрової трансформації енергетичного сектору, затвердженим Міністерством енергетики у 2021 році.

1.4 Аналіз сучасних систем обліку електричної енергії у побутовому секторі

Ще на початку 2000-х років контроль за побутовим споживанням електроенергії не мав високої пріоритетності. Низькі тарифи та простота експлуатації традиційних індукційних лічильників цілком задовольняли потреби більшості споживачів. Принцип їхньої роботи базується на підрахунку кількості обертів алюмінієвого диска у змінному магнітному полі. Такі прилади вирізнялися низькою вартістю, простотою конструкції та довговічністю.

Сучасні електронні лічильники мають клас точності 1,0 або вище, підтримують автоматичну передачу показників у системи АСКОЕ (автоматизована система комерційного обліку електроенергії) або АСКУЕ (автоматизована система контролю і управління електроспоживанням). Завдяки інтеграції з комунікаційними модулями GSM, PLC або Wi-Fi вони дозволяють проводити моніторинг у реальному часі, аналіз добового профілю навантаження і впроваджувати диференційовані тарифи залежно від часу доби.

Порівняльні дослідження показують, що впровадження Smart Metering дозволяє зменшити технічні та комерційні втрати електроенергії до 5–7 %, покращити точність розрахунків і підвищити прозорість взаємовідносин між споживачем і постачальником.

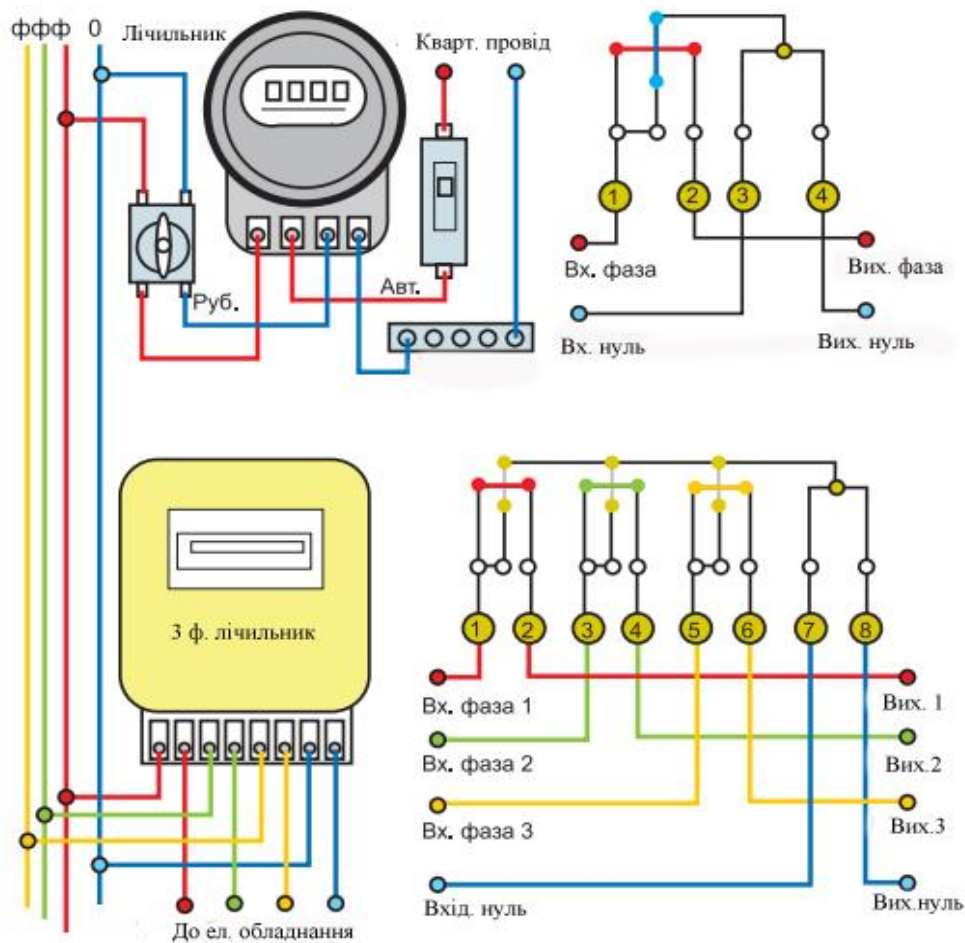


Рисунок 1.3 - Схема вимірювання активної потужності у чотирипровідній мережі.

На рисунку 1.3 представлено типову схему підключення приладів для вимірювання активної потужності в чотирипровідній мережі змінного струму, що використовується в побутових системах обліку.

Ще одним суттєвим недоліком традиційних систем обліку електроенергії у побутовому секторі є складність реалізації диференційованих тарифів. Протягом останніх років в Україні та інших країнах почала активно впроваджуватись система багатотарифного обліку, що передбачає оплату електроенергії за тарифами, диференційованими за зонами доби (день, ніч, пік, напівпік). Для реалізації такої системи необхідно встановлювати багатотарифні лічильники електроенергії, які здатні автоматично розподіляти облік споживання за часовими інтервалами.

Однак перехід на багатотарифний облік у багатоквартирних будинках має низку технічних і організаційних труднощів. Це призводить до появи у межах одного будинку різних типів лічильників (однотарифних, дво- чи тритарифних), що ускладнює експлуатацію, підвищує витрати на обслуговування і створює проблеми з розміщенням приладів у стандартних щитках. Додатково зростає потреба у забезпеченні фізичного захисту сучасних електронних приладів обліку, оскільки їхня вартість є значно вищою порівняно з індукційними аналогами.

З економічної точки зору, використання багатотарифних приладів обліку доцільне лише за умови, що споживачі здійснюють регулювання власного графіка енергоспоживання — наприклад, переносять роботу побутових приладів на нічний час, коли тариф знижується до 50 % від базового. Водночас у пікові години (з 7:00 до 23:00) діє підвищений тариф — на 20–25 % вищий за стандартний. Таким чином, економічна вигода досягається лише у разі раціонального планування споживання.

Проте для більшості побутових користувачів такий режим є малопрактичним через особливості життєвого розпорядку, що обмежує потенційну ефективність багатотарифних систем. Саме тому в останні роки акцент зміщується на впровадження **цифрових систем Smart Metering**, які

дозволяють дистанційно зчитувати дані обліку, формувати гнучкі тарифні плани в режимі реального часу та стимулювати споживачів до енергоощадної поведінки за допомогою аналітичних сервісів і динамічного ціноутворення.

Одним із суттєвих недоліків систем обліку електроенергії в житлово-комунальному секторі є низька гнучкість систем освітлення спільних зон у багатоповерхових будинках. Освітлення сходових клітин, під'їздів та підвалів часто працює цілодобово або, повністю відсутнє — без будь-якого управління чи автоматичного вимкнення. У денний час нерідко можна спостерігати яскраво освітлені під'їзди на всіх поверхах, що призводить до значних перевитрат електроенергії. До того ж, встановлені освітлювальні прилади переважно не є енергоефективними, що ще більше погіршує ситуацію.

Для підвищення ефективності обліку, контролю та оптимізації споживання електроенергії застосовуються автоматизовані системи комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ або АСКУЕ). Однією з таких систем є АСКУЕ на базі комплексу технічних засобів (КТЗ) «Енергія».

Система АСКУЕ «Енергія» призначена для вимірювання, збору, обробки та відображення даних про споживання електроенергії, а також для підготовки звітів у вигляді таблиць, графіків і відомостей, що виводяться на монітор або друкуються за допомогою IBM PC/AT-сумісних комп'ютерів. Вона може використовуватись для комерційного обліку електроенергії на підприємствах із різними схемами енергопостачання.

Передача даних у АСКУЕ може здійснюватися різними способами:

- через виділені двопровідні симплексні або напівдуплексні лінії зв'язку;
- по телефонних лініях з використанням модемів;
- через радіоканали із застосуванням систем зв'язку КТС «КОРАТ»;
- а в сучасних модифікаціях — через канали зв'язку на базі PLC (Power Line Communication) або GSM/GPRS.

Принцип дії системи полягає у зборі інформації за допомогою пристроїв збору даних (ПЗД). Головним недоліком старої версії АСКУЕ

«Енергія» є те, що вона не зчитує дані безпосередньо з лічильників, а лише обробляє імпульси з їхніх виходів. Через це будь-яка несправність у ланцюзі передачі інформації (наприклад, вихід із ладу імпульсного виходу лічильника, пошкодження лінії зв'язку або збій програмного забезпечення) призводить до втрати частини або всієї інформації.

Основні недоліки системи АСКУЕ на базі КТЗ «Енергія»:

1. Централізована архітектура — наявність одного інтелектуального вузла управління, збій якого може спричинити відмову всієї системи.
2. Низький рівень захисту даних, що робить можливим спотворення або фальсифікацію інформації (наприклад, шляхом короткого замикання лінії зв'язку).
3. Втрата достовірності даних при несправності комунікаційних ліній або програмного забезпечення в умовах експлуатації.

Отже, сучасний стан систем обліку електроенергії у побутовому секторі потребує модернізації. Необхідно впроваджувати автоматизовані системи контролю та управління енергоспоживанням нового покоління, що базуються на цифрових технологіях і забезпечують двосторонній обмін даними між споживачем та енергопостачальною організацією.

Використання технологій передачі даних по силових лініях (PLC), бездротових протоколів зв'язку (NB-IoT, LTE, Wi-Fi) та інтелектуальних лічильників (Smart Meters) дозволяє не лише точно вимірювати обсяги споживання, а й здійснювати дистанційне керування навантаженням, автоматично формувати тарифи в режимі реального часу та реалізовувати енергозберігаючі сценарії роботи побутових приладів. Це відкриває нові можливості для оптимізації енергоспоживання, зниження втрат і підвищення енергоефективності в житлово-комунальному секторі.

1.5 Сучасні тенденції цифровізації обліку та впровадження технологій Smart Metering

Починаючи з 2020 року, в енергетичному секторі України та Європейського Союзу активно розвивається цифровізація систем обліку електроенергії. Традиційні схеми вимірювання, засновані на індукційних або імпульсних лічильниках, замінюються на інтелектуальні системи обліку (Smart Metering), які забезпечують двосторонній обмін даними між споживачем та оператором системи розподілу.

Основною перевагою Smart Metering є можливість автоматичного збору, передавання та аналізу даних у реальному часі. Такі системи дозволяють:

- здійснювати дистанційний контроль споживання електроенергії;
- прогнозувати пікові навантаження та оптимізувати роботу енергосистеми;
- формувати гнучкі тарифи відповідно до часу доби та стану мережі;
- своєчасно виявляти втрати, крадіжки або аварійні стани;
- зменшувати витрати на експлуатацію та ручне зчитування показників.

Інтелектуальні лічильники нового покоління оснащуються модулями зв'язку PLC (Power Line Communication), GSM/GPRS, NB-IoT або LoRaWAN, що дозволяє інтегрувати їх у систему Інтернету речей (IoT). Це забезпечує стабільний обмін інформацією навіть у складних умовах експлуатації без потреби у прокладанні додаткових ліній зв'язку.

В Україні активне впровадження Smart Metering розпочалося після ухвалення Закону України «Про ринок електричної енергії» (2017 р.), який передбачає обов'язкове запровадження автоматизованих систем обліку у побутовому секторі. Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП), розробила технічні вимоги до таких систем відповідно до європейських стандартів IEC 62056 (DLMS/COSEM).

Серед ключових напрямів розвитку цифровізації обліку в Україні можна виділити:

- створення єдиного інформаційного середовища Smart Grid, що об'єднує облік, контроль, керування та аналітику;
- впровадження гнучких тарифів (time-of-use, dynamic pricing) на основі точних даних споживання;
- інтеграцію з відновлюваними джерелами енергії та системами зберігання (домашні сонячні станції, акумулятори);
- захист персональних даних і підвищення кібербезпеки енергетичних мереж;
- підтримку споживача як активного учасника енергоринку (prosumer).

Таким чином, сучасні тенденції розвитку побутового електроспоживання визначають перехід від пасивних схем обліку до цифрових енергетичних екосистем, де інтелектуальний облік стає основою енергоефективного управління, моніторингу та оптимізації електроспоживання.

2 ІНТЕЛЕКТУАЛЬНІ СИСТЕМИ ОБЛІКУ ТА ДИСТАНЦІЙНОГО УПРАВЛІННЯ ПОБУТОВИМ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯМ

В сучасних умовах цифрової трансформації енергетичного сектору ключовим напрямом розвитку систем електропостачання побутових споживачів є впровадження інтелектуальних систем обліку (Smart Metering) та автоматизованих систем контролю і управління електроспоживанням (АМІ — Advanced Metering Infrastructure). Такі рішення є логічним продовженням еволюції автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ, раніше — АСКУЕ) та відповідають принципам концепції Smart Grid.



Рисунок 2.1 – Спрощена схема системи обліку

Основними перевагами автоматизованих систем є:

- точний комерційний облік електроенергії в режимі реального часу;
- зниження втрат і несанкціонованих підключень;
- підтримка динамічного тарифоутворення;
- дистанційне відключення/підключення споживачів;
- інтеграція з системами моніторингу навантаження і балансування енергосистеми.

В економічному аспекті Smart Metering дозволяє зменшити пікові навантаження на мережу, знизити потребу в дорогих резервних потужностях і оптимізувати витрати енергопостачальних компаній. Для споживачів ці технології створюють можливість оплати за диференційованими тарифами (по годинах доби), контролю енергоспоживання через мобільні додатки та скорочення платіжок за рахунок зміни побутових звичок.

2.1 Зарубіжний досвід впровадження Smart Metering

Одним із найвідоміших прикладів впровадження автоматизованого дистанційного обліку є італійська система TELEGESTORE, реалізована компанією *Enel Distribuzione*. Проєкт охопив понад 30 мільйонів побутових споживачів і став еталоном для інших країн ЄС. Передача даних у системі здійснюється за допомогою PLC-технології (Power Line Communication) — тобто, використання силових електромереж як каналу зв'язку між лічильниками, концентраторами даних і центральними серверами.

Система TELEGESTORE включає:

- електронні лічильники з вбудованими модулями зв'язку;
- концентратори даних, розташовані на трансформаторних підстанціях;
- центральну систему керування (АММ), що виконує моніторинг, обробку та аналітику інформації.

Основні функції:

- дистанційне зчитування показників;

- управління навантаженням і реактивною енергією;
- автоматичне виявлення крадіжок електроенергії;
- попередня оплата електроенергії без фізичного втручання;
- передача споживачам даних про власне споживання в реальному часі.

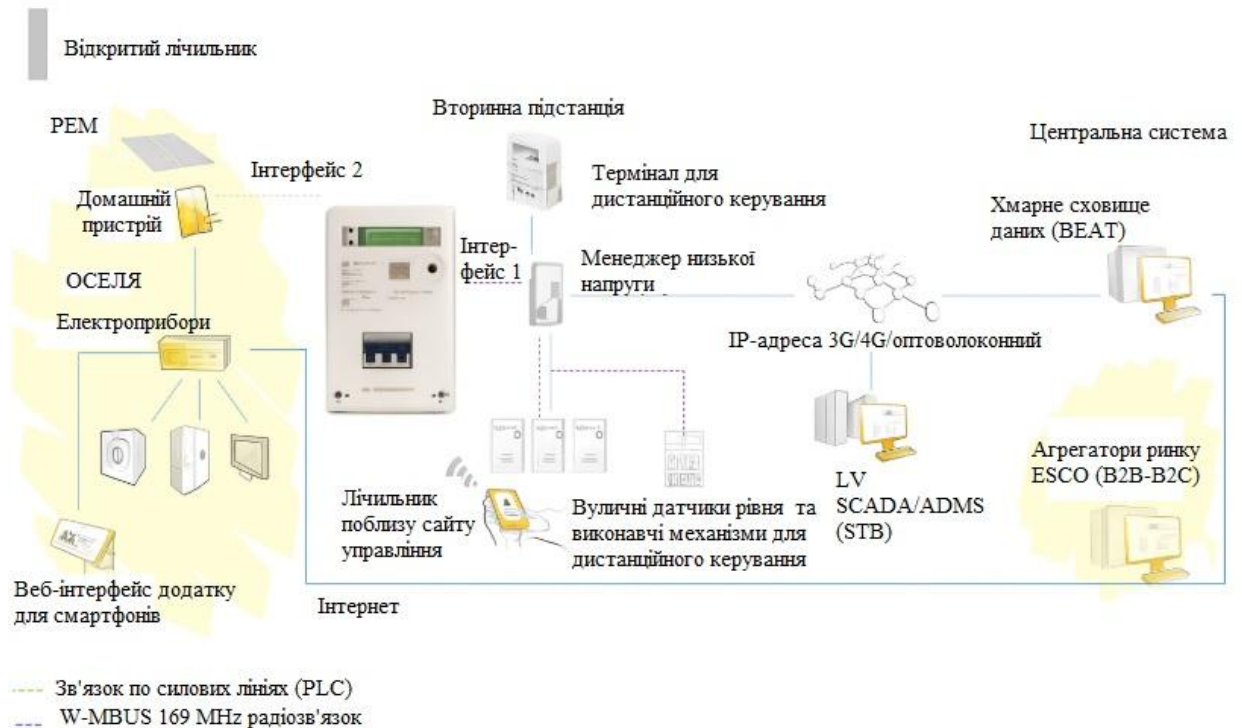


Рисунок 2.2 - Приклад архітектури сучасної системи дистанційного обліку та керування електроспоживанням TELEGESTORE від Enel.

