

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЗАХІДНОУКРАЇНСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ФАКУЛЬТЕТ КОМП'ЮТЕРНИХ ІНФОРМАЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ
КАФЕДРА СПЕЦІАЛІЗОВАНИХ КОМП'ЮТЕРНИХ СИСТЕМ

КОВБАС БОГДАН ВІТАЛІЙОВИЧ

КОМП'ЮТЕРИЗОВАНА СИСТЕМА ОБЛІКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

СПЕЦІАЛЬНІСТЬ 152 - МЕТРОЛОГІЯ ТА ІНФОРМАЦІЙНО-
ВИМІРЮВАЛЬНА ТЕХНІКА

ВИПУСКНА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА ЗА СТУПЕНЕМ ВИЩОЇ
ОСВІТИ "БАКАЛАВР"

ВИКОНАВ СТУДЕНТ ГРУПИ МТІР-41
БОГДАН КОВБАС

НАУКОВИЙ КЕРІВНИК:
К.Т.Н.. О.М. ЗАСТАВНИЙ

ДИПЛОМНУ РОБОТУ ДОПУЩЕНО ДО ЗАХИСТУ:
" ____ " _____ 20__ Р.

ЗАВІДУВАЧ КАФЕДРИ
_____ А.І.СЕГІН

ТЕРНОПІЛЬ 2026

ЗМІСТ

ВСТУП	5
1. АНАЛІЗ ІСНУЮЧИХ РОЗРОБОК.....	8
1.1 Облік електроенергії в Україні: нормативний контекст	8
1.2 Апаратні засоби систем обліку електроенергії.....	11
1.3 Передавання даних, програмні засоби та узагальнення.....	20
2. РОЗРОБЛЕННЯ АЛГОРИТМІЧНОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ СИСТЕМИ ОБЛІКУ	24
2.1 Математичні основи вимірювання електричних величин	24
2.2 Алгоритми ініціалізації та основного циклу вузла.....	30
2.3 Алгоритми обчислення величин, тарифікації та обробки даних	33
3. ПРОГРАМНА РЕАЛІЗАЦІЯ ТА ТЕСТУВАННЯ СИСТЕМИ.....	40
3.1 Програмна реалізація вимірювального вузла.....	40
3.2 Реалізація серверної частини та візуалізації	42
3.3 Тестування системи	43
ВИСНОВКИ.....	50
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	52
ДОДАТОК.....	57

ВСТУП

Актуальність теми: Облік електроенергії лежить в основі грошових розрахунків між усіма учасниками енергетичного ринку. Від точності та оперативності вимірювань залежать справедливність тарифікації, прозорість балансу електроенергії та можливість керувати споживанням. Після запуску нового ринку електричної енергії України 1 липня 2019 року вимоги до обліку суттєво зросли. Поділ обленерго на операторів систем розподілу та постачальників, поява погодинного балансуючого ринку й ринку «на добу наперед» зробили потрібним облік не просто сумарної енергії, а її розподілу в часі. Кожна точка обліку перетворилася на джерело даних, від якого залежать фінансові потоки між постачальником, оператором мережі та споживачем.

Класична схема обліку з індукційним лічильником і ручним зніманням показань уже не відповідає цим вимогам. Вона не дає погодинного профілю споживання, не передає дані дистанційно й потребує візиту контролера. Дані знімаються раз на місяць, тому будь-які відхилення режиму споживання залишаються непоміченими до наступного зчитування. Така інертність унеможлиблює оперативне виявлення втрат, несанкціонованих підключень чи аварійних режимів. Кодекс комерційного обліку електричної енергії, затверджений Національною комісією, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, вимагає для частини об'єктів інтервального обліку з дистанційним зчитуванням. Це створює потребу в системах, що автоматично вимірюють, передають і зберігають дані про спожиту енергію.

Технології Інтернету речей дають зручний шлях до побудови таких систем. Недорогі мікроконтролери з вбудованим бездротовим зв'язком, цифрові сенсори струму й напруги, спеціалізовані мікросхеми обліку та доступні хмарні платформи дозволяють зібрати вимірювальний вузол, який передає дані в реальному часі. Поєднання таких вузлів у мережу дає основу для комп'ютеризованої системи обліку електроенергії з широкими

порядок нижча за вартість промислової системи обліку, а гнучкість налаштування значно вища.

Окремо потреба в гнучких і недорогих рішеннях відчувається в умовах України. Програми заміни лічильників на «розумні», розгортання мереж вузькосмугового Інтернету речей усіма мобільними операторами та масштабні проєкти операторів систем розподілу показують рух у бік цифрового обліку. Водночас повна модернізація обліку силами операторів триватиме роками, тому паралельно зростає інтерес до власних рішень моніторингу споживання на рівні окремого будинку, підприємства чи навчального закладу. Тому розроблення комп'ютеризованої системи обліку електроенергії на базі технологій Інтернету речей є актуальним прикладним завданням, що поєднує метрологічну та інформаційну складові.

Мета і завдання кваліфікаційної роботи: Метою роботи є проєктування комп'ютеризованої системи обліку електроенергії на базі технологій Інтернету речей зі збором, передачею та візуалізацією параметрів електроспоживання в реальному часі.

Для досягнення поставленої мети сформульовано такі завдання:

- проаналізувати нормативні вимоги до комерційного обліку електроенергії в Україні та наявні типи лічильників і систем обліку;
- розглянути сенсори струму й напруги, мікросхеми обліку та мікроконтролерні платформи, придатні для побудови вимірювального вузла;
- порівняти протоколи передачі даних і хмарні платформи за придатністю для систем обліку;
- обґрунтувати вибір елементної бази, протоколу зв'язку та програмної платформи;
- розробити структурну та функціональну організацію системи обліку;
- оцінити метрологічні характеристики розробленого рішення та сформулювати висновки щодо його застосовності.

Об'єкт дослідження: процес комерційного та технічного обліку

електроенергії засобами автоматизованих систем.

ДП.МТІР.10658873.00.00.0000 ПЗ

Арк.

6

Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата	
-----	------	----------	-------	------	--

Предмет дослідження: методи, апаратні засоби та програмне забезпечення побудови комп'ютеризованої системи обліку електроенергії на базі мікроконтролерної платформи з бездротовим зв'язком.

Методи дослідження: У роботі застосовано методи системного аналізу для порівняння наявних рішень, методи проєктування цифрових вимірювальних систем для розробки структури вузла, методи метрологічного аналізу для оцінки точності, методи макетування для апробації та методи статистичної обробки результатів вимірювань. Аналітичний огляд спирається на чинні нормативні документи, стандарти, технічну документацію виробників і наукові публікації.

Практичне значення одержаних результатів: Розроблена система може бути використана для моніторингу споживання електроенергії на побутових та комерційних об'єктах, у задачах енергоменеджменту й виявлення неефективних режимів роботи навантаження. Сформульовані рекомендації щодо вибору компонентів придатні для тиражування у схожих проєктах обліку на базі Інтернету речей.

Апробація результатів кваліфікаційної роботи. Основні положення та результати роботи апробовано у наукових публікаціях:

1) _____

Робота містить __ сторінок основного тексту, __ таблиць, __ рисунків та __ джерел у переліку використаної літератури.

					ДП.МТІР.10658873.00.00.0000 ПЗ	Арк.
						7
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

1 АНАЛІЗ ІСНУЮЧИХ РОЗРОБОК

1.1 Облік електроенергії в Україні: нормативний контекст

Комерційний облік електроенергії в Україні після запуску нового ринку електричної енергії регулюється Кодексом комерційного обліку електричної енергії. Цей документ визначає організацію обліку, вимоги до засобів вимірювальної техніки та порядок обміну даними між учасниками ринку. До реформи облік ґрунтувався на правилах оптового ринку, де домінувала схема з одним продавцем і покупцем електроенергії. Нова модель ринку передбачає кілька сегментів торгівлі, у кожному з яких розрахунки потребують власних даних обліку. Розрахунки на ринку «на добу наперед», внутрішньодобовому та балансуєчому ринках потребують погодинних даних про споживання, тому облік перестав бути простим зніманням сумарного показання раз на місяць [1, 2].

Структура нового ринку охоплює кілька ключових учасників. Оператором системи передачі виступає Національна енергетична компанія «Укренерго», яка відповідає за магістральні мережі та диспетчеризацію об'єднаної енергосистеми. Операторами систем розподілу є обласні енергопостачальні компанії, що обслуговують розподільні мережі. Окремо діють оператор ринку, який організовує торги на ринку «на добу наперед» та внутрішньодобовому ринку, і гарантований покупець, що викуповує електроенергію з відновлюваних джерел. Регулятором усіх цих відносин є Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг. Облік є тим інструментом, який забезпечує грошові розрахунки між усіма цими учасниками, тому вимоги до нього закріплені на рівні нормативного документа [2].

Кодекс вводить поняття автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії. Це сукупність засобів вимірювальної техніки, обладнання для збору, обробки, збереження й відображення даних, а також засобів зв'язку та

синхронізації часу. Така система не зводиться до окремого лічильника, а є					Арк.
ДП.МТІР.10658873.00.00.0000 ПЗ					8
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата	

цілісною інформаційно-вимірювальною структурою. Окремо виділено інтервальний лічильник, який вимірює та відображає енергію диференційовано за визначеними періодами часу. Саме інтервальний облік дає погодинний профіль навантаження, потрібний для роботи ринку. Для зберігання профілю навантаження встановлено визначені терміни залежно від тривалості інтервалу інтегрування: чим коротший інтервал, тим менший період зберігання вимагається від приладу [3].