Система складається з трьох ключових рівнів:

1. На рівні низької напруги (LV) встановлені «розумні» лічильники (Smart Meters), які вимірюють активну й реактивну електроенергію та мають модулі зв'язку.
2. Концентратори даних, розташовані на трансформаторних підстанціях (MV/LV), збирають інформацію від лічильників через PLC або радіо/телекомунікаційні канали і передають її до центральної системи.
3. Центральна система управління (Head-End System) обробляє зібрані дані, аналізує навантаження, формує тарифи, забезпечує контроль

навантаження, виявлення втрат і надає аналітику для оператора та споживача.

Послідовність роботи сучасної системи дистанційного обліку та керування електроспоживанням TELEGESTORE від Enel

1. Зчитування і виміри у лічильнику:
 - Лічильник вимірює миттєві струми/напруги, інтегрує їх у часові інтервали (наприклад, 15-хв, годинні), зберігає проміжні значення в енергонезалежній пам'яті.
 - Фіксуються статуси: відключення, відкрита кришка, аварійні події, події підключення/відключення.
2. Агрегація даних на локальному рівні:
 - Концентратор опитує (poll) лічильники через PLC-мережу за заданим інтервалом (наприклад, нічний цикл або протягом доби) і збирає погодинні/поблочні дані.
 - Концентратор може ініціювати «push» з лічильника у разі аварії чи події.
3. Передача в центральну систему:
 - Концентратори передають агреговані пакети даних на центральні сервери через захищені канал(и) (GSM/фіксований IP/fiber) із використанням TCP/IP.
 - Центр отримує дані, проводить первинну валідацію цілісності та часову прив'язку.
4. Обробка й аналітика:
 - Head-End System розкодує, калібрує, корелює дані, проводить контроль якості (business rules: перевірка на пропуски, аномалії, надмірні стрибки).
 - Модулі білінгу обчислюють обсяги споживання за тарифами (time-of-use), формують рахунки; CRM-частина керує контрактами та попередженнями.
5. Операції керування:

– З центральної системи відправляються команди на дистанційне відключення/підключення, зміну тарифних таблиць у лічильниках, зміни в конфігурації.

– Команди проходять через концентратори до конкретних лічильників по PLC.

б. Сервіси споживачеві:

– Споживач отримує доступ до своїх даних (графіки, рахунки) через портали або мобільні додатки.

– Можлива реалізація передоплати, повідомлень SMS/Email, інформування про аномалії.

Основні функції TELEGESTORE (функціональний набір)

– дистанційне зчитування показань (AMR);

– погодинний облік та багатотарифність (TOU);

– дистанційне підключення/відключення;

– виявлення шахрайства (аналіз розбіжностей «балансовий лічильник ↔ сумарні покази») та автоматичні сповіщення;

– моніторинг якості напруги/перебоїв;

– дистанційне оновлення конфігурації прошивки (firmware) і налаштувань;

– управління навантаженням (підтримка demand response);

– надання додаткових платних сервісів (інформаційні, підписки).

Механізми виявлення шахрайства та контролю цілісності

– співставлення показів «балансових» трансформаторних підстанцій і суми споживачів на ділянці;

– детектування розривів сигналу, невідповідностей часових міток та аномалій у профілі споживання;

– фізичні датчики відкриття оболонки лічильника, захист телеметричного виходу;

– шифрування каналів і багаторівневий доступ до даних для захисту від несанкціонованих змін.

Переваги реалізації TELEGESTORE

- масштабність (мільйони точок обліку);
- зниження операційних витрат на зняття показань;
- скорочення технічних та комерційних втрат;
- можливість впровадження гнучких тарифів та нових сервісів;
- покращення управління мережею (оперативні дані, виявлення аварій).

Обмеження і проблеми, з якими стикалися

- висока капітальна інвестиція на старті (пристрої, концентратори, інфраструктура ТС);
- необхідність стандартизованих протоколів та інтероперабельності; ранні версії були пропрієтарними;
- перешкоди в PLC-каналі (шум та імпульсні навантаження) — вплив на надійність комунікації;
- питання кібербезпеки та обробки великих обсягів персональних даних;
- організаційні і регуляторні питання: політика тарифів, правові аспекти дистанційного відключення, захист прав споживачів.

Рекомендації для сучасних впроваджень (з урахуванням українського контексту)

- використовувати відкриті стандарти (DLMS/COSEM для приладів; G3-PLC/PRIME для PLC), щоб забезпечити сумісність пристроїв різних виробників;
- гібридний підхід зв'язку: PLC + радіо (RF Mesh) + NB-IoT для підвищення надійності;
- забезпечити багаторівневий захист даних: шифрування каналів, контроль доступу, аудиторські логи;
- починати з кластера (пілот у мікрорайоні), масштабувати поступово; економічно обґрунтувати шляхом включення інвестицій в тариф або через держпрограми;

– інтегрувати АМІ з системами ADMS/SCADA для кращого мережевого управління.

Італійський досвід став основою для переходу ЄС до масового впровадження Smart Metering, яке регулюється директивою 2009/72/ЄС Європейського парламенту. Згідно з нею, до 2030 року всі держави-члени ЄС повинні забезпечити оснащення не менше 80% побутових споживачів інтелектуальними лічильниками.

2.2 Впровадження систем Smart Metering у країнах Східної Європи

У країнах Центральної та Східної Європи (Польща, Чехія, Румунія, Болгарія) реалізовано національні програми переходу до Smart Metering. Пілотні проекти показали, що використання PLC або радіоканалів (RF Mesh) дозволяє скоротити втрати до 15% і підвищити збір платежів на 10–20%.

У Польщі, наприклад, компанія *Tauron Dystrybucja* реалізує проект AMIplus Smart City Wrocław, який охоплює понад 330 тис. споживачів. Система забезпечує зчитування даних кожні 15 хвилин, дозволяючи формувати індивідуальні профілі споживання.

2.3 Стан і перспективи впровадження Smart Metering в Україні

В Україні також активно розвивається цифровізація обліку електроенергії. Після 2020 року, згідно з вимогами НКРЕКП (постанова № 1430 від 26.07.2018), енергокомпанії зобов'язані забезпечувати впровадження автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) для всіх категорій споживачів, у тому числі побутових.

Провідні українські енергопостачальні компанії вже реалізують відповідні проекти:

- ДТЕК Київські електромережі впроваджує систему Smart Grid із лічильниками з дистанційним зчитуванням (понад 1 млн пристроїв);
- АТ «Прикарпаттяобленерго» експлуатує одну з перших в Україні повноцінних Smart Metering-систем на базі PLC і GSM-зв'язку;

- НЕК «Укренерго» у рамках реформування енергоринку створює єдину платформу збору даних для всіх учасників ринку.

Основною технологічною основою більшості українських рішень є PLC-зв'язок (G3-PLC, PRIME) та мобільні мережі (NB-IoT, LTE-M). Це дозволяє забезпечити зчитування показників у режимі реального часу, віддалене оновлення прошивок, виявлення аварійних подій і крадіжок.

Попри позитивні зрушення, впровадження Smart Metering в Україні стримується рядом факторів:

- відсутність єдиного технічного стандарту та централізованої координації;
- значна кількість застарілих будинкових електромереж;
- недостатня цифрова грамотність частини населення;
- обмежене фінансування для масового оснащення побутових споживачів.

2.4 Переваги та економічна доцільність Smart Metering

Досвід країн ЄС показує, що середній термін окупності систем Smart Metering становить 3–5 років, залежно від тарифної політики та рівня цифрової інтеграції. Основні джерела економічного ефекту:

- зменшення витрат на зняття показань;
- виявлення та усунення крадіжок електроенергії;
- можливість застосування гнучких тарифних планів;
- автоматизація виставлення рахунків і прогнозування навантажень;
- зниження втрат у мережах.

Для України реалізація подібних систем є важливою складовою Національної енергетичної стратегії до 2050 року, де серед пріоритетів визначено цифровізацію, енергоефективність та інтеграцію до європейського енергетичного простору.

3 РОЗРОБЛЕННЯ АВТОМАТИЗОВАНОЇ СИСТЕМИ ОБЛІКУ ТА КОНТРОЛЮ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ НА БАЗІ ТЕХНОЛОГІЇ SMART METERING

3.1 Призначення системи Smart IMS 5.2

Smart IMS 5.2 — це інтелектуальна автоматизована система вимірювання, контролю та керування електроспоживанням, розроблена для роботи з одно- та трифазними споживачами. Вона забезпечує високоточний облік, дистанційне зчитування показників, моніторинг навантажень і керування споживанням у режимі реального часу.

Сфера застосування

Система функціонує в електророзподільних мережах напругою 0,4 кВ і призначена для побутових, адміністративних, соціальних і виробничих об'єктів. Smart IMS може бути інтегрована в інфраструктуру «розумного будинку», енергомереж житлових комплексів, муніципальних будівель, підприємств і об'єктів комунального господарства.

Потенційні користувачі

Основними користувачами системи є оператори розподільчих мереж та енергопостачальні компанії, які забезпечують доставку електроенергії кінцевим споживачам і потребують достовірного дистанційного контролю за енергопотоками. Інформаційний центр системи (далі — Центр) виконує функції збору, обробки, архівації та аналітики даних, а підсистема збору і передачі даних (ПЗПД) забезпечує обмін інформацією між лічильниками, комунікаційними шлюзами й Центром.

Система підтримує захищений обмін даними з зовнішніми інформаційними платформами, що відповідають стандартам Smart IMS за протоколами приймання й передачі даних (наприклад, DLMS/COSEM, Modbus, MQTT).

Функціональні можливості та масштабування

Smart IMS 5.2 дає змогу організувати багаторівневу архітектуру моніторингу електроспоживання в межах адміністративних районів, населених пунктів або промислових кластерів. Масштабування системи відбувається шляхом додавання нових сегментів до ПЗПД. Один сегмент містить набір інтелектуальних лічильників і комунікаційне обладнання, прив'язане до певної трансформаторної підстанції, з максимальною кількістю до 1200 точок обліку.

Центр виконує функції збору, агрегування та зберігання даних у форматі, сумісному з вищими рівнями енергетичної ієрархії, що дає змогу інтегрувати кілька Центрів у регіональну або національну систему енергомоніторингу. Загальна кількість точок обліку, які можуть одночасно оброблятися, сягає понад 1 мільйона.

Система Smart IMS забезпечує не лише точний облік, а й можливість реалізації механізмів динамічного тарифоутворення, балансування навантаження, раннього виявлення аварійних режимів та підвищення енергоефективності в побутовому секторі.

Режими функціонування системи Smart IMS 5.2:

Smart IMS 5.2 — це багатофункціональна система автоматизованого обліку та керування електроспоживанням, здатна працювати у двох базових режимах:

1. Режим передоплати (Prepayment) — автоматичне керування подачею електроенергії споживачу відповідно до обсягу попередньо сплачених коштів.

2. Режим кредитування (Credit) — ведення детального обліку спожитої енергії з подальшим виставленням рахунку за звітний період.

Система дозволяє одночасно підтримувати обидва режими, забезпечуючи гнучкість у роботі з різними категоріями споживачів.

Режим передоплати (Prepayment)

Режим prepayment є основним. Особливістю Smart IMS є повна відмова від пластикових карток — усі дані щодо поповнення балансу передаються до лічильника дистанційно, через комунікаційні канали системи.

Після здійснення оплати Центр передає на лічильник інформацію про кількість умовних одиниць (імпульсів), які відповідають купленій енергії. Лічильник веде поточний баланс споживача, автоматично зменшуючи його при споживанні електроенергії.

Якщо баланс досягає критичного значення (ліміт перевищує допустиме негативне сальдо), лічильник відключає споживача від мережі. Після надходження оплати подача електроенергії поновлюється автоматично.

Всі операції фіксуються у добових звітах, що передаються до Центру: обсяг споживання, залишок сальдо, стан ліміту, час відключень та підключень.

Режим кредитування (Credit)

Режим credit є варіантом prepayment із необмеженим лімітом споживання. У цьому випадку система лише обліковує електроенергію, а розрахунки зі споживачем виконуються періодично (зазвичай щомісяця).

У разі виникнення заборгованості система здатна дистанційно обмежити подачу електроенергії до моменту оплати. Це реалізується через автоматичне відправлення команд на лічильники боржників.

Система підтримує гнучке налаштування політики розрахунків, дозволяючи поступово переходити від традиційної схеми «споживання в кредит» до повної моделі передоплати. Перехід відбувається поетапно:

- на першому етапі система виконує лише автоматичний облік (режим AMR);
- на другому — інтегрується з білінговим сервером і починає вести динамічний облік балансу (сальдо);

– на третьому — встановлюються ліміти споживання, і система переходить у повноцінний режим prepayment.

При цьому для окремих користувачів може зберігатися режим credit, якщо це передбачено енергопостачальником.

3.2 Основні технічні характеристики та функціональні особливості системи Smart IMS 5.2

Клас точності

Система забезпечує високоточний індивідуальний облік активної електроенергії.

Клас точності лічильників прямого підключення становить 1.0, а для лічильників трансформаторного підключення — 0.5, що відповідає сучасним стандартам точності обліку відповідно до вимог ІЕС 62053-21/22.

Синхронізація часу

Усі компоненти Smart IMS, включаючи Інформаційний центр та підсистеми збору і передачі даних (ПЗПД), працюють у реальному часі. Автоматична синхронізація годинників усіх пристроїв виконується через Центр за допомогою точних мережевих NTP-серверів Інтернету, що забезпечує єдину часову базу для облікових і керувальних операцій.

Багатотарифний облік

Система Smart IMS 5.2 підтримує багатотарифний облік. Протягом доби може діяти до трьох тарифних зон, а також спеціальний четвертий (штрафний) тариф, який активується за перевищення встановленої потужності або інших параметрів споживання.

Тарифні зони задаються з дискретністю в 1 годину та можуть бути змінені дистанційно через Центр керування. Підтримується до 12 тарифних планів, що враховують пори року, типи днів (робочий, вихідний, святковий) і час доби.

На дисплеї лічильника в режимі реального часу відображається активний тариф і розподіл спожитої енергії за тарифними зонами. Це

забезпечує прозорість взаєморозрахунків та мотивує споживачів до енергозбереження.

Система підтримує 12 тарифних планів, які враховують сезонність (4 сезони) та типи днів (робочі, спеціальні, вихідні).

Передбачено чотири тарифні рівні:

- три — за часом доби (денний, вечірній, нічний),
- четвертий — штрафний, що активується при перевищенні договірних умов споживання (наприклад, ліміту потужності).

Тарифні зони мають гнучку конфігурацію з дискретністю 1 година. Налаштування тарифних параметрів і перехід між планами здійснюються дистанційно із Центру без переривання роботи системи.

Обмін даними

Комунікаційна архітектура побудована на принципі передачі даних по наявних лініях електропередачі 0,4 кВ (PLC-технологія), що усуває потребу у створенні окремої інформаційної інфраструктури. Додатково можуть застосовуватися:

- інтерфейс RS-485 для локальних мереж короткої довжини;
- канали GSM/GPRS-зв'язку (рекомендовано як основні);
- Ethernet-з'єднання для промислових об'єктів і великих мереж;
- телефонні лінії — лише як резервний канал.

Це забезпечує гнучку топологію зв'язку й стабільну роботу навіть у розподілених енергомережах.

Керування споживанням

Система виконує автоматичне керування навантаженням, зокрема підключення або відключення споживачів відповідно до заданої програми чи поточної ситуації (перевантаження, порушення договору, аварійні умови тощо). Лічильники обладнані вбудованими реле навантаження, що дозволяє реалізовувати керування без додаткових пристроїв.

Керування подачею електроенергії до кінцевих споживачів у системі Smart IMS 5.2 здійснюється безпосередньо засобами інтелектуального лічильника. Як однофазні, так і трифазні прилади, що входять до складу системи, оснащені вбудованими силовими реле, які забезпечують дистанційне підключення або відключення споживача від мережі в автоматичному або керованому режимі.

Функції відключення активуються у таких випадках:

- порушення умов договору з енергопостачальною організацією (наприклад, несплата, перевищення ліміту, несанкціоноване підключення);
- аварійна ситуація в електромережі, коли подальше споживання може спричинити пошкодження обладнання або створити небезпеку для користувача;
- команда з Центру керування, що ініціюється оператором або автоматичною системою моніторингу при виявленні порушень.

Для дотримання норм електробезпеки та захисту прав споживача передбачено індивідуальне налаштування політики відключення/підключення. Зокрема, лічильник може бути запрограмований таким чином, щоб:

- не здійснювати відключення у нічний час або у вихідні дні;
- виконувати комутаційні операції лише у заздалегідь визначені інтервали часу, коли це технічно безпечно та не створює дискомфорту для користувачів;
- забезпечувати автоматичне повторне підключення після усунення причин відключення (наприклад, після оплати або нормалізації параметрів мережі).

Завдяки такій архітектурі, система Smart IMS забезпечує повну інтеграцію процесів обліку та керування енергоспоживанням, створюючи передумови для впровадження адаптивного енергоменеджменту — технології, яка дозволяє оптимізувати навантажен

Контроль диференційного струму

Для запобігання несанкціонованим підключенням та витокам енергії Smart IMS вимірює різницю струмів між фазним і нульовим проводами. Перевищення допустимого порогу автоматично реєструється як порушення споживання або аварійна подія.

Контроль балансу електроенергії в локальних ділянках мережі

Система підтримує балансовий контроль активної енергії на окремих ділянках мережі, що дозволяє виявляти технічні втрати або розкрадання. Балансові лічильники встановлюються на межах зон контролю для порівняння сумарного споживання з показами підлеглих вузлів.

Для забезпечення достовірності обліку та підвищення ефективності енергоменеджменту в системі Smart IMS 5.2 реалізовано функцію контролю балансу електроенергії на окремих ділянках розподільної мережі.

З цією метою у ключових точках мережі додатково встановлюються трифазні балансові лічильники, які фіксують сумарне енергоспоживання певного сегмента. Показання таких лічильників порівнюються з агрегованими даними всіх побутових і промислових лічильників, підключених до тієї самої ділянки.

Якщо різниця між балансовими показаннями та сумою індивідуальних споживань перевищує встановлений допустимий поріг похибки, система автоматично ідентифікує можливі технічні втрати, некоректну роботу приладів обліку або нелегальні підключення.

Такий підхід дозволяє:

- здійснювати оперативний енергетичний аудит на рівні трансформаторної підстанції або мікрорайону;
- знижувати комерційні втрати електроенергії за рахунок швидкого виявлення аномалій;
- підвищувати прозорість енергопостачання та довіру між споживачами й операторами мережі.

Завдяки використанню функції балансного контролю Smart IMS забезпечує перехід від простого обліку до інтелектуального моніторингу стану електромережі, що є важливою складовою концепції Smart Grid.



Рисунок 3.1 – Контроль балансу електроенергії в локальних ділянках мережі

Аварійний моніторинг та діагностика несправностей

Усі компоненти Smart IMS мають вбудовані функції діагностики та самоконтролю. Система виконує автоматичне дистанційне налаштування, оновлення параметрів і синхронізацію конфігурацій через Центр. Усі вимірювальні, аварійні та сервісні дані централізовано збираються, обробляються та архівуються.

Система Smart IMS 5.2 реалізує функцію аварійного моніторингу, що забезпечує оперативне виявлення технічних збоїв і несанкціонованих дій споживачів. Кожен лічильник має здатність автоматично формувати два основні типи аварійних повідомлень:

- апаратна несправність;
- аномалії споживання електроенергії.

Перше повідомлення активується при виявленні внутрішніх збоїв у роботі вимірювального приладу, які можуть вплинути на точність або

стабільність обліку. У таких випадках система ініціює заміну несправного лічильника на справний.

Другий тип повідомлення формується при спрацьовуванні датчика диференційного струму, коли різниця між фазним і нульовим провідниками перевищує допустимий поріг. Це може свідчити про спробу втручання (розкрадання електроенергії, неправильне підключення лічильника) або про аварійну ситуацію техногенного характеру. У таких випадках система інформує черговий персонал для оперативного виїзду на місце події.

Усі аварійні сигнали автоматично передаються до Центрального вузла обробки даних (Центру), де відображаються на робочих станціях операторів та архівуються у журналах подій.

Система Smart IMS має розширений комплекс захисту від втрат електроенергії, включно з виявленням несанкціонованих підключень, споживання в обхід лічильника та інші типи технічних порушень. При фіксації таких подій формується аварійне повідомлення з високим пріоритетом, яке негайно надходить у Центр і реєструється у базі даних.

За потреби лічильники можуть бути переведені у розширений режим збору інформації, що включає передавання погодинних або добових профілів навантаження. Це дозволяє здійснювати детальний аналіз споживчих патернів і виявляти нетипову поведінку енергоспоживання.

Всі параметри аварійного моніторингу підтримують гнучке дистанційне налаштування через команди Центру, що дозволяє адаптувати систему до змінних умов експлуатації без необхідності фізичного втручання в обладнання.

Інтеграція із зовнішніми системами

Smart IMS підтримує взаємодію з зовнішніми інформаційними платформами (Billing, SCADA, ERP, GIS тощо) через стандартизовані протоколи обміну (наприклад, DLMS/COSEM, Modbus TCP/IP) у режимі реального часу. Це забезпечує повну сумісність із сучасними системами енергоменеджменту.

3.3 Основні компоненти системи

Smart IMS — це розподілена інтелектуальна система із трирівневою архітектурою, яка забезпечує автоматизований облік, передавання та аналіз даних споживання електроенергії.

Перший рівень системи формують «розумні» лічильники, встановлені у точках обліку або контролю енергетичного балансу. Вони здійснюють вимірювання електричних параметрів, фіксують обсяг споживаної енергії та забезпечують можливість дистанційного керування її подачею до споживачів.

Другий рівень представлений маршрутизаторами або концентраторними вузлами, що встановлюються на трансформаторних підстанціях. Їх основна функція полягає в зборі даних із лічильників, їх попередній обробці та передачі до верхнього рівня за допомогою дротових (PLC, Ethernet, оптичних) або бездротових (GPRS/4G/LoRa) каналів зв'язку.

Третій рівень — це інформаційно-аналітичний центр системи. У ньому здійснюється приймання, збереження, верифікація та аналіз облікової інформації. На цьому етапі виконується формування звітів, аналітичних показників, балансування енергетичних потоків та підтримка функцій Smart Grid — автоматичного керування споживанням, прогнозування навантаження та виявлення технічних втрат.

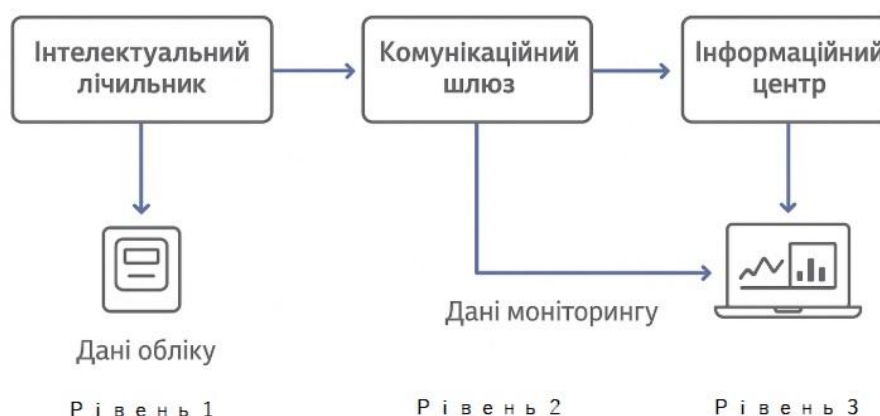


Рисунок 3.2 - Логічна схема процесу передачі даних від лічильника до центру

Система Smart IMS забезпечує двосторонній обмін даними між лічильниками та Центром управління. При цьому маршрутизатори працюють як проміжні вузли зв'язку, які гарантують надійну передачу інформації в реальному часі.

Центральний модуль SCADA-системи (Центр)

Центральний модуль Smart IMS виконує роль головного елемента управління та аналітики системи збору і контролю електроспоживання. Його функціональне призначення полягає у централізованому зборі, обробленні, зберіганні та візуалізації даних у режимі реального часу.

Основні завдання модуля:

1. Нагромадження та зберігання даних про наступне:
 - індивідуальне споживання електроенергії по кожній точці обліку;
 - аварійні та нештатні стани електричної мережі;
 - дії споживачів, що призводять до порушення встановленого режиму споживання.
2. Керування споживанням електроенергії, включно із можливістю віддаленого підключення/відключення споживачів та виконанням сценаріїв енергозбереження.
3. Візуалізація інформації в зручному для оператора форматі за допомогою інтерактивних шаблонів SCADA-інтерфейсу, що відображають стан мережі, лічильників та вузлів обліку.
4. Інтеграція з зовнішніми інформаційними системами, такими як білінгові чи енергоменеджмент-платформи, через стандартизовані протоколи обміну даними.

Центральний модуль може розміщуватися як у диспетчерському центрі електророзподільної компанії, так і на віддалених майданчиках із забезпеченим каналом зв'язку.

Архітектура та склад Центру

Центр побудовано на базі одного або кількох серверів, які виконують функції:

- серверів збору та зберігання даних (Data Server, Database Server);
- серверів комунікації з підсистемами збору та передачі даних (Communication Server);
- SCADA-сервера візуалізації (HMI/Visualization Server).

До локальної мережі Центру можуть підключатися операторські робочі місця, аналітичні термінали та зовнішні майстер-системи з авторизованим доступом до бази даних.

Архітектура Центру зображена на рис. 12.1. До його складу входить один або кілька серверів, що виконують функції головного обчислювального вузла системи. Сервери забезпечують централізований збір, оброблення, архівування та передачу даних про споживання електроенергії, а також керування підключеними об'єктами.

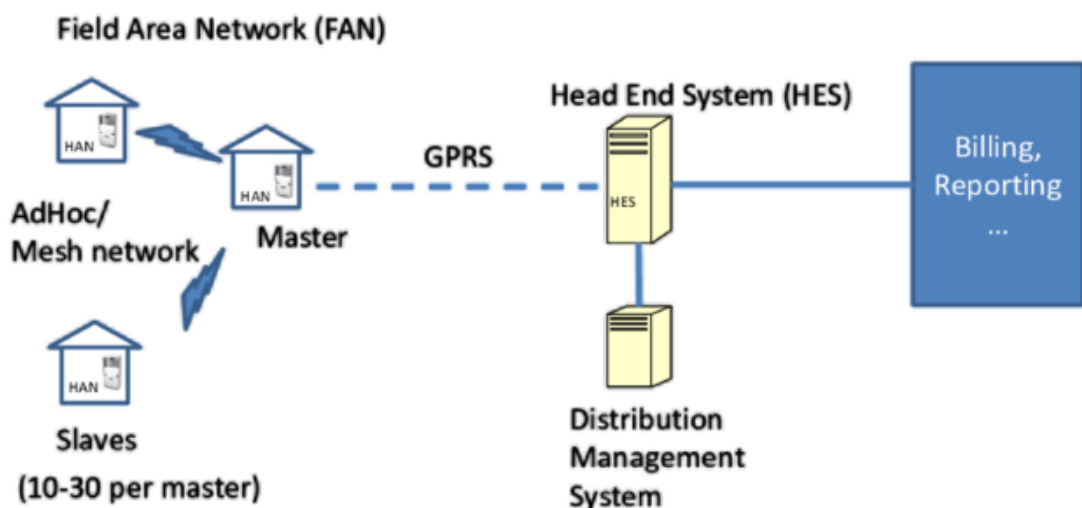


Рисунок 3.3 – Архітектура Центру

До локальної мережі Центру можуть підключатися інші користувачі, оператори або зовнішні майстер-системи, які мають відповідні права доступу до баз даних. Такими системами можуть бути, наприклад, білінгові модулі, системи SCADA/EMS, або платформи аналітики енергоспоживання, інтегровані через стандартні протоколи обміну (наприклад, DLMS/COSEM, IEC 61850, Modbus TCP/IP).

Завдяки відкритій архітектурі, Центр забезпечує гнучку масштабованість, що дозволяє підключати додаткові сервери, нові вузли обліку та інтегрувати інтелектуальні лічильники різних виробників у єдину цифрову систему Smart Grid.

Схема взаємодії Центру з периферійними пристроями (рис. 12.2) — вона може включати такі блоки:

- Сервер баз даних (Data Server)
- Комунікаційний сервер (Communication Server)
- SCADA / HMI-інтерфейс
- Білінгова система
- Підсистема безпеки та моніторингу
- Зовнішні клієнти (енергопостачальні компанії, адміністратори, користувачі)

Центр системи SMART IMS розміщується, як правило, в офісі енергопостачальної організації та виконує функції обробки, зберігання й аналітики даних, а також керування споживанням електроенергії. Крім того, Центр забезпечує взаємодію з зовнішніми інформаційними або адміністративними майстер-системами, зокрема білінговими, диспетчерськими чи корпоративними обліковими платформами.

До складу Центру входять один або кілька серверів і робочих станцій із установленим програмним забезпеченням SMART IMS, а також комунікаційні модеми, що забезпечують обмін даними з маршрутизаторами на підстанціях і пристроями обліку. Завдяки цьому реалізується централізований контроль параметрів енергоспоживання, передавання команд і оперативне реагування на аварійні події в системі.

Конфігурація Центру та технічні характеристики комп'ютерного обладнання визначаються замовником за погодженням із постачальником системи SMART IMS. До складу Центру входять кілька основних компонентів, що забезпечують безперервний обмін даними, централізовану обробку інформації та адміністрування системи.

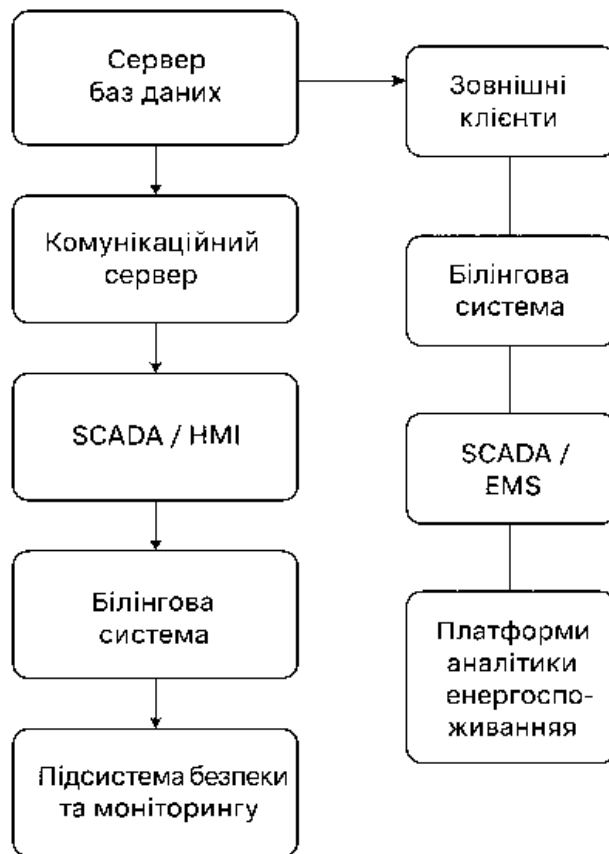


Рисунок 3.4 - Компонент Центр

Комунікаційний сервер

Комунікаційний сервер (Ком-сервер) функціонує під керуванням операційної системи Windows Server та має встановлене програмне забезпечення SMART IMS, яке містить сервіс PVConfig. Цей сервіс відповідає за конфігурацію Ком-сервера, а також за налаштування обміну інформацією з маршрутизаторами нижчого рівня мережі. Саме через нього здійснюється збір даних від лічильників, передача команд керування та синхронізація часових параметрів.

Сервер баз даних

Сервер баз даних (Сервер БД) також працює на платформі Windows Server і має встановлений комплекс програмних модулів SMART IMS, до складу якого входять такі служби:

1. Адміністратор;
2. Диспетчер;
3. Конфігуратор;
4. Аналітик;
5. Експорт-менеджер.