Об'єкти обліку поділяються на дві групи. До групи «А» належать майданчики генерації, накопичувачів, відпуску електроенергії в мережу, а також великі споживачі, потужність або обсяг споживання яких перевищує встановлений поріг. Для них обов'язкові інтелектуальні лічильники з дистанційним зчитуванням і валідованими погодинними даними. Решта об'єктів, передусім дрібні споживачі, належить до групи «Б», для якої вимоги м'якші. Поступове розширення групи «А», коли поріг потужності знижується, означає, що дедалі більше об'єктів потребують саме автоматизованого, а не ручного обліку. Ця тенденція й формує запит на доступні технічні рішення дистанційного обліку [3, 4].

Вимоги до точності лічильників прив'язані до рівня напруги та потужності об'єкта. У Кодексі виділяють чотири рівні напруги: від мереж понад сто п'ятдесят чотири кіловольти до мереж до одного кіловольта включно. Для побутових споживачів і малих об'єктів низької напруги застосовується клас точності один. Для середньої напруги вимагається клас нуль ціла п'ять десятих з позначкою «S», що означає підвищені вимоги до точності в зоні малих струмів. Для високої та надвисокої напруги великих об'єктів встановлено клас нуль ціла дві десятих з позначкою «S». Така градація відображає простий принцип: чим більший обсяг енергії проходить через точку обліку, тим жорсткіші вимоги до похибки вимірювання, бо тим більшою буде грошова ціна навіть невеликої відносної похибки [3, 5]. Це задає метрологічний орієнтир, з яким далі порівнюються технічні характеристики

рішень на базі Інтернету речей.

ДП.МТІР.10658873.00.00.0000 ПЗ

Арк.

9

Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата
-----	------	----------	-------	------

Для об'єктів високої напруги Кодекс додатково вимагає встановлення трансформаторів струму й напруги відповідних класів точності, а на найвідповідальніших приєднаннях — встановлення основного та дублюючого лічильників. Це підвищує надійність обліку й унеможливорює втрату даних у разі відмови одного приладу. Трансформатори струму й напруги самі є засобами вимірювальної техніки зі своїми класами точності, і сумарна похибка обліку складається з похибок лічильника та вимірювальних трансформаторів. Тому проєктування точки обліку є комплексним завданням, де враховується весь вимірювальний ланцюг [3].

Лічильники електроенергії в Україні належать до законодавчо регульованих засобів вимірювальної техніки згідно із Законом «Про метрологію та метрологічну діяльність». Це означає обов'язкову повірку з визначеними міжповірочними інтервалами. Для статичних однофазних лічильників інтервал становить кілька років, для трифазних також визначений нормативно, а сам факт повірки підтверджує придатність приладу для комерційних розрахунків. Без повірки прилад не може використовуватися для грошових розрахунків, навіть якщо технічно він вимірює енергію коректно. Повірку проводять акредитовані установи, а результати вносять до відповідних реєстрів. Цей аспект є вирішальним при оцінці того, чи може певне технічне рішення застосовуватися для комерційного обліку, чи лише для технічного моніторингу [6].

Технічною основою сумісності систем обліку є набір стандартів. Загальні вимоги до лічильників задають стандарти серії шістдесят дві тисячі п'ятдесят два за класифікацією Міжнародної електротехнічної комісії, вимоги до класів точності статичних лічильників — серія шістдесят дві тисячі п'ятдесят три. Обмін даними з лічильниками стандартизує протокол на основі серії шістдесят дві тисячі п'ятдесят шість, відомий як набір специфікацій передавання даних лічильників. Для опису енергетичних об'єктів використовується спільна інформаційна модель за стандартами шістдесят

одна	тисяча дев'ятсот	шістдесят вісім та шістдесят одна тисяча дев'ятсот	ДП.МТІР.10658873.00.00.0000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата
				10

сімдесят. Гармонізовані українські стандарти відповідають цим документам, що забезпечує сумісність вітчизняного обладнання з міжнародним [7, 8].

Останніми роками в Україні помітний рух у бік цифрового обліку. Мобільні оператори розгорнули мережі вузькосмугового Інтернету речей, придатні для передачі даних лічильників за малого енергоспоживання абонентського пристрою. Оператори систем розподілу масово встановлюють «розумні» лічильники в межах власних програм, а частина таких програм передбачає безкоштовну заміну приладів для споживачів. Це формує інфраструктуру, у якій вузли обліку на базі Інтернету речей стають природним елементом, а накопичений світовий досвід модернізації обліку, зокрема в країнах Європи, слугує орієнтиром для вітчизняних проєктів [9, 10, 12].

1.2 Апаратні засоби систем обліку електроенергії

Апаратна частина системи обліку охоплює власне лічильники, сенсори струму й напруги, спеціалізовані мікросхеми обліку та обчислювальні платформи. Розгляд доцільно почати з лічильників як завершених приладів комерційного обліку, а далі перейти до компонентів, з яких будується вимірювальний вузол на базі Інтернету речей.

Лічильники електроенергії поділяються за кількома ознаками. За принципом дії розрізняють індукційні, які називають також електромеханічними, та статичні, тобто електронні. Індукційний лічильник вимірює енергію через обертання алюмінієвого диска під дією електромагнітного поля, утвореного котушками струму й напруги. Кількість обертів диска пропорційна спожитій енергії, а механічний лічильний механізм перетворює їх у показання. Такий прилад простий і надійний, але має суттєві обмеження: він вимірює лише активну енергію в одному напрямку, не підтримує багатозонний облік і не має засобів передачі даних [11].

Статичний лічильник працює інакше. Він оцифровує миттєві значення

струму й напруги, а потім обчислює потужність та енергію цифровими					Арк. ДП.МТІР.10658873.00.00.0000 ПЗ 11
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата	

методами. Це дає змогу вимірювати активну й реактивну енергію, враховувати кілька тарифних зон, вести профіль навантаження та передавати дані цифровими інтерфейсами. Саме статичні лічильники стали основою сучасних систем обліку. За кількістю фаз лічильники бувають однофазні, призначені для побутових споживачів, та трифазні для підприємств і об'єктів із трифазним живленням. За тарифікацією розрізняють однотарифні та багатотарифні прилади, останні дозволяють обліковувати енергію окремо для різних періодів доби [11].

Окрему категорію складають «розумні» лічильники. Вони мають функцію дистанційного зчитування показань, ведуть профіль навантаження та підтримують двосторонній зв'язок із системою обліку. Такий прилад може не лише передавати дані, а й приймати команди, наприклад на обмеження потужності чи відключення. Саме такі лічильники відповідають вимогам Кодексу для об'єктів групи «А» і поступово витісняють індукційні моделі. Зовнішній вигляд типового однофазного електронного лічильника показано на рисунку 1.1 [11, 12].



Рисунок 1.1 – Однофазний електронний лічильник електроенергії
ДП.МТІР.10658873.00.00.0000 ПЗ

Арк.

12

Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата

На українському ринку поширені лічильники вітчизняного виробника НІК. Модель НІК 2102 — однофазний лічильник класу точності один на номінальну напругу двісті двадцять вольтів із максимальним струмом до шістдесяти ампер. Він підтримує кілька тарифів та оснащений оптичним портом для зчитування даних, а в окремих виконаннях має модуль бездротового зв'язку.

Прилад розрахований на тривалий термін служби з міжпіврічним інтервалом у багато років, що робить його типовим вибором для побутового сектору.

Модель НІК 2303 — трифазний статичний лічильник з підтримкою тарифних зон, інтерфейсами для зв'язку по лінії зв'язку та по силовій мережі; новіші версії випускаються з класом точності нуль ціла п'ять десятих з позначкою «S» для трансформаторного підключення на об'єктах середньої напруги [13, 14].

Поряд із вітчизняними приладами на ринку присутні рішення для систем комерційного обліку, зокрема трифазний лічильник Альфа Смарт, що застосовується в автоматизованих системах і підтримує цифрові інтерфейси обміну даними. Такі прилади орієнтовані на промислові об'єкти й точки обліку з підвищеними вимогами.

Світові виробники також постачають лічильники для українських проєктів модернізації обліку, проте конкретні характеристики таких приладів суттєво залежать від моделі та потребують окремого уточнення за технічною документацією [15].

Узагальнені характеристики розглянутих лічильників наведено в таблиці 1.1. Вони задають еталон, з яким зіставляються параметри вузла обліку на базі Інтернету речей.