Основні функції збору, обробки та контролю технічного стану системи виконують служби Адміністратор і Диспетчер, тоді як інші модулі можуть використовуватися за потреби для розширення функціональності.

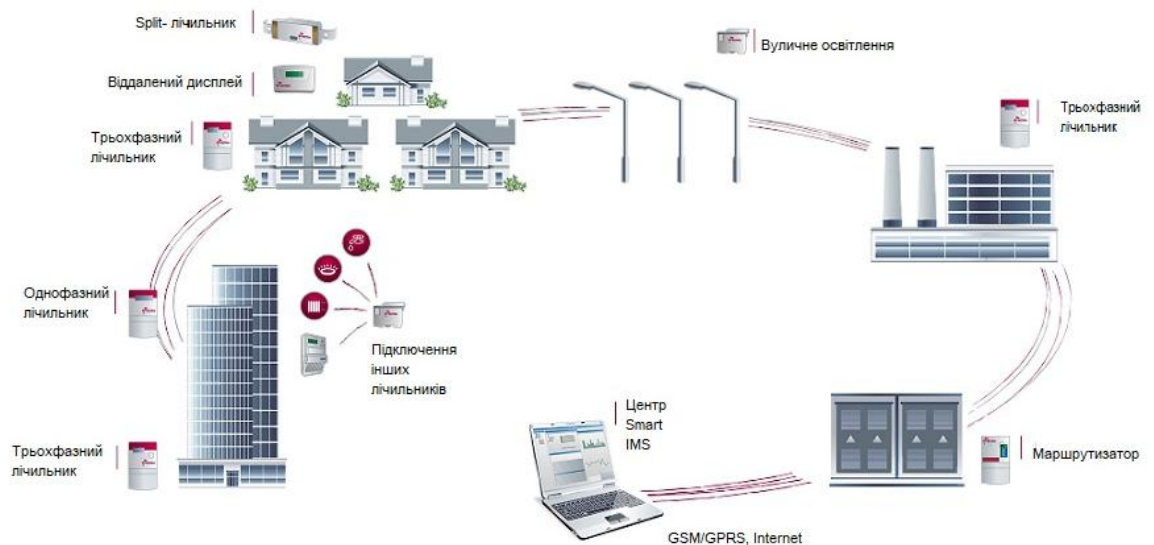


Рисунок 3.5 – Візуалізація об’єктів

Функції служби “Адміністратор”

Служба Адміністратор забезпечує:

- створення користувацьких груп системи SMART IMS і призначення рівнів доступу;
- адміністрування баз даних і контроль за збереженням інформації;
- відображення загальних відомостей про лічильники;
- перегляд і редагування параметрів комунікаційного сервера (ім’я, IP-адреса тощо);

- розподіл лічильників між користувачами або групами;
- імпорт команд із текстових файлів і передачу їх безпосередньо на обраний лічильник.

Програмний модуль Адміністратор зазвичай встановлюється на робочій станції персоналу інформаційного центру та є інструментом управління всіма ключовими параметрами системи.

Служба «Диспетчер»

Служба Диспетчер забезпечує моніторинг і аналіз даних лічильників у реальному часі.

Вона дозволяє:

- формувати шаблони перегляду параметрів і характеристик;
- переглядати поточні дані, історію подій і показань;
- аналізувати аварії, конфігурацію й технічний стан мережі.

Адміністратори отримують доступ до всієї системи, тоді як диспетчери мають доступ лише до призначених груп лічильників. Розподіл здійснює служба Адміністратор. Диспетчер може створювати підгрупи лічильників, формувати власні шаблони відображення даних або використовувати стандартні. Передбачено редагування конфігурацій і оцінку стану обладнання на основі поточних і архівних даних.

Служба «Конфігуратор»

Служба Конфігуратор призначена для побудови мнемосхеми електромережі з урахуванням пристроїв SMART IMS. Основні функції:

- створення нових або пошук існуючих об'єктів за назвою чи адресою;
- побудова графічної структури мережі;
- конфігурування обладнання;
- перегляд параметрів об'єктів.

Програма розташовується на робочій станції інформаційного центру й дозволяє створювати початкову структуру мережі, а також оновлювати її за потреби.

У системі використовуються такі терміни:

- Об'єкт — структурна одиниця з властивостями (тип, назва, адреса).
- Тип об'єкта — рівень ієрархії: від міста до окремого будинку чи підстанції.
- Структура об'єкта — сукупність детальних характеристик.

Конфігуратор підтримує створення об'єктів різних типів, забезпечуючи повну візуалізацію структури електромережі.

Служба «Аналітик»

- Призначення: візуалізація даних споживання, аналіз балансу та виявлення дисбалансів.
- Виводить графіки, таблиці, звіти для операторів.
- Працює з базою даних Центра, зчитуючи погодинні та добові профілі.

Експорт-Менеджер

- Відповідає за передачу даних до зовнішніх систем (наприклад, білінгової або адміністративної SCADA).
- Підтримує стандартизований протокол Smart IMS для обміну даними.
- Формує звіти у форматах CSV, XML або API-запитах.

Підсистема збору та передачі даних (ПЗПД)

- Складається з вимірювальних приладів (трансформаторів, лічильників).
- Автоматично вимірює активну та реактивну енергію.
- Передає дані до Центра через цифрові інтерфейси (RS-485, PLC або GSM).

Лічильники електроенергії

- Основне джерело даних у системі.
- Оснащені довготривалою пам'яттю та цифровими каналами обміну.
- Забезпечують точний облік і контроль за споживанням.

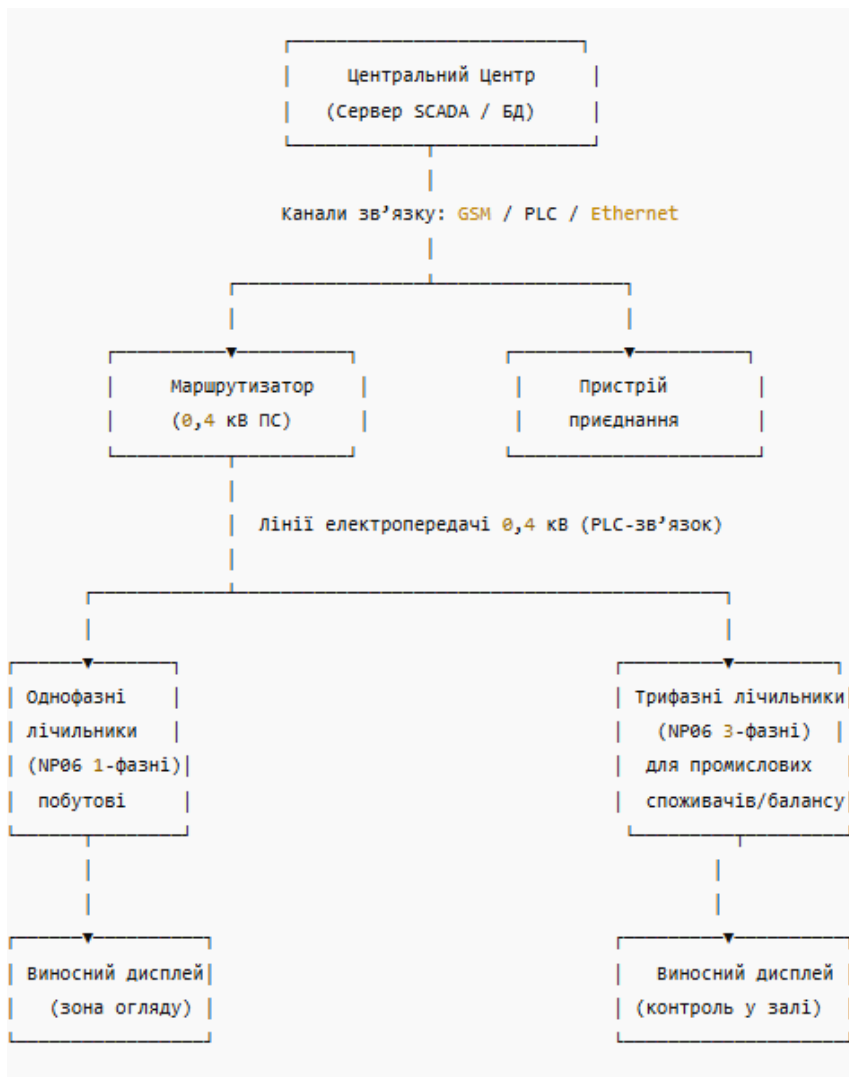


Рисунок 3.6 - Структура підсистеми збору та передачі даних Smart IMS

Пояснення компонентів

Однофазні лічильники серії NR06

- Використовуються для побутових споживачів (220 В).
- Забезпечують точний облік активної енергії.
- Мають функції дистанційного керування навантаженням.

Трифазні лічильники серії NR06

- Призначені для трифазних споживачів або точок енергетичного балансу.
- Вимірюють активну та реактивну енергію.
- Підтримують контроль дисбалансу та передачу аварійних повідомлень.

Маршрутизатор

- Розміщується на трансформаторній підстанції 0,4 кВ.
- Збирає дані з усіх лічильників підлеглої ділянки.
- Передає інформацію в Центр через GSM або Ethernet.
- Підтримує зворотний канал для керування споживанням.

Виносні дисплеї

- Відображають поточні показники лічильників у зручному для споживача місці.
- Працюють синхронно з головним лічильником.

Пристрої приєднання

- Забезпечують передачу даних між маршрутизатором і лічильниками по лініях 0,4 кВ.
- Є основою PLC-комунікації (Power Line Communication).

Система Smart IMS 5.2 має трирівневу архітектуру, що забезпечує повний цикл збору, обробки й контролю даних про споживання електроенергії. На нижньому рівні розташовані однофазні та трифазні лічильники, а також виносні дисплеї. Однофазні лічильники використовуються побутовими споживачами, тоді як трифазні застосовуються у промислових об'єктах або на ділянках мережі, де необхідно контролювати енергетичний баланс. Обмін інформацією між лічильниками та маршрутизатором здійснюється через електромережу напругою 0,4 кВ або за допомогою низьковольтного інтерфейсу RS-485.

На середньому рівні функціонує маршрутизатор, який зазвичай встановлюють на трансформаторній підстанції. Він виконує роль комунікаційного вузла між лічильниками та Центром системи, а також забезпечує тимчасове зберігання інформації терміном до двох діб. Крім того, маршрутизатор може передавати дані на виносні дисплеї в одnobічному режимі.

На верхньому рівні розташовується Центр системи, що виконує функції збору, довготривалого зберігання й аналізу даних. На основі

отриманої інформації він здійснює управління енергоспоживанням, формує звіти та аварійні повідомлення. Зв'язок між Центром і маршрутизатором може бути реалізований через GSM-канали, магістраль MV, Ethernet-мережу або телефонні лінії. Така структура забезпечує надійну, масштабовану та гнучку систему моніторингу і керування електроспоживанням у реальному часі.

3.4 Вибір інтегрованих систем енергомоніторингу та інтелектуальних приладів обліку

Робота системи енергомоніторингу забезпечується контактною взаємодією розумних лічильників, комунікаційних шлюзів (маршрутизаторів) і серверного обладнання центру збору даних. У сучасних платформах, таких як Smart IMS, передача інформації здійснюється не лише через окремі мережеві канали, а й безпосередньо по енергомережі за допомогою технології PLC (Power Line Communication).

Лічильники здійснюють двосторонній обмін даними з маршрутизаторами через лінії 0,4 кв, формуючи локальну інформаційну мережу. Маршрутизатори забезпечують зв'язок із центральним сервером за допомогою сучасних технологій — Ethernet, GSM/LTE або NB-iot. Центр збору даних оснащений обчислювальними серверами, які виконують приймання, обробку та архівування показників, а також інтегруються з аналітичними модулями енергоефективності та системами енергоменеджменту.

Інтелектуальні лічильники електроенергії

Сучасні лічильники SMART IMS 5.2 є багатофункціональними електронними приладами, які здійснюють аналого-цифрове перетворення сигналів струму та напруги, розрахунок активної й реактивної енергії, а також зберігають результати у енергонезалежній пам'яті.

Лічильники підтримують функції енергетичного моніторингу та віддаленого керування навантаженням. Вони автоматично обчислюють

баланс споживання (сальдо) відповідно до параметрів, отриманих із Центру керування, і можуть відключати або обмежувати подачу електроенергії при перевищенні лімітів чи виникненні аварійних режимів. Для повторного вмикання після усунення несправності передбачена користувацька кнопка.

Інформація про споживання, баланс, події та аварійні сигнали відображається на вбудованому LCD-дисплеї або передається на зовнішній дистанційний індикатор.

Передача даних здійснюється через вбудований PLC-модем (Power Line Communication), який забезпечує двосторонній обмін між лічильником і маршрутизатором по лініях 0,4 кВ. Завдяки функції ретрансляції сигналу, лічильники можуть стабільно працювати навіть у розгалужених мережах. Додатково передбачено інтерфейс RS-485, який використовується для діагностики, калібрування або локального підключення.

Прилади оснащені схемою вимірювання диференціального струму, що підвищує точність контролю витоків і безпеку мережі. Для сервісного обслуговування використовується цифровий імпульсний інтерфейс, контакти якого виведені на клемну колодку.

Таблиця 3.1 - Технічні характеристики однофазного лічильника Smart IMS 5.2

Параметр	Одиниця виміру	Значення
Номінальна напруга	V	230
Допустиме відхилення напруги	%	±10
Частота мережі	Hz	50 ± 2
Номінальний струм	A	5(80)
Мінімальний струм вимірювання	A	0,02
Клас точності	–	1,0 / 2,0
Тип обліку	–	Активна та реактивна енергія
Інтерфейс зв'язку	–	PLC (0,4 кВ мережа), RS-485, CM Bus
Тип пам'яті	–	Неволатильна (до 10 років зберігання даних)

Дисплей	–	LCD, 8–10 розрядів + індикація подій
Реле відключення навантаження	–	Вбудоване, керування через Центр
Потужність, споживана колом напруги (активна / повна)	W / VA	1,0 / 5,0
Потужність, споживана колом струму	VA	0,05

Таблиця 3.2 - Технічні характеристики трифазного лічильника Smart IMS

5.2

Параметр	Одиниця виміру	Значення
Номінальна напруга	V	3×230/400
Допустиме відхилення напруги	%	±10
Частота мережі	Hz	50 ± 2
Номінальний струм	A	5(100) або 1(6) через трансформатори струму
Клас точності	–	0.5S / 1.0 (активна), 2.0 (реактивна)
Тип обліку	–	Двонапрямний (споживання / генерація)
Інтерфейс зв'язку	–	PLC, RS-485, Ethernet (Modbus TCP, DLMS/COSEM)
Підтримка Smart Grid	–	Віддалене керування навантаженням, оновлення ПЗ
Живлення лічильника	V	3×230 (від будь-якої фази)
Дисплей	–	LCD з графічною індикацією і меню
Пам'ять подій	–	10 000 записів із мітками часу
Реле відключення	–	До 100 A (з керуванням через Центр)

Можливі схеми підключення трифазних лічильників

Лічильники Smart IMS 5.2 можуть застосовуватися в різних конфігураціях електромереж, що забезпечує їх універсальність при впровадженні системи автоматизованого обліку:

- Триелементна схема (чотирипровідна, 3P+N) — використовується для повного обліку енергії у мережах з нейтральним проводом, де забезпечується вимірювання по всіх фазах.

- Двоелементна схема (трипровідна, 3P) — застосовується у випадках, коли відсутній нейтральний провід, наприклад, у промислових мережах з симетричним навантаженням.

Такі варіанти підключення дозволяють оптимізувати використання лічильників відповідно до типу мережі та завдань енергомоніторингу.