					ДП.МТІР.10658873.00.00.0000 ПЗ	Арк.
						13
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Таблиця 1.1 – Характеристики лічильників електроенергії українського ринку

Модель	Фази	Клас точності	Напруга, струм	Інтерфейси
НІК 2102	1	1,0	220 В, 50–60 А	оптопорт, радіомодуль (опц.)
НІК 2303, базова	3	1,0; реакт. 2,0	3×220/380 В, 10–120 А	оптопорт, RS-485, PLC
НІК 2303, нова	3	0,5S	трансформаторн е	RS-485, PLC, реле
Альфа Сمارт	3	для АСКОВЕ	100/380 В, 5 А	цифрові інтерфейси

Спільна тенденція очевидна. Індукційні лічильники поступаються місцем статичним багатотарифним приладам з цифровими інтерфейсами. Це створює технічне підґрунтя для інтеграції обліку в комп'ютеризовані системи, де дані автоматично передаються й обробляються без участі людини. Водночас сертифікований лічильник залишається відносно дорогим приладом, а його функціонал зосереджений на завданні комерційного обліку. Це й відкриває нішу для гнучкіших рішень моніторингу, побудованих на компонентах Інтернету речей.

Якщо лічильник є завершеним приладом, то вузол обліку на базі Інтернету речей доводиться будувати з окремих компонентів, і його точність визначається передусім способом знімання струму й напруги. Для вимірювання струму застосовують кілька методів, кожен з яких має свої переваги й обмеження. Шунт — це резистор малого опору, увімкнений послідовно в коло; падіння напруги на ньому пропорційне струму. Шунт вимірює як змінний, так і постійний струм і дає високу точність, але не забезпечує гальванічної розв'язки вимірювального кола від силового, що ускладнює безпечне підключення вимірювальної електроніки [16].

Трансформатор струму розв'язує вимірювальне коло від силового магнітним способом. Первинною обмоткою слугує сам силовий провід, а у вторинній обмотці наводиться струм, пропорційний вимірюваному з певним коефіцієнтом трансформації. Такий метод широко використовується в лічильниках і вимірювальних системах. Датчик на ефекті Холла вимірює магнітне поле навколо провідника й працює зі змінним і постійним струмом, забезпечуючи розв'язку. Котушка Роговського вимірює похідну струму за часом і придатна для великих і швидкозмінних струмів, проте потребує інтегрувального кола для відновлення сигналу [16, 17].

Для аматорських та напівпрофесійних рішень популярні неінвазивні кліщі-сенсори на основі розрізного трансформатора струму. Вони охоплюють провідник без розриву кола, що спрощує монтаж і робить вимірювання безпечним. Поширений сенсор цього типу дає на виході струм або напругу, пропорційні вимірюваному струму, у діапазоні до ста ампер, із заявленою лінійністю та точністю в межах кількох відсотків. Датчик на ефекті Холла у вигляді готового модуля вимірює струм у діапазоні від кількох до десятків ампер із гальванічною розв'язкою, проте його точність помітно залежить від температури й рівня шумів. Для вимірювання напруги застосовують резистивні дільники, трансформатори напруги або спеціальний модуль на основі трансформатора, який після калібрування дає похибку менше одного відсотка [16, 18, 19].

Замість програмного розрахунку потужності на звичайному аналого-цифровому перетворювачі мікроконтролера ефективніше використовувати спеціалізовані мікросхеми обліку електроенергії. Такі мікросхеми містять прецизійні аналого-цифрові перетворювачі та цифровий сигнальний процесор, налаштований на обчислення електричних величин. Мікросхема для однофазного обліку виконує вимірювання активної енергії з цифровою обробкою сигналу; мікросхема для трифазного обліку забезпечує одночасну вибірку каналів усіх фаз; найдосконаліші мікросхеми додають аналіз якості

електроенергії та мають малу температурну похибку. Ці мікросхеми					Арк. ДП.МТІР.10658873.00.00.0000 ПЗ 15
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата	

обчислюють активну, реактивну й повну потужність, коефіцієнт потужності та діюче значення струму й напруги апаратно, що дає вищу точність порівняно з програмним розрахунком на ресурсах загального мікроконтролера [20, 21, 22].

Вибір методу вимірювання визначає всю подальшу структуру вузла. Якщо застосувати спеціалізовану мікросхему обліку з трансформатором струму, то мікроконтролер звільняється від обчислень і лише зчитує готові результати цифровим інтерфейсом. Якщо ж використати простий сенсор струму, підключений до аналого-цифрового перетворювача мікроконтролера, то всі обчислення діючих значень та потужності лягають на програму, а точність обмежується якістю перетворювача та алгоритму. Порівняння поширених сенсорів струму наведено в таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 – Характеристики сенсорів струму для вузла обліку

Сенсор	Принцип дії	Діапазон	Похибка	Струм
Розрізний ТС, 30 А	трансформатор струму	0–30 А	$\pm 1 \%$	змінний
Розрізний ТС, 100 А	трансформатор струму	0–100 А	$\pm 1-2 \%$	змінний
Датчик Холла, 5 А	ефект Холла	± 5 А	$\approx \pm 1,5 \%$	змін. і пост.
Датчик Холла, 30 А	ефект Холла	± 30 А	$\approx \pm 2 \%$	змін. і пост.
Шунт	резистивний	за номіналом	висока точність	змін. і пост.

Аналіз таблиці показує, що вибір сенсора є компромісом між точністю, наявністю гальванічної розв'язки, складністю монтажу й вартістю. Неінвазивні трансформатори струму зручні для встановлення без розриву кола, датчики Холла прості в підключенні й вимірюють постійну складову, шунти дають високу точність, але вимагають розв'язки вимірювальної частини. Для метрологічно відповідального обліку перевагу мають трансформатори струму

у поєднанні зі спеціалізованою мікросхемою обліку, тоді як прості модулі на ефекті Холла придатні радше для орієнтовного моніторингу.

Сенсори й мікросхеми обліку лише формують вимірювальні дані, тоді як їх зчитування, обробку та передавання забезпечує обчислювальне ядро вузла — мікроконтролер. Він зчитує дані сенсорів, виконує попередню обробку та передає результати на сервер. Серед доступних платформ найпоширенішою для таких задач є родина мікроконтролерів зі вбудованим бездротовим зв'язком. Платформа ESP32 поєднує двоядерний процесор із тактовою частотою до двохсот сорока мегагерц, вбудовані модулі бездротового зв'язку та достатній обсяг оперативної пам'яті для попередньої обробки даних. Завдяки наявності бездротового зв'язку прямо на кристалі такий мікроконтролер не потребує окремого модуля для виходу в мережу, що спрощує схему та знижує вартість вузла. Зовнішній вигляд типової налагоджувальної плати на базі цього мікроконтролера наведено на рисунку 1.2 [23, 25].

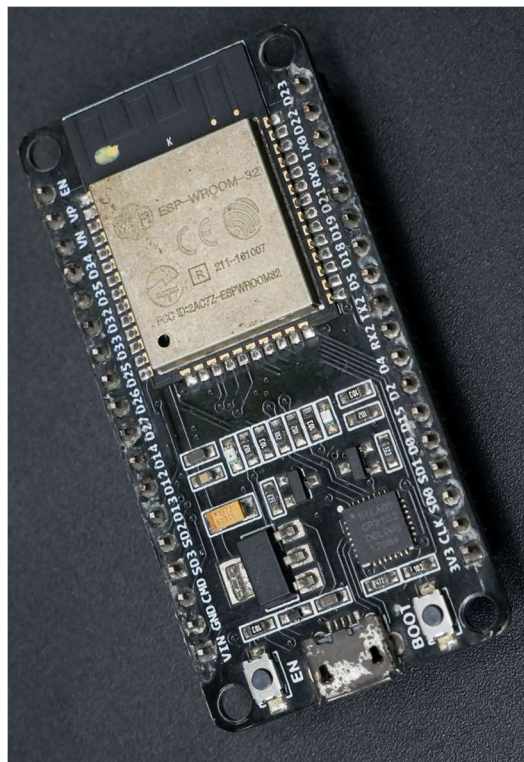


Рисунок 1.2 – Налагоджувальна плата на базі мікроконтролера ESP32

					ДП.МТІР.10658873.00.00.0000 ПЗ	Арк.
						17
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Слід враховувати, що вбудований аналого-цифровий перетворювач такого мікроконтролера має помітну нелінійність і похибку без калібрування, тому для точного обліку струм і напругу краще знімати зовнішньою спеціалізованою мікросхемою обліку, а сам мікроконтролер використовувати лише для зчитування й передачі готових результатів. Удосконалена версія платформи додає інструкції для обробки сигналів, корисні для аналізу профілю навантаження та розпізнавання роботи окремих приладів. Серед інших платформ застосовують простіші мікроконтролери з бездротовим зв'язком для найпростіших вузлів, мікроконтролери серії, що не мають вбудованого бездротового зв'язку, але дають високу обчислювальну точність, та одноплатні комп'ютери у ролі шлюзу. Шлюз збирає дані з кількох вузлів і передає їх на сервер, виконуючи роль концентратора [23, 24, 25].

Окрім збирання вузла з окремих компонентів, існують готові модулі обліку, що поєднують сенсори та мікросхему обліку на одній платі. Поширений модуль обліку вимірює напругу, струм, активну потужність, частоту, коефіцієнт потужності та спожиту енергію з похибкою близько половини відсотка й передає дані по послідовному інтерфейсу за протоколом промислового обміну, що зручно поєднується з мікроконтролером. Такий модуль комплектується трансформатором струму на сто ампер і живиться безпосередньо від мережі. Зовнішній вигляд модуля разом із трансформатором струму показано на рисунку 1.3 [26].

					ДП.МТІР.10658873.00.00.0000 ПЗ	Арк.
						18
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		



Рисунок 1.3 – Модуль обліку електроенергії з трансформатором струму

На ринку доступні й готові пристрої обліку для систем розумного будинку. Один із них веде трифазний облік з бездротовим і дротовим зв'язком та підтримкою протоколів промислового обміну й телеметрії, забезпечуючи заявлену похибку близько одного відсотка. Інший пристрій на простішому мікроконтролері дозволяє моніторинг споживання однофазного навантаження з можливістю встановлення відкритого програмного забезпечення, що розширює його функціонал. Окремої уваги заслуговує відкритий проєкт моніторингу енергії, який пропонує плати з кількома каналами для трансформаторів струму та базову станцію на одноплатному комп'ютері. Цей проєкт демонструє повноцінну систему моніторингу з відкритими схемами й програмним кодом, тому часто використовується як основа для власних розробок [27, 28, 29].

Узагальнене порівняння готових рішень наведено в таблиці 1.3. Воно дозволяє зіставити їх за кількістю фаз, точністю, типом зв'язку та протоколом обміну.

Таблиця 1.3 – Готові модулі та рішення обліку на базі Інтернету речей

Рішення	Фази	Похибка	Зв'язок	Протокол обміну
Модуль обліку, 100 А	1	0,5 %	послідовний й	промисловий обмін

Рішення	Фази	Похибка	Зв'язок	Протокол обміну
Трифазний лічильник	3	1 %	бездрот., дріт.	обмін, телеметрія
Однофазний пристрій	1	$\approx 1-2$ %	бездротовий	телеметрія, відкрите ПЗ
Вузол на ESP32 і ТС	1	$\approx 2-4$ %	бездротовий	телеметрія

Як видно з таблиці, готові модулі з вбудованою мікросхемою обліку забезпечують похибку на рівні півпроцента — одного відсотка, що наближає їх до побутових лічильників за точністю. Натомість вузол, зібраний із простого сенсора струму та аналого-цифрового перетворювача мікроконтролера, дає похибку в кілька відсотків і потребує ретельного калібрування. Це підтверджує доцільність застосування спеціалізованих мікросхем або готових модулів обліку там, де важлива точність.

1.3 Передавання даних, програмні засоби та узагальнення

Вибір протоколу зв'язку визначається балансом між дальністю, споживанням, пропускною здатністю та інфраструктурними вимогами. Протоколи у системах обліку умовно поділяють на два рівні: протоколи обміну з лічильником і протоколи передавання даних у мережу. Для систем обліку основним стандартом обміну з лічильниками є набір специфікацій передавання даних лічильників. Він описує дані лічильника через об'єктну модель та стандартизовані коди ідентифікації об'єктів і працює поверх різних фізичних середовищ — оптичного порту, силової лінії чи мережі передавання даних. Для локального обміну з модулями обліку широко застосовується протокол промислового обміну у варіантах для послідовного інтерфейсу та мережі, а для лічильників комунальних послуг — спеціалізований протокол лічильників [1, 30].

					ДП.МТІР.10658873.00.00.0000 ПЗ	Арк.
						20
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Бездротові технології відрізняються за дальністю та споживанням, і саме вони визначають архітектуру дистанційного обліку. Технологія вузькосмугового Інтернету речей працює в ліцензованому стільниковому діапазоні, забезпечує широке покриття та роки автономної роботи від батареї, але потребує абонентської плати оператору зв'язку. Технологія далекого радіозв'язку малої потужності дає дальність до кількох кілометрів за дуже малого споживання й придатна для віддалених лічильників, проте має низьку пропускну здатність. Технологія локальних самоорганізованих мереж утворює сітку вузлів на короткій відстані з низьким споживанням. Бездротова локальна мережа дає високу швидкість, але споживає більше енергії й підходить для об'єктів зі стаціонарним живленням. Стільниковий зв'язок другого покоління й досі застосовується для дистанційних лічильників там, де доступне відповідне покриття [31, 32].

На прикладному рівні для телеметрії Інтернету речей де-факто стандартом став протокол із моделлю «видавець — підписник». Вузол обліку публікує дані у визначену тему на брокері повідомлень, а споживачі даних, такі як база даних і система візуалізації, підписуються на цю тему. Така модель забезпечує слабе зв'язування компонентів, дозволяє додавати нових споживачів даних без зміни вузла та спрощує масштабування системи. Поряд із цим протоколом використовують звичайні веб-запити для передавання даних на сервер та полегшені протоколи, орієнтовані на пристрої з обмеженими ресурсами [33].

Порівняння бездротових технологій передачі даних за основними характеристиками наведено в таблиці 1.4.

Таблиця 1.4 – Порівняння технологій передачі даних для систем обліку

Технологія	Дальність	Швидкість	Споживання	Застосування
Вузькосмугова, стільникова	покриття мережі	низька	дуже низьке	віддалені лічильники
Далекий радіозв'язок	2–15 км	низька	низьке	автономні вузли

					ДП.МТІР.10658873.00.00.0000 ПЗ	Арк.
						21
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Технологія	Дальність	Швидкість	Споживання	Застосування
Локальна сітка	10–100 м	середня	низьке	локальний облік

Аналіз таблиці показує, що універсального рішення не існує. Для віддалених точок обліку з батарейним живленням доцільні вузькосмугові стільникові технології або далекий радіозв'язок, а для об'єктів зі стабільним електроживленням і потребою у високій швидкості — бездротова локальна мережа. Для дипломного прототипу, що живиться від мережі, раціональним є поєднання локального обміну з модулем обліку по послідовному інтерфейсу та передавання даних на сервер бездротовою локальною мережею за протоколом телеметрії.

Зібрані дані потребують зберігання та візуалізації на серверній або хмарній платформі. Відкрита платформа Інтернету речей підтримує приймання даних кількома протоколами та має готові засоби побудови панелей приладів і обробки правил. Для зберігання послідовностей вимірювань у часі зручна спеціалізована база даних часових рядів, яка ефективно стискає однотипні дані та швидко обчислює агреговані показники. Для побудови графіків і панелей моніторингу застосовують інструмент візуалізації, що під'єднується до такої бази й дозволяє налаштувати сповіщення про вихід параметрів за межі. Типовий програмний стек для прототипу поєднує передавання даних від мікроконтролера за протоколом телеметрії, зберігання в базі часових рядів та відображення в інструменті візуалізації [34, 35].

Розглянуті апаратні засоби, протоколи й програмні платформи знаходять застосування у наукових і прикладних розробках, огляд яких дозволяє узагальнити типові підходи. Тематика обліку електроенергії на базі Інтернету речей активно досліджується у науковій літературі. Значний масив робіт присвячено неінвазивному моніторингу навантаження, коли за сумарним сигналом споживання визначають роботу окремих електроприладів без встановлення лічильника на кожен із них. Оглядові роботи показують, що

					ДП.МТІР.10658873.00.00.0000 ПЗ	Арк.
						22
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

такий підхід дозволяє деталізувати споживання та виявляти неефективні режими, однак точність розпізнавання залежить від частоти вимірювань і складності алгоритмів обробки. У дослідженнях зазначається, що відхилення показань простих вимірювальних вузлів від еталонних лічильників може сягати значних величин, що обмежує застосування таких рішень для відповідального обліку [36, 37].

Прикладні дослідження описують вимірювальні вузли на базі поширених мікроконтролерів із сенсорами струму та напруги, що передають дані за протоколом телеметрії на хмарні платформи. У таких роботах фіксується похибка вимірювання струму в межах кількох відсотків, а похибка вимірювання напруги без калібрування сягає вищих значень, що підкреслює потребу в калібруванні кожного екземпляра вузла. Сучасні роботи розглядають вбудовані алгоритми обробки сигналу та елементи штучного інтелекту, які дозволяють підвищити інформативність обліку без зростання вартості апаратної частини. Українські дослідження розглядають впровадження автоматизованих систем обліку та контролю електроенергії на прикладі обласних енергокомпаній, де така система дозволила зменшити комерційні втрати й підвищити прозорість розрахунків [38, 39, 40].

Узагальнюючи огляд апаратних компонентів, протоколів і програмних засобів, можна сформулювати типову архітектуру комп'ютеризованої системи обліку електроенергії. Вона має чотири рівні. Перший — рівень вимірювання, де сенсори струму й напруги разом із мікросхемою обліку та мікроконтролером перетворюють фізичні величини на цифрові дані. Другий — рівень передавання даних, де обрана бездротова технологія та протокол телеметрії доставляють дані на сервер. Третій — рівень обробки та зберігання, де брокер повідомлень приймає дані, а база часових рядів їх зберігає. Четвертий — рівень представлення, де веб-інтерфейс та панелі візуалізації показують споживання й формують звіти. Такий поділ дозволяє проектувати кожен рівень окремо й замінювати компоненти без перебудови всієї системи.