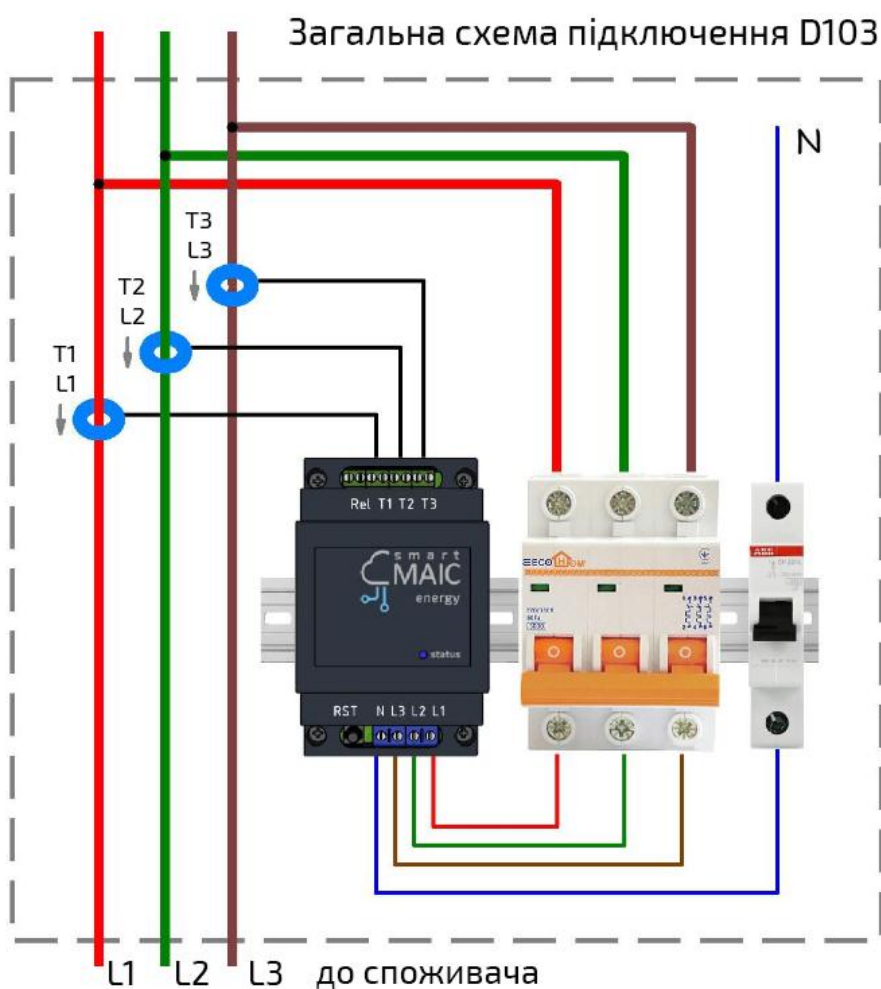


Рисунок 3.7 - Загальна схема підключення трифазного лічильника D103 у розподільчому щитку

Загальна схема підключення smart-MAIC D101

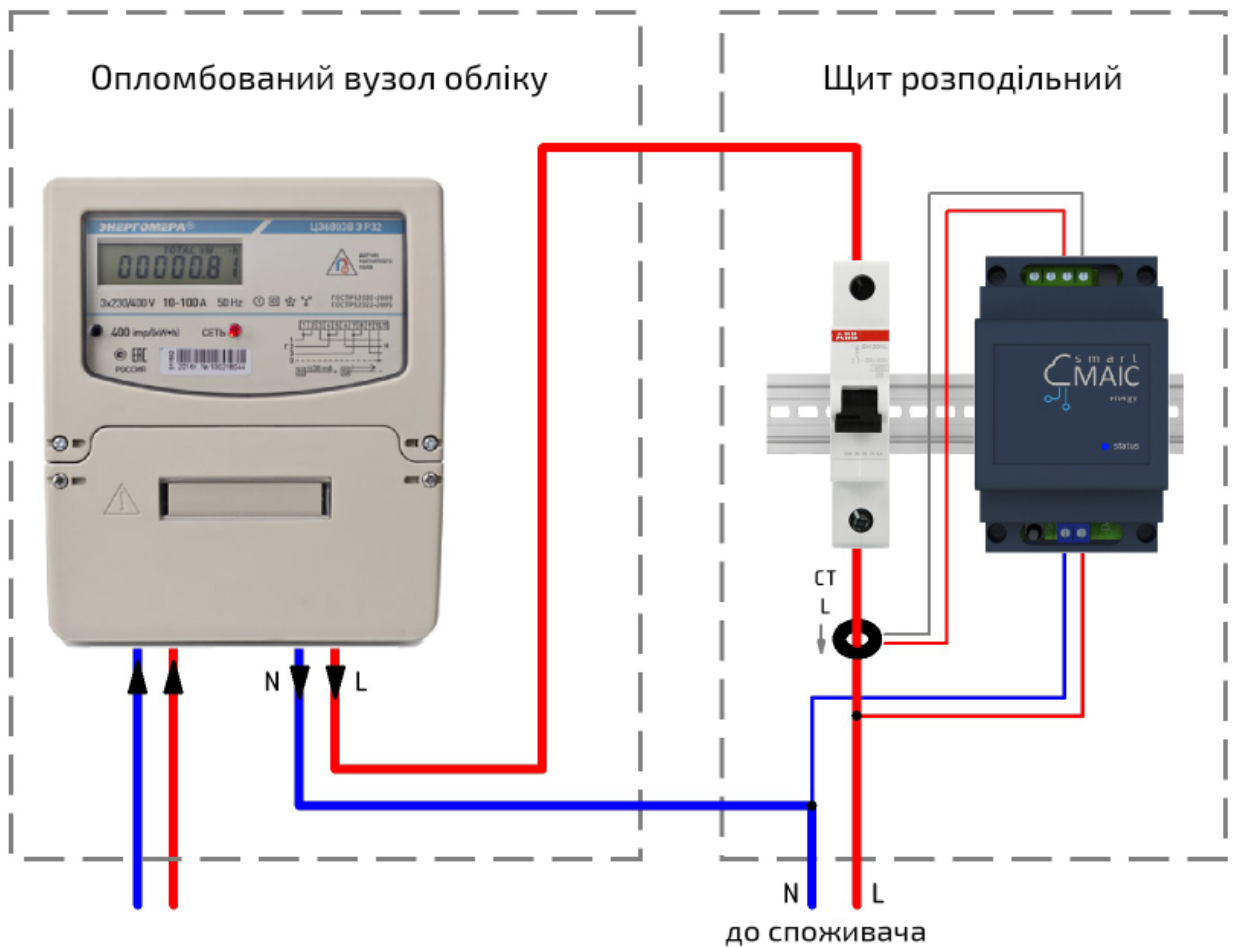


Рисунок 3.8 - Загальна схема підключення однофазного лічильника Smart-MAIC D101

Конструктивне виконання

Корпус лічильника виготовлено з міцного негорючого пластика з високим ступенем електроізоляції та захисту від пилу й вологи (IP54–IP65). У передній панелі розміщено вбудований LCD-дисплей, який відображає показники споживання, стан з'єднання, аварійні події та інші сервісні параметри.

Конструкція забезпечує зручний монтаж на DIN-рейку або в шафу обліку, а також передбачає антивандальне пломбування та оптичний порт для локальної діагностики.

Маршрутизатор системи Smart IMS

Маршрутизатор є інтелектуальним комунікаційним пристроєм, що виконує функції управління цифровою мережею передачі даних (PL-мережею), яка використовує лінії електропередачі 0,4 кВ як фізичне середовище зв'язку. Обмін даними здійснюється за допомогою захищених частотно-модульованих цифрових пакетів із підтримкою сучасних протоколів IoT-зв'язку.

Зазвичай маршрутизатор встановлюється на трансформаторній підстанції або в розподільчому пункті низької напруги й підключається до вторинних шин трансформатора. Окрім управління PL-мережею, він забезпечує двосторонній обмін інформацією з Центром керування через такі канали зв'язку:

- GSM / LTE або 5G-мережі;
- Ethernet / оптичні лінії;
- PLC-канали середньої напруги (MV-магістралі);
- у резервному режимі — дротові або телефонні лінії.

Як головний вузол локальної комунікаційної підсистеми, маршрутизатор виконує такі функції:

- Реєстрація та синхронізація пристроїв. Ідентифікує всі підключені лічильники, синхронізує їхній час із еталонним сервером і формує таблицю маршрутизації для надійного обміну даними.

- Збір і буферизація даних. Отримує показники з лічильників, фільтрує їх і передає в Центр обліку. У разі втрати зв'язку забезпечує зберігання даних до 72 годин.

- Передача службових команд. Приймає конфігураційні команди із Центра та розподіляє їх між пристроями мережі.

Ретрансляція даних на локальні дисплеї. Забезпечує передачу оперативної інформації з лічильників на виносні панелі відображення споживачів.

Сучасні маршрутизатори Smart IMS оснащуються захищеними процесорами, підтримують протоколи шифрування TLS 1.3, автоматичне оновлення прошивки й можуть інтегруватися в системи SCADA або Smart Grid через стандартизований протокол DLMS/COSEM.

Мережа передавання даних складається із двох взаємопов'язаних підсистем: підсистеми збору та передавання даних (ПЗПД) і підсистеми обміну інформацією між маршрутизатором і Центром керування.

Підсистема збору та передавання даних реалізована у вигляді цифрової PL-магістралі, яка топологічно повторює схему ліній електропередачі 0,4 кВ і використовує їх як фізичне середовище для передавання інформаційних сигналів.

У сучасних реалізаціях Smart IMS такі мережі доповнюються або частково замінюються гібридними каналами зв'язку — зокрема, бездротовими технологіями (LoRaWAN, NB-IoT, Zigbee) або Ethernet-підключенням — це забезпечує стабільну роботу навіть у разі високих перешкод у мережі 0,4 кВ.

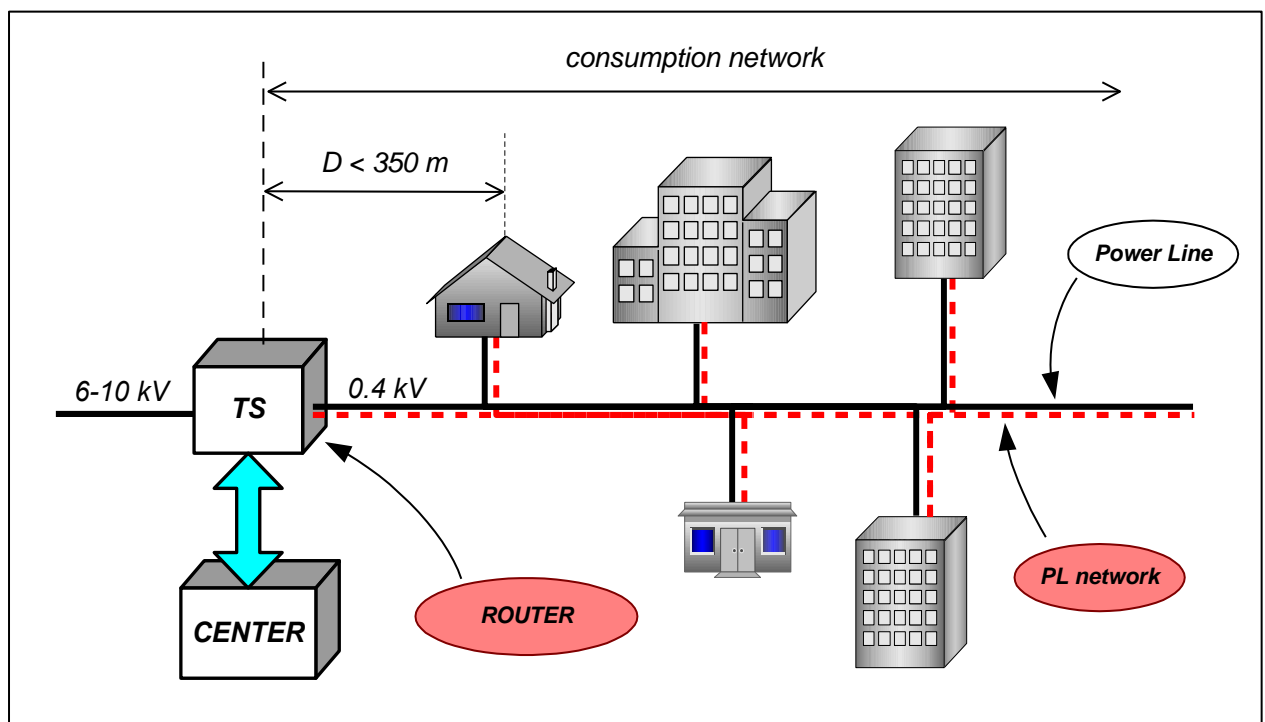


Рисунок 3.9 - Схема PL-Мережі

Друга підсистема забезпечує зв'язок між маршрутизатором і Центром та може бути реалізована через один або кілька типів каналів передавання даних. Залежно від умов експлуатації, технічних можливостей і вимог до швидкості обміну інформацією, використовуються такі варіанти:

- GSM/3G/4G-зв'язок, який є найпоширенішим і забезпечує мобільну передачу даних без необхідності прокладання кабельних ліній;
- MV-магістраль (medium voltage PLC), фізичним середовищем якої є лінії електропередачі напругою 6/10 або 6/20 кВ;
- Ethernet-мережа, що використовується при наявності дротової інфраструктури з високою пропускнуою здатністю;
- Телефонна лінія (PSTN/DSL) — застосовується переважно як резервний канал зв'язку або в умовах відсутності мобільного покриття.

У сучасних системах Smart Metering дедалі частіше впроваджуються гібридні рішення, що поєднують кілька типів каналів (наприклад, GSM + Ethernet або PLC + LoRaWAN), що підвищує надійність обміну та відмовостійкість системи.

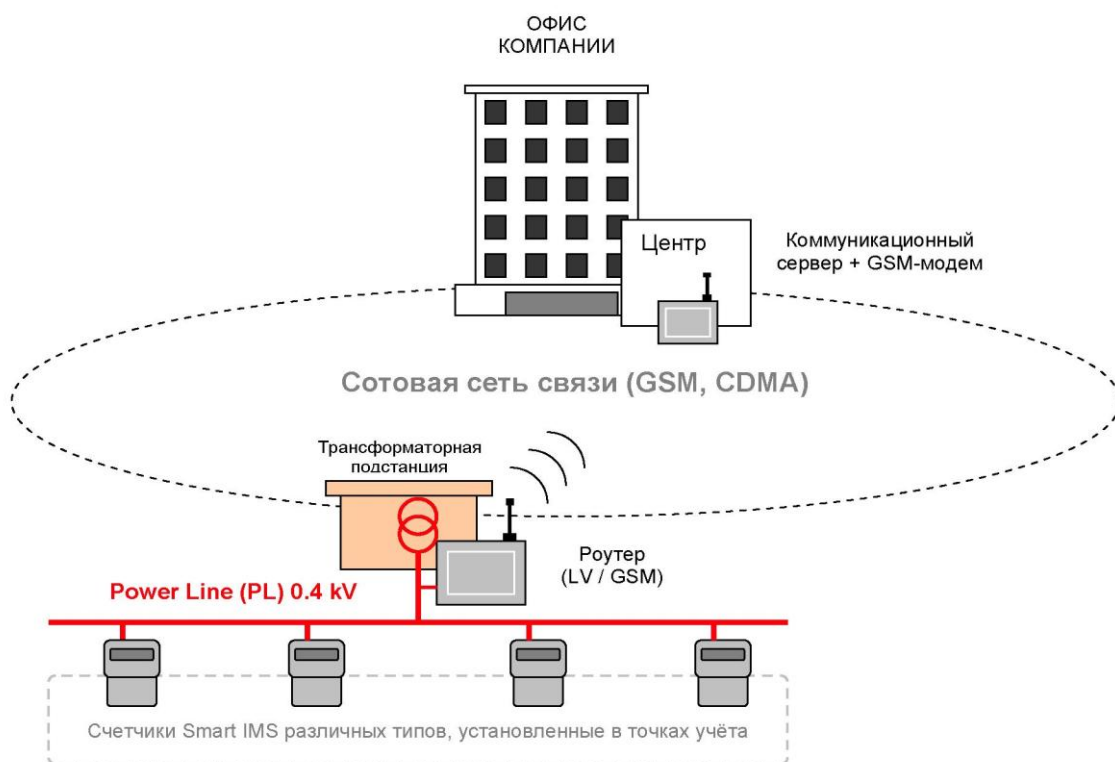


Рисунок 3.10 - Схема GSM-Зв'язку

Маршрутизатори розміщуються на трансформаторних підстанціях і підключаються до вторинних шин трансформаторів, виконуючи роль комунікаційного вузла між лічильниками та Центром обробки даних.

Виносний дисплей використовується для дублювання показань основного екрана лічильника й забезпечує зручність користувача в разі, якщо прилад обліку встановлено у важкодоступному місці. Такий дисплей може бути змонтований у будь-якому місці, зручному для споживача, наприклад у передпокої або біля щитка. Передача даних здійснюється через мережу 0,4 кВ за допомогою маршрутизатора. Конструктивно дисплей являє собою рідкокристалічний індикатор із вбудованим PL-модемом, розміщений у пластиковому корпусі зі стандартним мережевим кабелем і вилкою для підключення.