					ДП.МТІР.10658873.00.00.0000 ПЗ	Арк.
						23
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

2 РОЗРОБЛЕННЯ АЛГОРИТМІЧНОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ СИСТЕМИ ОБЛІКУ

2.1 Математичні основи вимірювання електричних величин

Вимірювальний вузол системи обліку працює з дискретними відліками миттєвих значень напруги та струму, отриманими з аналого-цифрового перетворювача. Усі електричні величини обчислюються з цих відліків чисельними методами. Тому алгоритмічне забезпечення спирається на формули, що пов'язують миттєві значення з діючими значеннями, потужністю та енергією.

Миттєва потужність визначається як добуток миттєвих значень напруги та струму в кожен момент часу:

$$p(t)=u(t) \cdot i(t) \quad (2.1)$$

де $u(t)$ — миттєве значення напруги; $i(t)$ — миттєве значення струму.

Активна потужність є середнім значенням миттєвої потужності за період. Для N рівномірних відліків за період активна потужність обчислюється як середнє арифметичне добутків миттєвих значень:

$$\frac{1}{N} \sum u_k i_k \quad (2.2)$$

де N — кількість відліків за період; u_k, i_k — миттєві значення напруги та струму в k -му відліку.

Діюче (середньоквадратичне) значення напруги визначається як корінь квадратний із середнього квадрата миттєвих значень за період:

$$U=\sqrt{\frac{\sum u_k^2}{N}} \quad (2.3)$$

де u_k — миттєве значення напруги в k -му відліку; N — кількість відліків за період. Діюче значення відповідає такому значенню постійної напруги, яке виділяло б на резисторі ту саму потужність, що й змінна напруга за період.

Аналогічно обчислюється діюче значення струму:

$$I=\sqrt{\frac{\sum i_k^2}{N}} \quad (2.4)$$

					ДП.МТІР.10658873.00.00.0000 ПЗ	Арк.
						24
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

де i_k — миттєве значення струму в k -му відліку. Формули 2.3 і 2.4 мають однакову структуру, тому в програмі реалізуються одним і тим самим обчислювальним блоком, що працює з різними вхідними масивами.

Повна потужність дорівнює добутку діючих значень напруги та струму й характеризує повне навантаження кола з урахуванням реактивної складової:

$$S = U \cdot I \quad (2.5)$$

де U, I — діючі значення напруги та струму, обчислені за формулами 2.3 і 2.4. Повна потужність вимірюється у вольт-амперах і визначає завантаження мережі та обладнання.

Реактивна потужність пов'язана з активною та повною потужністю через прямокутний трикутник потужностей і обчислюється за формулою:

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2} \quad (2.6)$$

де S — повна потужність; P — активна потужність. Реактивна потужність вимірюється у варах і характеризує обмін енергією між джерелом та реактивними елементами навантаження без виконання корисної роботи.

Коефіцієнт потужності характеризує співвідношення активної та повної потужності й визначається як їх відношення:

$$\cos \varphi = \frac{P}{S} \quad (2.7)$$

де P — активна потужність; S — повна потужність. Коефіцієнт потужності набуває значень від нуля до одиниці; що ближче він до одиниці, то ефективніше споживається електроенергія.

Спожита активна електроенергія за інтервал часу накопичується інтегруванням активної потужності. У дискретній формі вона дорівнює сумі добутків активної потужності на тривалість інтервалів усереднення:

$$E = \sum P_j \cdot \Delta t \quad (2.8)$$

де P_j — активна потужність на j -му інтервалі; Δt — тривалість інтервалу усереднення.

					ДП.МТІР.10658873.00.00.0000 ПЗ	Арк.
						25
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Похибка вимірювання енергії складається з похибок вимірювального каналу. Відносна похибка вимірювання визначається як відношення абсолютної похибки до дійсного значення вимірюваної величини:

$$\delta = \frac{\Delta E}{E_d} \cdot 100\% \quad (2.9)$$

де ΔE — абсолютна похибка вимірювання енергії; E_d — дійсне значення енергії.

Наведені формули складають математичну основу алгоритмічного забезпечення. Формули 2.3 та 2.4 реалізуються через накопичення суми квадратів відліків, формула 2.2 — через накопичення суми добутків, а формули 2.5–2.7 обчислюються після завершення циклу накопичення за період. Така послідовність визначає структуру обчислювального алгоритму, розглянутого далі.

Перед переходом до алгоритмів роботи слід враховувати джерела похибки вимірювального каналу. Сумарна похибка обліку складається з похибки сенсорів струму й напруги, похибки квантування аналого-цифрового перетворювача, похибки опорного джерела та похибки обчислень із кінцевою розрядністю. Для зменшення впливу квантування застосовують усереднення за багатьма відліками, а для усунення систематичної складової — калібрування за зразковим приладом. Калібрувальні коефіцієнти зберігаються в незалежній пам'яті вузла й застосовуються до кожного відліку перед обчисленням.

Окремо враховується дискретність вимірювання часу. Накопичення енергії за формулою 2.8 спирається на точність відліку інтервалів, тому вузол синхронізує внутрішній годинник із сервером часу. Відхилення годинника призводить до похибки прив'язки даних до тарифних зон, що особливо важливо для багатотарифного обліку. Тому синхронізація часу є складовою алгоритмічного забезпечення, а не лише технічною деталлю.

					ДП.МТІР.10658873.00.00.0000 ПЗ	Арк.
						26
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Основні джерела похибки вимірювального каналу та способи їх зменшення наведено в таблиці 2.1. Кожне джерело впливає на сумарну похибку обліку й потребує окремого підходу до компенсації.

Таблиця 2.1 – Джерела похибки вимірювального каналу

Джерело похибки	Характер	Спосіб зменшення
Сенсор струму	систематичний	калібрування коефіцієнтом
Сенсор напруги	систематичний	калібрування коефіцієнтом
Квантування АЦП	випадковий	усереднення за відліками
Опорне джерело	систематичний	термокомпенсація
Скінченна розрядність	випадковий	збільшення розрядності
Відлік часу	систематичний	синхронізація з NTP

Систематичну похибку сенсорів усувають калібруванням за зразковим приладом. Калібрувальний коефіцієнт визначається як відношення зразкового значення до виміряного:

$$K_u = \frac{U_0}{U_{\text{вим}}} \quad (2.10)$$

де U_0 — зразкове значення напруги; $U_{\text{вим}}$ — виміряне значення. Аналогічно визначається коефіцієнт для каналу струму. Скориговане значення дорівнює добутку виміряного значення на калібрувальний коефіцієнт.

Алгоритм калібрування вимірювального каналу наведено на рисунку 2.1. На вхід подаються зразкові значення напруги та струму, вузол вимірює їх власним каналом і обчислює калібрувальні коефіцієнти за формулою 2.10. Коефіцієнти записуються в незалежну пам'ять, після чого виконується контрольне вимірювання. Якщо залишкова похибка не перевищує допустимої, коефіцієнти фіксуються, інакше калібрування повторюється.



Рисунок 2.1 – Блок-схема алгоритму калібрування вимірювального каналу

Залишкова похибка після калібрування оцінюється за формулою 2.9 і порівнюється з допустимим значенням, заданим класом точності. Калібрування виконується одноразово під час налаштування вузла, а отримані коефіцієнти застосовуються до всіх подальших вимірювань. Це дозволяє звести систематичну складову похибки до значення, меншого за похибку дискретизації.

Випадкова складова похибки, спричинена квантуванням аналого-цифрового перетворювача, зменшується усередненням. Стандартне відхилення середнього з n незалежних вимірювань зменшується пропорційно кореню з їх кількості:

$$\sigma_{\text{сеп}} = \frac{\sigma}{\sqrt{n}} \quad (2.11)$$

де σ — стандартне відхилення одиничного вимірювання; n — кількість усереднюваних відліків. Тому збільшення кількості відліків за період підвищує точність обчислення діючих значень.

Точність прив'язки даних до часу забезпечується періодичною синхронізацією годинника вузла із зовнішнім сервером часу. Зсув годинника визначається як різниця між отриманим від сервера часом та власним часом вузла:

$$\Delta\tau = \tau_{\text{сервер}} - \tau_{\text{вузол}} \quad (2.12)$$

де $\tau_{\text{сервер}}$ — час, отриманий від сервера; $\tau_{\text{вузол}}$ — поточний час вузла. На величину зсуву коригується внутрішній годинник.

Алгоритм синхронізації часу наведено на рисунку 2.2. Вузол надсилає запит до сервера часу й чекає на відповідь.

За відсутності відповіді спроба повторюється. Після отримання часу обчислюється зсув за формулою 2.12 та коригується годинник. Якщо зсув перевищує допустиме значення, мітки часу попереднього інтервалу позначаються як неточні. Наприкінці планується наступна синхронізація через визначений проміжок.

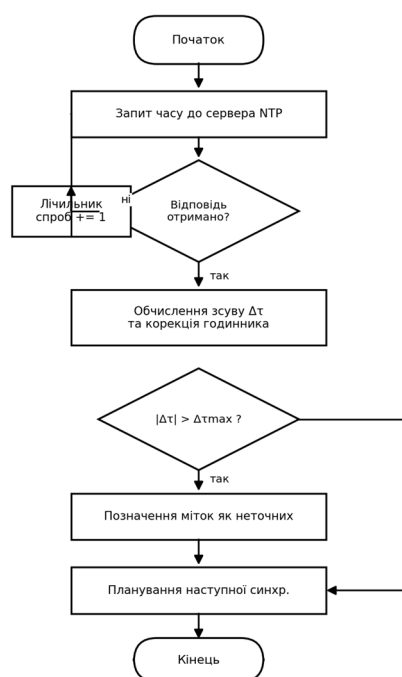


Рисунок 2.2 – Блок-схема алгоритму синхронізації часу

ДП.МТІР.10658873.00.00.0000 ПЗ

Арк.

29

Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата

Періодичність синхронізації обирається з урахуванням стабільності тактового генератора вузла. Дешеві кварцові резонатори мають відносний дрейф частоти, який за добу може накопичити помітний зсув, тому синхронізація виконується кілька разів на добу. Це утримує похибку прив'язки часу в межах, достатніх для коректної тарифікації за зонами.

2.2 Алгоритми ініціалізації та основного циклу вузла

Робота вимірювального вузла поділяється на два етапи: початкову ініціалізацію та основний робочий цикл. Ініціалізація виконується один раз після ввімкнення живлення й готує апаратуру до роботи. Основний цикл виконується безперервно й реалізує власне облік. Такий поділ спрощує розуміння алгоритму та його програмну реалізацію.

Алгоритм ініціалізації наведено на рисунку 2.7. На цьому етапі мікроконтролер налаштовує тактування та порти вводу-виводу, ініціалізує інтерфейс обміну з мікросхемою обліку та записує в неї калібрувальні коефіцієнти. Далі вузол підключається до бездротової мережі. Якщо підключення не вдалося, спроба повторюється, доки зв'язок не буде встановлено. Після підключення до мережі вузол приєднується до брокера повідомлень.

Якщо брокер недоступний, вузол переходить у режим автономного буфера й однаково запускає основний цикл, щоб не втрачати дані вимірювань під час відсутності зв'язку.

Розмежування підключення до мережі та підключення до брокера є важливим. Наявність мережі ще не гарантує доступності сервера, тому ці дві умови перевіряються окремо. Якщо мережа є, а брокер недоступний, вузол продовжує вимірювання й накопичує дані в буфері, періодично повторюючи спроби з'єднання. Це підвищує стійкість системи до тимчасових збоїв серверної частини.

					ДП.МТІР.10658873.00.00.0000 ПЗ	Арк.
						30
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

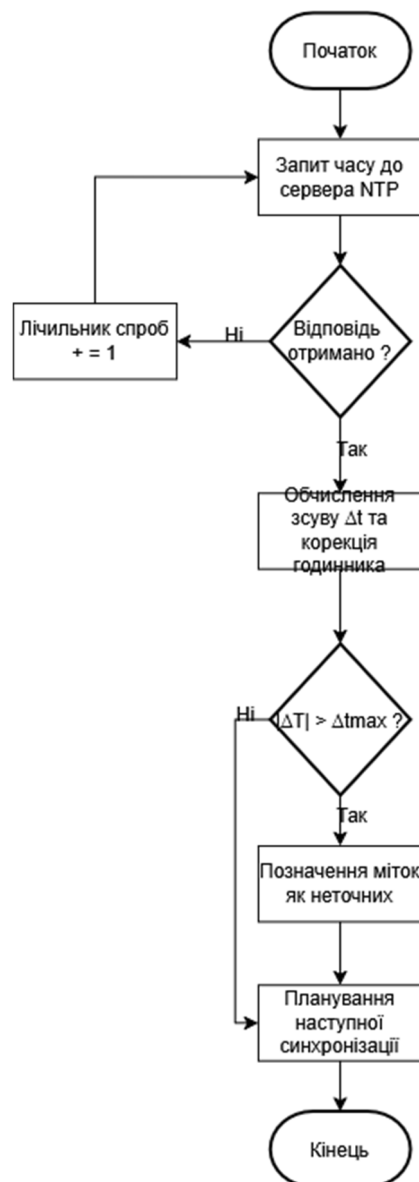


Рисунок 2.3 – Блок-схема алгоритму ініціалізації вузла

Після ініціалізації вузол переходить до основного циклу, узагальнений алгоритм якого показано на рисунку 2.4. У кожній ітерації вузол зчитує діючі значення напруги та струму з мікросхеми обліку й обчислює активну, реактивну та повну потужність, коефіцієнт потужності, а також накопичує спожиту енергію. Зчитування виконується частіше, ніж передавання, тому результати усереднюються на інтервалі. Перевірка умови завершення інтервалу усереднення визначає, чи настав час формувати пакет даних. Якщо інтервал ще не минув, вузол повертається до зчитування, продовжуючи накопичення.

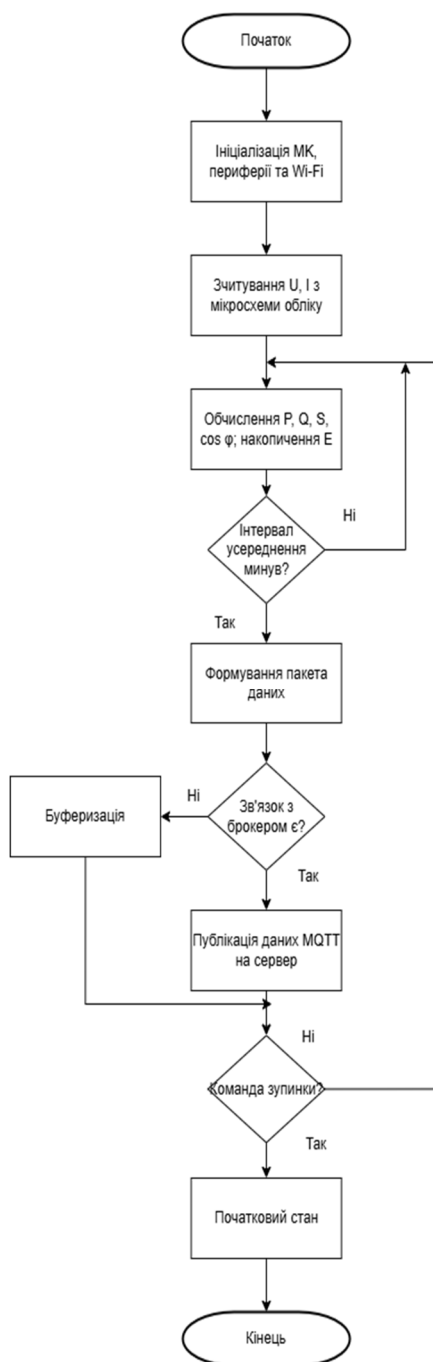


Рисунок 2.4 – Блок-схема алгоритму основного циклу вузла

Коли інтервал усереднення завершується, вузол формує пакет даних у текстовому форматі обміну та перевіряє наявність з'єднання з брокером повідомлень. За наявності зв'язку дані публікуються на сервер за протоколом телеметрії. Якщо зв'язку немає, пакет зберігається у буфері в пам'яті, щоб уникнути втрати даних, і передається після відновлення з'єднання. Наприкінці ітерації вузол перевіряє наявність команди зупинки; за її відсутності цикл

повторюється, інакше робота завершується.

ДП.МТІР.10658873.00.00.0000 ПЗ

Арк.

32

Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата
-----	------	----------	-------	------

Обробка відмов зв'язку є важливою частиною алгоритму. Буферизація даних у незалежній або оперативній пам'яті дозволяє зберегти результати вимірювань під час відсутності мережі.

Після відновлення з'єднання накопичені пакети передаються на сервер, що забезпечує цілісність обліку. Розмір буфера обмежений обсягом пам'яті мікроконтролера, тому при тривалій відсутності зв'язку найстаріші записи можуть замінюватися новими за принципом кільцевого буфера. Глибина буфера обирається з урахуванням припустимого часу автономної роботи та інтервалу усереднення.

Періодичність основного циклу узгоджується з вимогами до інтервального обліку. Якщо система має формувати погодинний профіль навантаження, інтервал усереднення обирають кратним годині, а проміжні відліки усереднюють. Це відповідає логіці інтервального лічильника, розглянутого в першому розділі, і дозволяє надавати дані у форматі, придатному для подальшої обробки на сервері.

2.3 Алгоритми обчислення величин, тарифікації та обробки даних

Обчислення електричних величин виконується в окремій процедурі, що реалізує формули 2.2–2.7. Алгоритм ґрунтується на накопиченні часткових сум за період мережі.

Перед початком циклу обнуляються суми добутоків миттєвих значень, суми квадратів напруги та струму, а також лічильник відліків. Далі в циклі за N відліками зчитуються миттєві значення напруги та струму, і до відповідних сум додаються їх добуток та квадрати. Блок-схему цього алгоритму наведено на рисунку 2.7.