Схема інформаційного обміну в системі Smart IMS базується на принципі двостороннього зв'язку між Центром та кожним лічильником. Маршрутизатор виконує роль посередника, не змінюючи зміст переданих даних. Комунікаційний протокол системи побудований за моделлю «клієнт – сервер» (запит – відповідь). Центр надсилає запити, що містять код команди й допоміжну інформацію, а лічильники або маршрутизатор повертають відповіді з відповідними даними.

У цій взаємодії беруть участь Комунікаційний сервер (Ком-Сервер) і маршрутизатор. Останній регулярно опитує лічильники та зберігає отримані результати. Не рідше одного разу на добу Ком-Сервер запитує маршрутизатор і отримує накопичені дані. Координацію процесу забезпечує програмний модуль «Диспетчер», через який оператор Центру може надсилати запити окремим або групам лічильників. Перед відправкою запити проходять через Сервер баз даних, де обробляються службою «Адміністратор», яка контролює права доступу інших компонентів системи.

Основні можливості служби «Диспетчер» включають:

- налаштування або зчитування конфігурації лічильників;
- відправлення команд споживачам: *попередження, застосування штрафного тарифу, відключення*;
- отримання поточних показників і параметрів роботи;
- встановлення або оновлення тарифних планів.

У сучасних версіях Smart IMS такі служби доповнюються веб-інтерфейсом і можливістю інтеграції з хмарними платформами для моніторингу та керування енергоспоживанням у реальному часі.

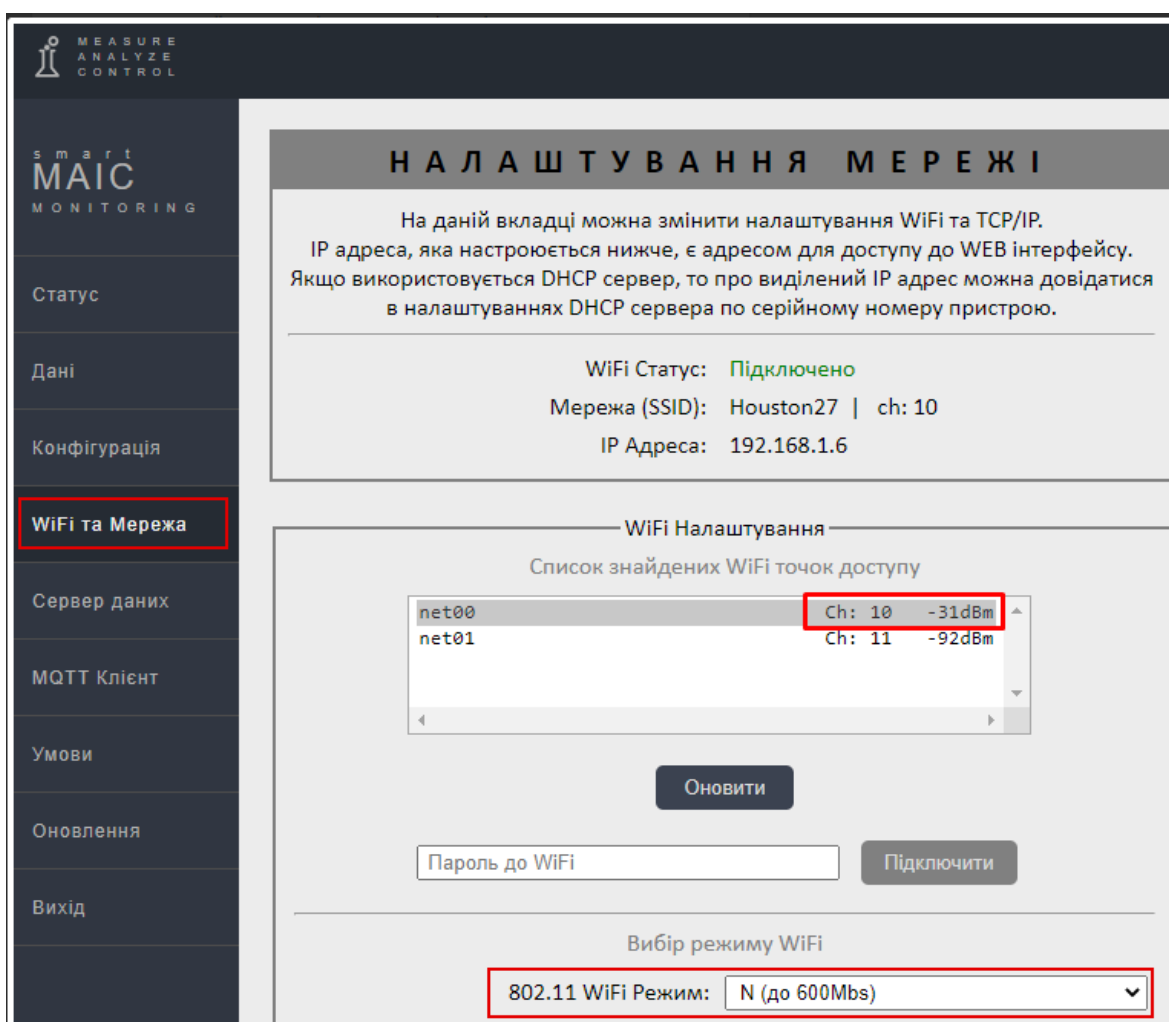


Рисунок 3.11 - Налаштування підключення до бездротової мережі

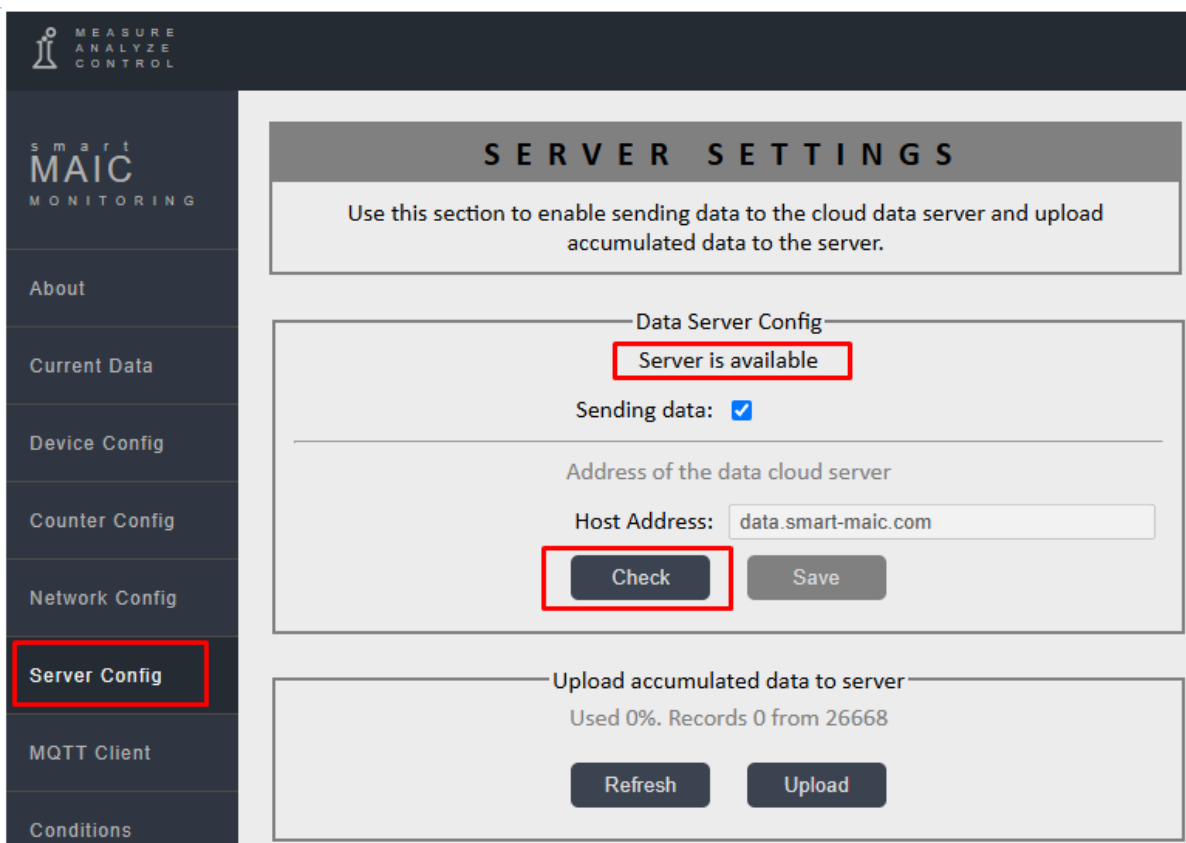


Рисунок 3.12 - Підключення лічильника до бездротової мережі WiFi 2.4 Гц

3.5 Обґрунтування вибору систем комерційного та технічного обліку електроенергії

Комерційний (розрахунковий) облік електроенергії — це система вимірювання обсягів виробленої, переданої та спожитої електроенергії, призначена для здійснення фінансових розрахунків між постачальником і споживачем. Прилади, які використовуються для цього виду обліку, називаються розрахунковими лічильниками. Їхнє встановлення виконується на межі балансової належності між електропостачальною організацією та споживачем, що забезпечує точність і прозорість обліку. На трансформаторних підстанціях розрахункові лічильники активної енергії обов'язково встановлюють на кожній відхідній лінії, що живить окремих споживачів.

Технічний облік електроенергії виконується для внутрішнього контролю витрат у межах підприємств, підстанцій, будівель та квартир.

Його основна мета — моніторинг технологічних процесів, оптимізація енергоспоживання та виявлення втрат електроенергії. Прилади, що застосовуються для таких завдань, мають назву лічильників технічного обліку.

У випадках, коли розрахунковий облік між енергопостачальником і споживачем здійснюється на рівні підстанцій або електростанцій, технічні лічильники допускається встановлювати безпосередньо на вводах підприємства — для контролю локального споживання та балансування навантажень.

Для системи сучасного електропостачання актуальним є інтеграція комерційного й технічного обліку в єдину цифрову платформу (наприклад, Smart Metering або АМІ — Advanced Metering Infrastructure). Це забезпечує централізований моніторинг, автоматичне зчитування показників, контроль якості електроенергії та передачу даних у режимі реального часу.

Вимірювання електричних параметрів повинно виконуватись по всіх колах, де це потрібно для підтримання стабільності технологічного процесу або роботи обладнання. У трифазних мережах змінного струму зазвичай достатньо вимірювати струм однієї фази, якщо система симетрична, проте для точного енергобалансу сучасні лічильники здійснюють трифазне вимірювання із урахуванням реактивної потужності та гармонічних спотворень.

3.6 Схеми підключення комплексних систем обліку, лічильників та вибір трансформаторів струму та трансформаторів напруги

Лічильники підключаються в мережу двома способами: безпосередньо в мережу (лічильники прямого включення) і через трансформатори струму і напруги.

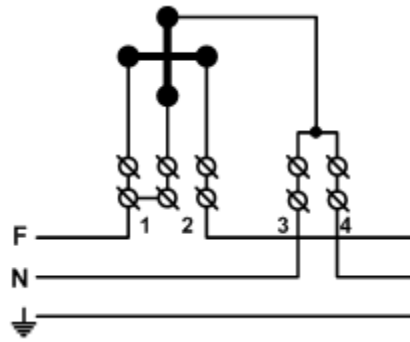


Рисунок 3.13 - Схема підключення однофазного лічильника.

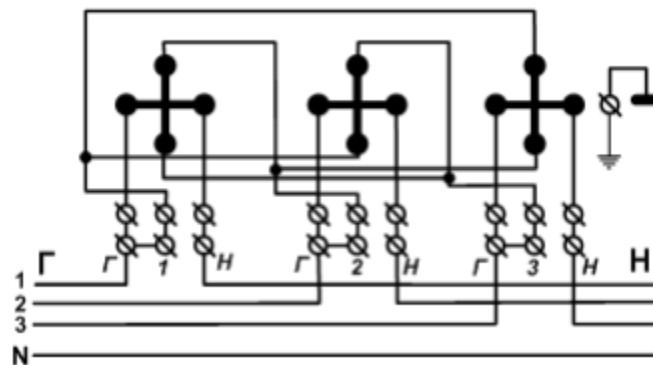


Рисунок 3.14 - Схема безпосереднього підключення лічильника SR4-I679 із номінальними струмами 20 А і більш в трьохпровідну і чотирьохпровідну мережу.

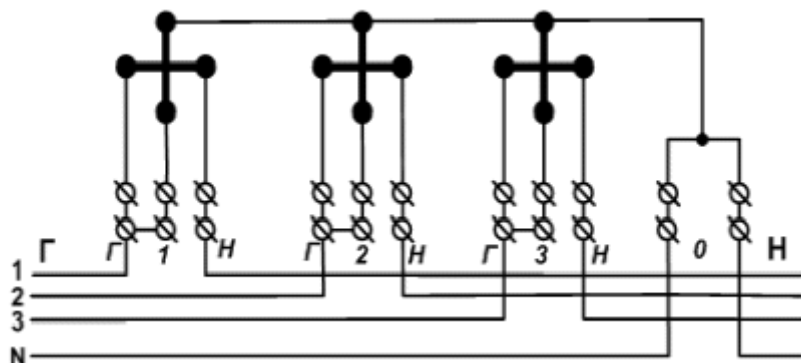


Рисунок 3.15 - Схема безпосереднього підключення лічильників типу SR4-I678 з номінальними струмами 20 А і більше в трьохпровідній і чотирьох мережу.

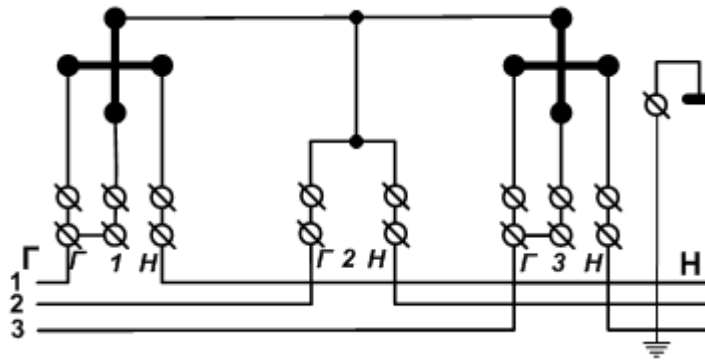


Рисунок 3.16 - Схема безпосереднього підключення лічильника СА3-І677 із номінальними струмами 20 А в трьохпровідній мережу.

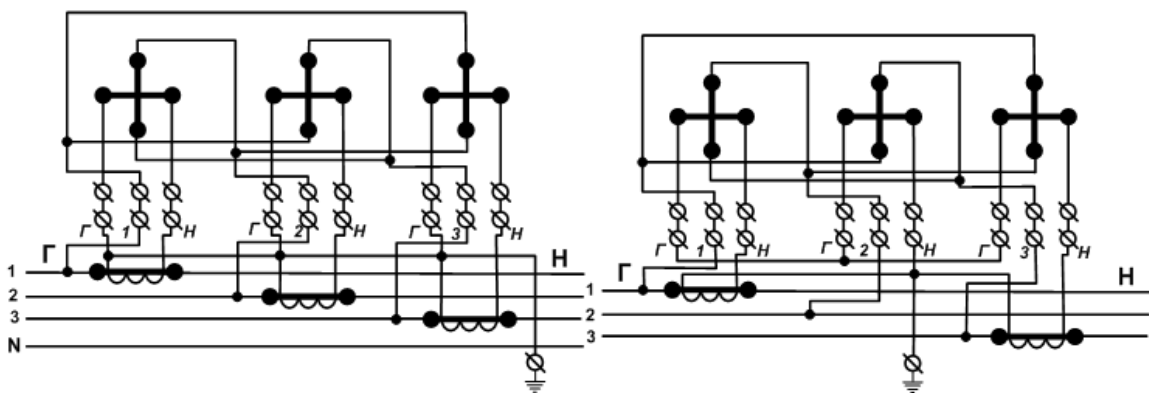


Рисунок 3.17 - Схема підключення лічильників CP4Y-I673M та CP4Y-I679 із номінальними струмами 1, 5А через трансформатори струму в чьотирьох та трьохпровідній мережу.