					ДП.МТІР.10658873.00.00.0000 ПЗ	Арк.
						33
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

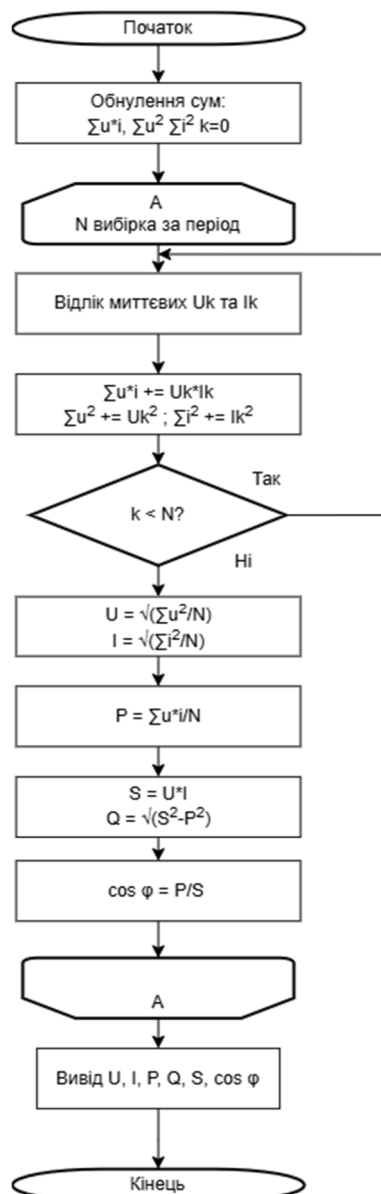


Рисунок 2.5 – Блок-схема алгоритму обчислення електричних величин

Після завершення циклу накопичення обчислюються діючі значення напруги та струму за формулами 2.3 і 2.4, активна потужність за формулою 2.2, повна потужність за формулою 2.5, реактивна потужність за формулою 2.6 та коефіцієнт потужності за формулою 2.7. Такий порядок обчислень мінімізує кількість операцій: суми накопичуються один раз за період, а кінцеві величини обчислюються лише після завершення циклу. Це знижує обчислювальне навантаження на мікроконтролер і дозволяє виконувати облік у реальному часі.

Кількість відліків за період визначає точність чисельного інтегрування. Чим більше відліків припадає на період мережі, тим точніше відтворюється форма сигналу й тим менша похибка обчислення діючих значень. Водночас зростання частоти дискретизації підвищує навантаження на перетворювач і процесор. Для промислової частоти п'ятдесят герц типовим є вибір кількох десятків відліків за період, що забезпечує прийнятний компроміс між точністю та обчислювальними витратами. Якщо застосовується спеціалізована мікросхема обліку, ці обчислення виконуються апаратно, а мікроконтролер лише зчитує готові значення цифровим інтерфейсом.

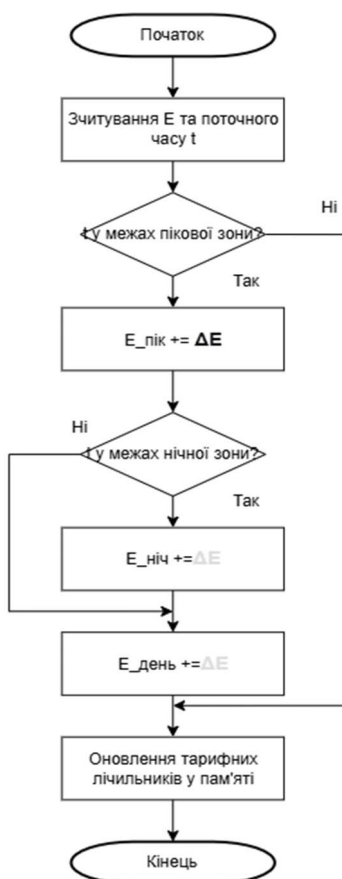


Рисунок 2.6 – Блок-схема алгоритму обліку за тарифними зонами

Для багатотарифного обліку накопичена енергія розподіляється за тарифними зонами залежно від часу. Алгоритм тарифікації наведено на рисунку 2.6. На кожному кроці зчитується приріст енергії та поточний час, після чого визначається, до якої тарифної зони належить цей момент. Залежно від результату приріст додається до пікового, нічного або денного лічильника.

Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата

Наприкінці тарифні лічильники оновлюються в пам'яті вузла. Така структура дозволяє вести роздільний облік за зонами, що відповідає вимогам багатотарифних розрахунків.

Межі тарифних зон задаються розкладом, який зберігається в пам'яті вузла й може оновлюватися дистанційно. Це дозволяє змінювати тарифну політику без перепрограмування пристрою. Прив'язка приросту енергії до зони спирається на синхронізований час, тому точність годинника безпосередньо впливає на правильність тарифікації, що було відзначено вище.

Після обчислення електричних величин формується пакет даних для передавання. Він містить позначку часу, ідентифікатор вузла та обчислені значення напруги, струму, потужностей, коефіцієнта потужності й накопиченої енергії. Дані впорядковуються у структурований текстовий формат, що дозволяє серверу однозначно їх розпізнати. Структуру полів пакета даних наведено в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Структура полів пакета даних вимірювального вузла

Поле	Опис	Тип	Одиниця
id	Ідентифікатор вузла	рядок	–
ts	Позначка часу вимірювання	ціле	с
u	Діюче значення напруги	дробове	В
i	Діюче значення струму	дробове	А
p	Активна потужність	дробове	Вт
q	Реактивна потужність	дробове	вар
pf	Коефіцієнт потужності	дробове	–
e	Накопичена енергія	дробове	Вт·год

Сформований пакет передається на сервер за протоколом телеметрії з моделлю «видавець — підписник». Вузол публікує дані у визначену тему, а сервер, підписаний на цю тему, приймає їх. На серверній стороні дані проходять перевірку перед збереженням, оскільки в каналі зв'язку можливі

спотворення, а сенсори можуть давати некоректні значення. Алгоритм приймання та валідації даних на сервері наведено на рисунку 2.7.

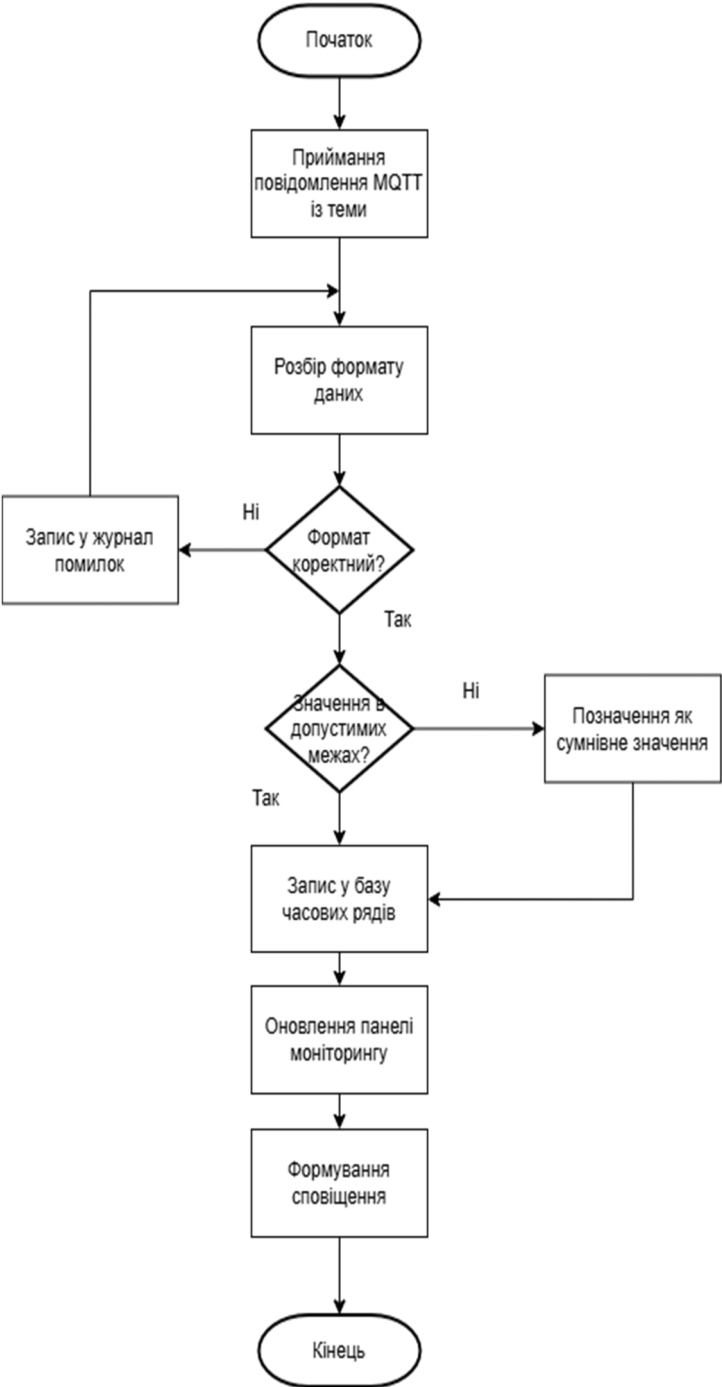


Рисунок 2.7 – Блок-схема алгоритму приймання та валідації даних на сервері

Сервер приймає повідомлення з теми та розбирає його формат. Якщо формат некоректний, запис заноситься до журналу помилок, а повідомлення відхиляється. За коректного формату перевіряється, чи лежать значення в допустимих фізичних межах: напруга, струм і потужність не можуть виходити

за межі діапазону вимірювання. Значення поза межами позначаються як сумнівні, але також зберігаються, щоб не втрачати інформацію про можливі аномалії. Далі дані записуються в базу часових рядів і відображаються на панелі моніторингу.