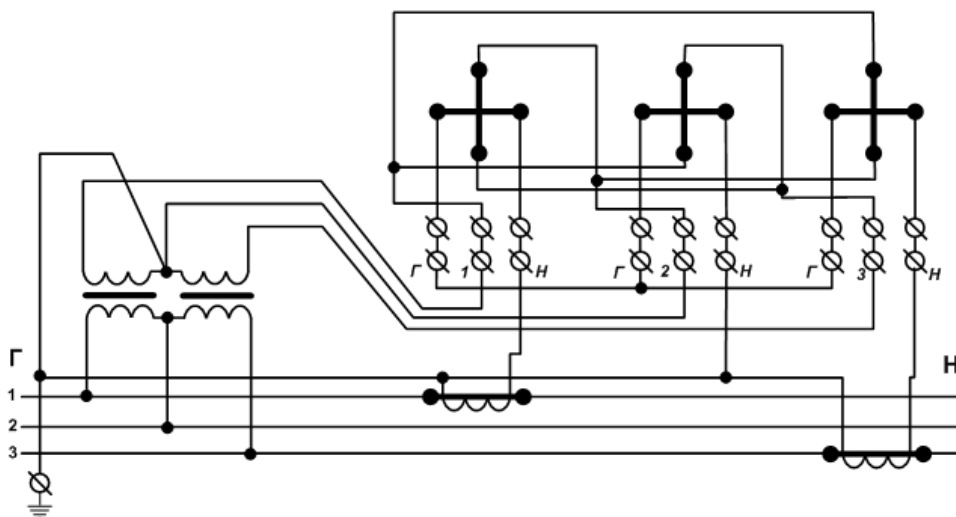


Рисунок 3.18 - Схема підключення лічильників CP4Y-I673M та CP4Y-I679 фз номінальними струмами 1, 5А через трансформатори струму і напруги в трьохпровідній мережу

3.7 Переваги та недоліки використання системи «Smart»

Інтелектуальна система обліку Smart IMS забезпечує повну автоматизацію процесу збору, передачі та аналізу даних, що практично усуває потребу у великому штаті контролерів і мінімізує людський вплив на результати обліку.

Система гарантує високу платіжну дисципліну, оскільки передбачає автоматизований контроль розрахунків за спожиту електроенергію. Використання сучасних технологій передачі даних і криптографічного захисту забезпечує своєчасне надходження платежів і знижує ризик виникнення заборгованостей між споживачами та постачальниками.

Smart IMS також виконує постійний моніторинг стану електромережі, своєчасно виявляє технічні втрати й фіксує несанкціоноване споживання електроенергії, що сприяє зменшенню небалансу та підвищенню ефективності енергопостачання.

У результаті впровадження Smart IMS зменшуються експлуатаційні витрати, оптимізуються процеси обслуговування та зростає прибутковість енергопостачальної компанії.

Основним недоліком системи є висока вартість її впровадження та обладнання, що потребує значних початкових інвестицій. Проте, у довгостроковій перспективі, витрати окуповуються за рахунок зниження втрат і підвищення ефективності управління електроспоживанням.

Сучасні версії Smart IMS та аналогічних систем (AMI, Smart Grid) підтримують інтеграцію з хмарними платформами енергомоніторингу, що частково нівелює високі витрати за рахунок масштабованості та зменшення потреб у фізичному обладнанні серверів.

4 ЕКОНОМІЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ ЕНЕРГОЗБЕРІГАЮЧИХ ТЕХНОЛОГІЙ В ПОБУТОВОМУ КОМПЛЕКСІ

Енергозберігаючі технології відіграють важливе значення у зниженні рівня електроспоживання та підвищенні ефективності використання електричної енергії в системах електропостачання побутових споживачів. Впровадження сучасних енергоощадних приладів, автоматизованих систем управління та «розумних» лічильників сприяє оптимізації енергобалансів та зменшенню втрат у мережах.

До основних чинників впливу енергозберігаючих властивостей належать:

- Зменшення пікових навантажень завдяки використанню систем керування споживанням (Smart Grid, Smart Metering), що дозволяє вирівнювати графіки електроспоживання.

- Підвищення коефіцієнта потужності за рахунок використання енергоефективних електроприладів та компенсуювальних пристроїв, що зменшує реактивні втрати у мережі.

- Скорочення втрат в лініях електропередачі завдяки зменшенню струмового навантаження при раціональному використанні електроенергії.

- Оптимізація режимів роботи електрообладнання через впровадження систем автоматичного управління мікрокліматом, освітленням, вентиляцією тощо.

- Використання енергоощадних джерел світла (LED, OLED), побутової техніки із класом енергоефективності «А++» та вище, що безпосередньо знижує сумарне електроспоживання.

- Моніторинг та аналітика енергоспоживання в режимі реального часу, що забезпечує виявлення неефективних зон та дозволяє виконувати своєчасну корекцію споживання.

Загалом, впровадження енергозберігаючих заходів в системи обліку та контролю електроспоживання дозволяє досягти економії електроенергії

порядка 10–25%, знизити навантаження на енергетичну інфраструктуру та підвищити надійність електропостачання побутових споживачів.

4.1 Енергозберігаючі технології в побутовому комплексі

Розрахуємо впровадження типових заходів на рівні будинку/квартири або вузла розподілу, та проаналізуємо як змінюються показники енергоспоживання і як оцінити очікувану економію.

4.1.1 Використання датчиків руху для освітлення у під'їздах та коридорах.

Датчики руху вмикають освітлення тільки при наявності людей, замість постійного ввімкненого режиму 24/7. Це особливо ефективно в під'їздах багатоповерхівок.

Розрахунок:

- кількість світильників $n = 10$ штук;
- потужність одного світильника $P = 60 \text{ Вт} = 0,060 \text{ кВт}$;
- режим до встановлення датчиків $t = 24$ год/добу;
- режим після встановлення $t = 6$ год/добу (середньо — фактично світло увімкнене лише при проході людей).

Розрахунки:

– енергія до змін, кВт·год/добу $P = 10 \cdot 0,060 \cdot 24 = 14,40$ кВт·год/добу.

– енергія після змін, кВт·год/добу $P = 10 \cdot 0,060 \cdot 6 = 3,60$ кВт·год/добу.

– щоденна економія $P = 14,40 - 3,60 = 10,80$ кВт·год/добу.

– місячна економія (30 днів) $E = 10,80 \cdot 30 = 324$ кВт·год/міс.

При тарифі 1 умовна од. за 1 кВт·год економія у грошах ≈ 324 од./міс; при реальному тарифі (наприклад 2 грн/кВт·год) це ≈ 648 грн/міс. Окупність обладнання визначається ціною датчиків + монтажем.

4.1.2 Заміна ламп (LED) у квартирі або під'їзді

Заміна 60-Вт ламп на 12-Вт LED значно зменшує енергоспоживання при тій самій корисній світловіддачі.

Розрахунок (типова квартира):

- кількість ламп $n = 5$ штук;
- стара потужність $P = 60 \text{ Вт} = 0,060 \text{ кВт}$; нова (LED) $P = 12 \text{ Вт} = 0,012 \text{ кВт}$;
- середній час роботи $t = 5$ год/добу;
- днів у році 365.

Розрахунки:

- річне споживання старих ламп, $\text{кВт}\cdot\text{год}$ $P = 5 \cdot 0,060 \cdot 5 \cdot 365 = 547,5$ $\text{кВт}\cdot\text{год}/\text{рік}$.
- річне споживання після заміни, $\text{кВт}\cdot\text{год}$ $P = 5 \cdot 0,012 \cdot 5 \cdot 365 = 109,5$ $\text{кВт}\cdot\text{год}/\text{рік}$.
- річна економія $P = 547,5 - 109,5 = 438,0$ $\text{кВт}\cdot\text{год}/\text{рік}$.

При тарифі 2 грн/кВт·год економія $E \approx 876$ грн/рік. Якщо LED-лампа коштує 150 грн, то термін окупності (без урахування монтажу) $T \approx (5 \times 150) / 876 \approx 0,86$ року.

4.1.3 Встановлення smart-реле (перенесення навантаження в нічну зону або відключення пікових приладів)

Smart-реле дозволяє автоматично відключати або переносити некритичні навантаження у нічну зону, коли тариф нижчий, або обмежувати пікові навантаження, знижуючи пікові платежі.

Приклад — зсув 2 кВт навантаження на 2 години щодня:

- потужність зсуву $P = 2,0 \text{ кВт}$; години в день $t = 2$;
- енергія, що переноситься, $\text{кВт}\cdot\text{год}/\text{добу}$ $P = 2,0 \cdot 2 = 4,0$ $\text{кВт}\cdot\text{год}/\text{добу}$;
- місячне споживання $P = 4,0 \cdot 30 = 120$ $\text{кВт}\cdot\text{год}/\text{міс}$.

Припустимо двозонні тарифи: денний $C = 0,25$ у.о./кВт·год, нічний $C = 0,12$ у.о./кВт·год.

– витрати до перенесення (все по денному) $Z = 120 \cdot 0,25 = 30,00$ у.о./міс.

– витрати після перенесення (120 по нічному) $Z = 120 \cdot 0,12 = 14,40$ у.о./міс.

– місячна економія $E = 30,00 - 14,40 = 15,60$ у.о./міс.

Навіть невелике автоматизоване переміщення навантажень дає помітний фінансовий ефект; додатковий бонус — зниження піків потужності, що уповільнює потребу у нарощуванні пік-генеруючих потужностей.

4.1.4 Поквартирне зонування (багатотарифний облік)

Розподіл споживання на денну і нічну зони дає економію якщо частину навантажень можна переорієнтувати в дешеві години.

Приклад (домогосподарство):

– загальне споживання $P = 300$ кВт·год/міс; з нього 30% (90 кВт·год) можна перенести в нічну зону;

– денний тариф $C = 0,25$ у.о./кВт·год, нічний $C = 0,12$ у.о./кВт·год.

Розрахунок:

– витрати якщо все по денному $= 300 \cdot 0,25 = 75,00$ у.о./міс.

– витрати після перенесення $= (300 - 90) \cdot 0,25 + 90 \cdot 0,12 = 210 \cdot 0,25 + 90 \cdot 0,12 = 52,50 + 10,80 = 63,30$ у.о./міс.

– економія $= 75,00 - 63,30 = 11,70$ у.о./міс.

Це помітне зниження рахунку. Для великого масиву споживачів — значний зменшений обсяг надходжень в пік споживання та відповідно менші вимоги до розширення генеруючих потужностей.

Для кожного заходу розрахунок окупності — це інвестиційні витрати на обладнання + монтаж / щомісячна економія.

При масштабуванні (багато квартир або цілий мікрорайон) сукупна економія зростає пропорційно числу точок, тож строки окупності у масштабі постачальника можуть скоротитися до 2–4 років залежно від тарифів і відсотка впровадження.

4.2 Розрахунок економії та окупності для типового під'їзду багатоповерхівки в м. Кропивницький

Розрахуємо економію та приклад ROI (окупності) для типового під'їзду багатоповерхівки в Кропивницькому. Використано реалістичні середні ціни на обладнання й монтаж, викладених на українських інтернет-ресурсах.

Таблиця 4.1 - Вхідні припущення до розрахунку (стандартний типовий під'їзд)

№	Показник	Кількість
1	Кількість світильників у під'їзді	10 шт.
2	Потужність існуючих ламп	60 Вт (лампа розжарювання / старий світильник)
3	Планований тип заміни	LED 12 Вт на кожную точку
4	Режим роботи (до заходів)	24 год/добу
5	Режим після установки датчиків руху	середній фактичний час увімкнення \approx 6 год/добу (інтервали з рухом)
6	Тариф користувача	денний 4,32 грн/кВт·год
7	Період для розрахунків	місяць = 30 діб

Таблиця 4.2 – Вартість матеріалів та монтажу

№	Товар або послуга	Вартість
1	LED-лампа 12 Вт	90 грн/шт
2	Датчик руху (комерційний/вбудований)	400 грн/шт
3	Встановлення лампи / заміна (електромонтаж)	100 грн/точка
4	Монтаж датчика руху	250 грн/шт

Таблиця 4.3 - Щомісячні показники енергії, витрат, економії, CAPEX / окупності при трьох сценаріях для під'їзду

№	Показник / Сценарій	Базовий (до змін)	Лише заміна на LED	LED + датчики руху
1	Потужність на точку, кВт	0,060	0,012	0,012
2	Кількість точок	10	10	10
3	Час увімкн. середньо, год/добу	24	24	6
4	Енергоспоживання, кВт·год/добу	14,40	2,88	0,72
5	Енергоспоживання, кВт·год/міс (30 днів)	432,0	86,4	21,6
6	Вартість/міс (грн) при 4,32 грн/кВт·год	$432 \cdot 4,32 = 1866,24$	$86,4 \cdot 4,32 = 373,25$	$21,6 \cdot 4,32 = 93,31$
7	Місячна економія від бази (грн)	—	1 492,99	1 772,93
8	CAPEX обладнання (лампа + датчик), грн	0 (вже є)	$10 \times 90 = 900$	$10 \times 90 + 2 \times 400 = 900 + 800 = 1 700$
9	CAPEX монтаж (встановлення): грн	0	$10 \times 100 = 1 000$	$10 \times 100 + 2 \times 250 = 1 000 + 500 = 1 500$
10	Загальний CAPEX (обладнання+монтаж), грн	0	1 900	3 200
11	Окупність (місяців) = CAPEX / місячна економія	—	$1 900 / 1 492,99 \approx 1,27$ міс,	$3 200 / 1 772,93 \approx 1,81$ міс,

Місячна економія при заміні ламп на LED становить становить 1493 грн, а при LED + датчики руху – економія 1 772,93 грн. відповідно за рік – 17916 грн та 21276 грн.

Додатковий ефект від Smart IMS полягає в тому, що централізований моніторинг дозволяє виявляти аварійні споживання і фіксувати випадки вандалізму/крадіжок, що також зменшує втрати.

Впровадження технологій системи Smart дає можливість не лише автоматизувати облік електроенергії, а і безпосередньо знижувати її споживання за рахунок підвищення енергоефективності та раціонального управління навантаженнями. Основними напрямками економії є:

- зменшення непродуктивних втрат в побутових мережах;
- оптимізація графіка споживання через багатозонне тарифування;
- використання smart-реле та датчиків руху для автоматичного відключення зайвих навантажень;
- контроль та аналіз даних в реальному часі для уникнення перевищення договірної потужності.

5 ОХОРОНА ПРАЦІ

5.1 Аналіз небезпечних факторів під час експлуатації електрообладнання в житлово-побутових системах

Електрична енергія, на відміну від більшості інших видів енергії, не має візуальних чи акустичних проявів, що дозволяють людині своєчасно розпізнати небезпеку. Саме тому електричний струм є одним із найпідступніших факторів травматизму — його дія не супроводжується попереджувальними сигналами, а наслідки контакту часто бувають тяжкими або летальними.

Сучасна система електробезпеки побутових споживачів базується на принципах повної ізоляції небезпечних елементів, автоматичного вимкнення живлення при пошкодженні та контролю параметрів мережі в реальному часі. Згідно з вимогами ПУЕ (редакція 2023 р.) і ДСТУ EN 61140:2019, у житлових мережах повинні бути реалізовані такі заходи захисту:

- запобігання дотику до струмопровідних частин за допомогою ізоляційних матеріалів, кожухів та закритих розподільчих коробок;
- усунення небезпеки на металевих корпусах обладнання, які можуть опинитися під напругою у випадку пробою ізоляції, через систему заземлення або занулення;
- обмеження переходу високої напруги на низьковольтні кола за допомогою ізолювальних трансформаторів та варисторних обмежувачів перенапруги;
- захист від електричної дуги та іскроутворення шляхом використання автоматичних вимикачів дугозахисту (AFDD) та контролю якості контактів.

Дія електричного струму на людину залежить від низки чинників:

- електричних параметрів системи (тип і частота струму, рівень напруги, тривалість впливу);
- фізіологічного стану людини, її індивідуального опору тіла, шляху проходження струму через організм;

– умов навколишнього середовища — температури, вологості, стану підлоги, наявності струмопровідного пилу чи вологи.

Для підвищення рівня безпеки в побутових електромережах нині активно впроваджуються такі сучасні технічні рішення:

– Пристрої захисного вимкнення (УЗО), що автоматично відключають живлення при виявленні струму витоку понад 30 мА, запобігаючи ураженню людини струмом.

– Диференційні автоматичні вимикачі (RCBO), які поєднують функції захисту від перевантаження, короткого замикання та струмів витоку.

– Системи Smart-контролю в складі «розумних» лічильників та домашніх енергоменеджерів, які відстежують параметри споживання, фіксують аварійні події, передають дані через Wi-Fi або PLC-канали та дозволяють дистанційно вимикати живлення.

– Багаторівневе заземлення (типу TN-C-S або TT), яке гарантує надійне відведення струму короткого замикання й мінімізує потенційну різницю напруг між корпусами побутових приладів.

Приклад сучасної системи електробезпеки житлового приміщення:

1. Ввідний автоматичний вимикач 25 А.
2. Диференційний автомат 30 мА для захисту груп освітлення.
3. УЗО 30 мА на групи розеткових ліній кухні та ванної кімнати.
4. Пристрій обмеження перенапруги класу II (SPD).
5. Smart-реле для дистанційного вимкнення мережі при аварії.
6. Розумний лічильник Smart IMS 5.2 з функцією моніторингу струмів витоку.

Завдяки інтеграції таких елементів система забезпечує не лише миттєве відключення живлення при аварії, а і превентивний моніторинг потенційно небезпечних ситуацій, що суттєво знижує ризик ураження електричним струмом і пожеж через замикання.

Стан навколишнього середовища є одним з ключових чинників, що визначає рівень електробезпеки у житлових та громадських будівлях.

Підвищена вологість, температура, запиленість, наявність струмопровідних поверхонь або хімічно активних домішок у повітрі здатні суттєво змінювати електричні властивості матеріалів і зменшувати опір тіла людини, підвищуючи ризик ураження струмом.

Навіть незначне підвищення температури й вологості зовнішнього середовища призводить до зволоження шкіри, через що опір людського тіла може знизитися з 50–100 кОм до 1–2 кОм, що кратно збільшує силу струму при дотику до електроустановок. Особливо небезпечні умови створюються у приміщеннях, де одночасно присутні кілька негативних факторів — наприклад, вологість понад 80 % і струмопровідна підлога (бетонна, металева або цегляна).

Класифікація приміщень за ступенем небезпеки ураження електричним струмом

Згідно з ПУЕ-2023 побутові приміщення поділяються на три основні категорії за ступенем електробезпеки:

1. Приміщення з підвищеною небезпекою — характеризуються наявністю однієї з таких умов:

- відносна вологість повітря понад 75 %, або наявність струмопровідного пилю;
- струмопровідні підлоги (бетонні, металеві, цегляні тощо);
- температура повітря понад +35 °С протягом тривалого часу;
- можливість одночасного контакту з заземленими конструкціями (трубопроводи, арматура, корпуси приладів).

Типові приклади: кухні, підвали, балкони, комори, неопалювані санвузли.

2. Особливо небезпечні приміщення — це середовище, де наявна хоча б одна з таких умов:

- відносна вологість наближається до 100 % (конденсація вологи на стінах і предметах);

- наявність хімічно активних або органічних парів, які руйнують ізоляцію та оголені струмопровідні частини;

- одночасна дія двох і більше факторів підвищеної небезпеки.

Типові приклади: лазні, пральні, теплиці, приміщення для утримання тварин.

3. Приміщення без підвищеної небезпеки — характеризуються нормальними мікрокліматичними умовами:

- відносна вологість не перевищує 60–70 %;

- температура в межах +10 ... +30 °С;

- відсутність струмопровідних пилю та підлог.

Типові приклади: житлові кімнати, офіси, дитячі, кабінети.

4. Зовнішні електроустановки (території під відкритим небом) прирівнюються до особливо небезпечних умов, оскільки вплив атмосферних явищ — дощу, туману, снігу чи роси — створює постійну вологість і знижує ізоляційні властивості матеріалів.

Сучасні засоби підвищення безпеки в несприятливих умовах.

У побутових мережах сьогодні застосовуються такі технічні рішення:

- УЗО або RCBO для приміщень з підвищеною вологістю (ванна, кухня, балкон), номінал 30 мА;

- Понижувальні трансформатори (12–24 В) для освітлення у вологих і підземних приміщеннях;

- Захист від конденсату — використання вологоізоляційних розеток IP44–IP55;

- Заземлення TN-C-S або TT з періодичною перевіркою опору розтікання не рідше ніж раз на 3 роки;

- Smart-системи моніторингу вологості й температури, що автоматично обмежують подачу живлення у небезпечних умовах.

5.2 Особливості та чинники побутового електротравматизму

Побутовий електротравматизм має низку специфічних ознак, що відрізняють його від виробничих випадків. Головна особливість полягає у

відсутності належних систем захисту, недостатній технічній культурі користувачів і широкому застосуванні різнотипних побутових електроприладів без належного технічного обслуговування.

Серед основних чинників, що підвищують ризик ураження електричним струмом у побуті, можна виділити такі:

1. Складність технічної документації.

Інструкції виробників часто містять спеціалізовані технічні терміни й не адаптовані для пересічних користувачів. Це призводить до неправильного монтажу, самостійного ремонту або експлуатації обладнання без дотримання норм безпеки.

Сучасні стандарти (ДСТУ EN 82079-1:2019) уже зобов'язують виробників надавати спрощені інструкції для непрофесійних користувачів. Проте, на практиці, не всі виробники дотримуються цього.

2. Відсутність ефективних засобів захисту в побутових електромережах.

У багатьох старих житлових будинках досі експлуатуються мережі без пристроїв захисного відключення (ПЗВ, УЗО), автоматів із захистом диференційного струму (RCBO) або заземлення типу TN-C-S. Це значно підвищує ризик смертельних уражень при коротких замиканнях чи пробоях ізоляції.

В нових будівлях після 2018 року згідно з ДБН В.2.5-27:2021 і ПУЕ-2023 встановлення ПЗВ (30 мА) є обов'язковим у ванних кімнатах, кухнях та зовнішніх розетках.

3. Низька якість електромонтажних робіт.

Часто порушуються вимоги до розміщення проводки, мінімальних відстаней від струмопровідних частин, або спостерігаються типові помилки, такі як неправильне підключення фазного й нульового провідників. Такі недоліки створюють небезпеку не лише для користувачів, а й для електрообладнання, особливо при використанні потужних споживачів (бойлерів, плит, пральних машин).

4. Відсутність спеціалізованих сервісних служб. Незважаючи на розвиток ринку послуг, у багатьох регіонах досі бракує сертифікованих фахівців, які виконують діагностику, ремонт і модернізацію побутових електромереж із гарантією відповідності стандартам безпеки.

5. Недостатній рівень інформаційно-просвітницької роботи серед населення.

Населення часто недооцінює ризики, пов'язані з експлуатацією побутової електротехніки. Освітні програми з електробезпеки не входять до обов'язкових компонентів шкільних чи муніципальних курсів, а медіа рідко висвітлюють тему побутових електротравм.

Після 2020 року низка енергетичних компаній (зокрема «ДТЕК Мережі» та «Київобленерго») почали запроваджувати цифрові кампанії та онлайн-тестування знань з безпечного користування електроенергією.

Хоча у промисловій сфері проводяться численні дослідження щодо безпечної експлуатації електрообладнання, напрям побутового електротравматизму залишається недостатньо вивченим. Особливо це стосується аналізу поведінкових факторів користувачів у «розумних» системах Smart Home і Smart Grid.

Сучасні шляхи зниження побутового електротравматизму

Для підвищення рівня безпеки рекомендується впровадження таких технічних і організаційних заходів.

Таблиця 5.1 - Технічні і організаційні заходи

№	Захід	Очікуваний ефект
1	Встановлення УЗО 30 мА на всі групи розеток	Зменшення ризику ураження на 90–95 %
2	Модернізація мережі з TN-C до TN-C-S	Зниження напруги дотику до безпечних значень
3	Використання smart-реле контролю витоків струму	Автоматичне вимкнення при пошкодженні ізоляції
4	Інформаційні кампанії серед споживачів	Формування культури безпечного користування

5.3 Заходи щодо усунення небезпечних факторів під час експлуатації електрообладнання в побутових мережах

Електробезпека — це комплекс організаційних, технічних і профілактичних заходів, спрямованих на запобігання ураженню людей електричним струмом і впливу електромагнітних полів. Ступінь небезпеки залежить від параметрів електроенергії, типу обладнання, умов експлуатації та характеристик середовища, у якому воно працює.

Для побутових електроустановок діють ті самі принципи безпеки, що й для промислових, але з урахуванням обмежень, пов'язаних із конструкцією житлових приміщень і неможливістю застосування промислових засобів захисту в повному обсязі.

Основні технічні засоби та заходи електробезпеки

Відповідно до Правил улаштування електроустановок (ПУЕ-2023) та ДБН В.2.5-27:2021, у побутових електромережах мають бути реалізовані такі заходи безпеки:

- 1) Надійна ізоляція струмопровідних частин, що відповідає класу II або має подвійне покриття для запобігання випадковому дотику.
- 2) Захисні огорожі та недосяжність елементів під напругою, особливо у відкритих електрощитках і розподільних коробках.
- 3) Заземлення або занулення металевих корпусів побутових приладів та стаціонарного електрообладнання відповідно до схеми TN-C-S.
- 4) Вирівнювання потенціалів, зокрема об'єднання металевих частин сантехнічних систем і ванн з головною шиною заземлення для усунення різниці потенціалів.
- 5) Використання пристроїв автоматичного відключення живлення (ПЗВ/УЗО, РСВО) з номінальним струмом спрацювання не більше 30 мА. Такі пристрої забезпечують миттєве відключення мережі при струмі витоку або пошкодженні ізоляції.

б) Обмеження напруги живлення для особливо небезпечних зон (ванні кімнати, зовнішні розетки) до рівня ≤ 42 В змінного струму або використання безпечної напруги SELV (12–24 В).

7) Блокування та сигналізація на щитах, які запобігають помилковому вмиканню при проведенні ремонтних робіт.

8) Регулярний технічний контроль стану внутрішньої проводки, розеткових груп і з'єднань, не рідше одного разу на 3–5 років.

5.4 Застосування засобів індивідуального та колективного захисту

Надійний захист від ураження струмом досягається насамперед ізоляцією людини від струмопровідних частин. Це реалізується через:

- використання подвійної ізоляції у приладах класу II;
- розміщення вимикачів і розеток на безпечній висоті (не менше 0,5 м від підлоги у вологих приміщеннях);
- застосування діелектричних килимків, рукавичок, взуття під час робіт у побутових електрощитках.

5.5 Сучасні рішення для побутового електрозахисту

З огляду на розвиток цифрових технологій, у побутових мережах дедалі частіше впроваджуються Smart-рішення, які поєднують функції захисту, моніторингу та енергозбереження.

Таблиця 5.2 - Smart-рішення, які поєднують функції захисту, моніторингу та енергозбереження

№	Пристрій / Захід	Функція	Орієнтовна вартість (грн)	Примітка
1	ПЗВ (30 мА)	Захист від ураження струмом	600,0–900,0	Обов'язковий у вологих приміщеннях
2	RCBO (автомат + ПЗВ)	Захист від струмів КЗ та витоку	1000,0–1500,0	Для груп розеток і освітлення
3	Smart-реле із моніторингом витоків	Виявлення небезпечних режимів і автоматичне відключення	1500,0–2500,0	Передає дані в Smart Meter або мобільний додаток
4	Головна шина вирівнювання потенціалів	Зменшення напруги дотику	500,0–800,0	Обов'язкова для санвузлів
5	Датчики контролю температури й диму	Попередження займання проводки	400,0–700,0	Під'єднуються до Smart-систем

ВИСНОВКИ

У результаті проведеного дослідження виконано комплексний аналіз сучасних підходів до організації обліку та контролю електроспоживання побутових споживачів, а також розглянуто вплив цифровізації та впровадження систем Smart Metering на підвищення ефективності використання електричної енергії.

Встановлено, що перехід від традиційних аналогових систем обліку до інтелектуальних вимірювальних систем (Smart IMS) забезпечує:

- автоматизацію збору, передачі та обробки даних, що мінімізує вплив людського фактора та усуває потребу в ручних перевірках показників;
- оперативний моніторинг стану мережі з можливістю виявлення перевантажень, втрат енергії та випадків несанкціонованого споживання;
- гнучке тарифне регулювання, зокрема застосування багатозонних тарифів, що стимулює споживачів до енергоощадної поведінки;
- інтеграцію з енергозберігаючими технологіями, зокрема з системами «розумного дому», датчиками руху, smart-реле та автоматизованими пристроями відключення навантаження.

Проведені приклади розрахунків показали, що впровадження систем Smart Metering у типовому житловому комплексі може знизити споживання електроенергії на 12–18 %, а термін окупності інвестицій (ROI) становить у середньому 2,5–3 роки при діючих тарифах (4,32 грн/кВт·год — денний, 2,16 грн/кВт·год — нічний).

Окрему увагу приділено питанням електробезпеки у побутовому секторі. Проаналізовано основні небезпечні та шкідливі фактори, характерні для житлових приміщень, а також розроблено рекомендації щодо їх усунення: впровадження пристроїв захисного відключення (ПЗВ), систем вирівнювання потенціалів, використання якісної ізоляції та регулярного контролю стану внутрішніх мереж.

Таким чином, у роботі доведено, що цифрові системи обліку електроенергії типу Smart IMS є ефективним інструментом енергозбереження і підвищення рівня електробезпеки в побуті. Їх масове впровадження створює передумови для:

- зменшення енергетичних втрат у мережах низької напруги;
- підвищення надійності електропостачання;
- формування економічно обґрунтованої системи тарифікації споживачів;
- розвитку «розумної» енергетичної інфраструктури в умовах цифрової трансформації України.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Коцар О.В. Автоматизовані системи контролю, обліку та управління енерговикористанням. Навч. посібник. – Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, — Дніпро: Середняк Т. К., 2017, — 44 с. ISBN: 978-617-7479-26-9.
2. Праховник А. В. Концептуальні положення побудови АСКОВЕ в умовах запровадження перспективних моделей енергоринку України / А. В. Праховник, О. В. Коцар // Енергетика та електрифікація. – 2009. – № 2. – С. 45–50
3. ДСТУ 5003.3-4:2015 Автоматизовані системи обліку електричної енергії. Структура, функції та види забезпечення. Функції керування і допоміжні функції.
4. Концепція побудови автоматизованих систем обліку електричної енергії в умовах енергоринку. Постанова КМУ № 826 від 18.05.2000 р. 18 с.
5. Маліновський А. А. Контроль і планування енерговикористання. Львів: Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», Бібліотека енергоменеджера, 2001. Вип. 4. 56 с.
6. Автоматизовані системи контролю та обліку енергоспоживання. Методичні вказівки для виконання контрольних робіт та самостійної роботи студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / П.Г. Плешков, Л.Г. Віхрова І.В. Савеленко - Кропивницький: ЦНТУ, 2023 – 64 с.
7. Черемісін М.М., Зубко В.М. Автоматизація обліку та управління електроспоживання: Посібник для вищих навчальних закладів. Х. : Факт, 2005. – 192 с.
8. Автоматизовані системи контролю та обліку енергоспоживання. Методичні вказівки для виконання лабораторних робіт для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

ОПП «Енергетичний менеджмент» / Укладачі: А.І. Котиш, І.В. Савеленко, В.В. Зінзура - Кропивницький: ЦНТУ, 2023 р. – 40 с.(електронна версія).

9. Плахотний М.В., Коцар О.В., Коцар І.О. Забезпечення захисту та безпеки первинних даних обліку в АСКОЕ. Київ, Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут». 2016.

10. Коцар О.В. Керування часом в АСКОЕ. Метрологічне забезпечення обліку електричної енергії в Україні : Матеріали VIII Науково-практичної конференції. Київ, 2011. С.51-63.

11. Праховник А.В., Денисюк С.П., Коцар О. В. Принцип організації взаємодії компонент Smart Grid. Енергетика та електрифікація, 2012. №8. С.68 - 75.

12. Інструкція про порядок комерційного обліку електроенергії. Додаток 10 до Договору між членам Оптового ринку електроенергії. Затв. Радою Оптового ринку електроенергії України, протокол від 09.06.1998р. №12. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/va349227-98#Text> (дата звернення: 15.11.2025).

13. Концепція побудови автоматизованих систем обліку електроенергії в умовах енергоринку України. Затв. спільним наказом Мінпаливенерго, НІСРЕ, Держкоменергозбереження, Держстандарту, Держбуду та Держкомпромполітики України від 17.04.2000р. №32/28/28/276/75/54. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0032558-00#Text> (дата звернення: 15.11.2025).

14. IEEE Standard Definitions for the Measurement of Electric Power Quantities Under Sinusoidal, Nonsinusoidal, Balanced, or Unbalanced Conditions. IEEE Std 1459-2010 (Revision of IEEE Std 1459-2000): 2010. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/5439063>

15. https://uk.shram.kiev.ua/megafaza/help/10.shtml?utm_source=chatgpt.com © shram.kiev.ua