На завершальному кроці сервер перевіряє, чи не перевищено заданий поріг, наприклад ліміт потужності або напруги. У разі перевищення формується сповіщення, що дозволяє оперативно реагувати на нештатні режими. Така перевірка перетворює систему обліку з пасивного реєстратора на інструмент активного моніторингу, здатний попереджати про відхилення.

Розмежування процедур вимірювання, обчислення, тарифікації, передавання та валідації дозволяє змінювати кожен частину окремо, що спрощує налагодження й подальший розвиток системи.

Важливою характеристикою алгоритмічного забезпечення є його обчислювальна складність, оскільки вузол працює в реальному часі на мікроконтролері з обмеженими ресурсами. Основний внесок дає алгоритм обчислення величин, у якому за один період виконується N ітерацій із кількома арифметичними операціями в кожній. Тому обчислювальна складність обробки одного періоду лінійно залежить від кількості відліків:

$$T(N)=O(N) \quad (2.13)$$

де N — кількість відліків за період. Решта операцій, зокрема обчислення кореня для діючих значень та формування пакета, виконуються один раз за період і не залежать від N . Лінійна складність означає, що алгоритм масштабується передбачувано: подвоєння частоти дискретизації подвоює обчислювальне навантаження, що дозволяє наперед оцінити завантаження процесора.

Обсяг оперативної пам'яті, потрібний для роботи, визначається переважно розміром буфера даних на час відсутності зв'язку. Кожен запис буфера містить фіксований набір полів, тому загальний обсяг пам'яті прямо пропорційний глибині буфера. Це дозволяє підібрати глибину буфера під

					ДП.МТІР.10658873.00.00.0000 ПЗ	Арк.
						38
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

наявну пам'ять мікроконтролера й заданий час автономної роботи без передавання.

3 ПРОГРАМНА РЕАЛІЗАЦІЯ ТА ТЕСТУВАННЯ СИСТЕМИ

3.1 Програмна реалізація вимірювального вузла

Програмне забезпечення вимірювального вузла реалізовано для мікроконтролера ESP32 у середовищі Arduino. Вибір цього середовища зумовлений наявністю готових бібліотек для роботи з бездротовою мережею, протоколом телеметрії та модулем обліку, що скорочує час розробки. Програма реалізує алгоритми, описані в другому розділі: ініціалізацію, основний цикл, обчислення величин і передавання даних.

Загальну структуру реалізованої системи показано на рисунку 3.1. Вузол зчитує параметри з об'єкта обліку, передає їх за протоколом телеметрії на брокер повідомлень, а сервер зберігає дані в базі часових рядів та відображає їх на панелі моніторингу.

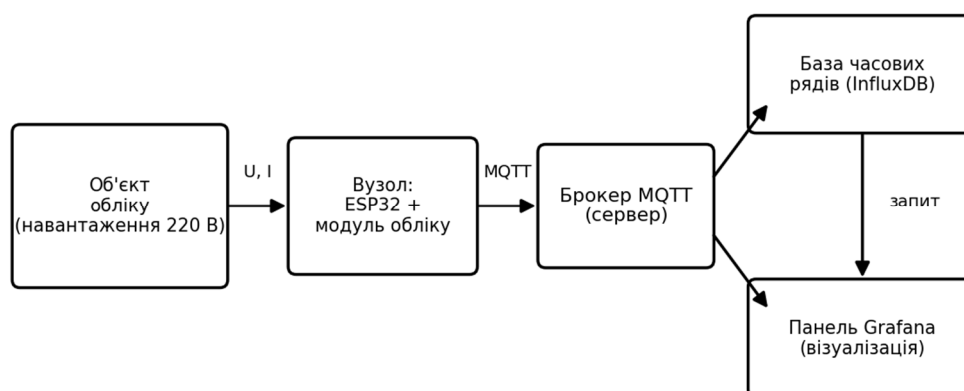


Рисунок 3.1 – Структура реалізованої системи обліку

Апаратний склад прототипу вимірювального вузла наведено в таблиці 3.1. Він побудований на основі мікроконтролера ESP32 та готового модуля обліку з трансформатором струму, що забезпечує прийнятну точність за

низької вартості.

					ДП.МТІР.10658873.00.00.0000 ПЗ	Арк.
						40
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Таблиця 3.1 – Апаратний склад прототипу вузла

Компонент	Призначення	Параметр
ESP32 DevKit	обчислення, зв'язок	240 МГц, Wi-Fi
Модуль обліку	вимірювання U, I, P	похибка 0,5 %
Трансформатор струму	знімання струму	до 100 А
Блок живлення	живлення вузла	5 В, 1 А
Корпус на DIN-рейку	монтаж	IP40

Початкове налаштування вузла містить підключення бібліотек, оголошення об'єктів модуля обліку та клієнта телеметрії, а також параметри підключення до мережі. Відповідний фрагмент коду наведено в додатку.

У головному циклі програма перевіряє з'єднання з брокером, зчитує електричні параметри з модуля обліку та публікує їх у визначену тему. Зчитування виконується через рівні проміжки часу, що задають інтервал усереднення. Реалізацію головного циклу наведено в додатку.

Функція повторного підключення до брокера забезпечує стійкість до тимчасових збоїв зв'язку. У разі втрати з'єднання вузол повторює спроби підключення, не перериваючи вимірювань. Реалізацію цієї функції наведено в додатку.

Якщо застосовується не готовий модуль обліку, а окремий сенсор струму, діючі значення обчислюються програмно за формулами другого розділу. Реалізацію обчислення діючого значення струму методом накопичення суми квадратів наведено в додатку. Функція зчитує задану кількість відліків за період, віднімає зміщення нуля, масштабує значення калібрувальним коефіцієнтом і повертає корінь квадратний із середнього квадрата.

Для збереження даних під час відсутності зв'язку реалізовано кільцевий буфер у пам'яті вузла. Кожен виміряний пакет додається до буфера, а після

					ДП.МТІР.10658873.00.00.0000 ПЗ	Арк.
						41
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

відновлення з'єднання всі накопичені записи передаються на сервер. Реалізацію буфера наведено в додатку.

Розподіл спожитої енергії за тарифними зонами реалізує алгоритм тарифікації з другого розділу. Залежно від поточної години приріст енергії додається до пікового, нічного або денного лічильника. Реалізацію наведено в додатку.

Об'єднання розглянутих процедур у завершений робочий цикл наведено в додатку. У ньому послідовно виконуються зчитування параметрів, оновлення тарифних лічильників, формування пакета та його передавання або буферизація залежно від стану зв'язку.

Вузол приймає команди керування від сервера через підписку на окрему тему. Це дозволяє дистанційно скидати лічильники, змінювати інтервал передавання або запитувати поточні значення. Обробник вхідних повідомлень наведено в додатку.

3.2 Реалізація серверної частини та візуалізації

Серверна частина приймає дані від вузлів, перевіряє їх і зберігає в базі часових рядів. Для приймання використано брокер повідомлень, для зберігання — базу часових рядів, для візуалізації — інструмент побудови панелей. Скрипт приймання підписується на тему вузла, розбирає отриманий пакет та записує значення в базу. Реалізацію наведено в додатку.

Перевірка діапазону значень перед записом реалізує алгоритм валідації, описаний у другому розділі. Значення напруги поза фізично можливими межами відхиляються, що захищає базу від спотворених даних. Запит для вибірки усередненої потужності за годину з бази часових рядів наведено в додатку.

Результати відображаються на панелі моніторингу у вигляді графіків напруги, струму, потужності та спожитої енергії. Панель оновлюється в реальному часі й дозволяє переглядати дані за різні періоди.

					ДП.МТІР.10658873.00.00.0000 ПЗ	Арк.
						42
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Для оперативного реагування на нештатні режими налаштовано правила сповіщень. Якщо середня потужність за визначений проміжок перевищує заданий поріг, формується сповіщення. Реалізацію перевірки порогу на серверній стороні наведено в додатку.

Поєднання бази часових рядів та інструмента візуалізації дозволяє не лише зберігати дані, а й будувати аналітичні панелі: добові та тижневі профілі споживання, порівняння періодів, розподіл енергії за тарифними зонами. Це перетворює систему обліку на інструмент енергоменеджменту, придатний для виявлення неефективних режимів роботи навантаження.

Розгортання серверної частини виконано у вигляді набору контейнерів, що спрощує встановлення та перенесення системи. Конфігурацію стеку з брокера, бази часових рядів та інструмента візуалізації наведено в додатку.

3.3 Тестування системи

Тестування системи проведено для перевірки точності вимірювань та стабільності передавання даних. Методика випробувань передбачала кілька етапів: перевірку точності вимірювання напруги, струму й потужності за зразковим приладом; статистичну оцінку похибки на серії вимірювань; запис добового профілю споживання; порівняння з іншими рішеннями обліку; перевірку стабільності передавання та механізму буферизації. Як зразковий використано повірений лабораторний прилад вищого класу точності, відносно показань якого визначалася похибка вузла.

Умови випробувань відповідали типовому побутовому навантаженню за номінальної напруги мережі. Перед початком вимірювань вузол було відкалібровано за процедурою, описаною в другому розділі, з фіксацією калібрувальних коефіцієнтів каналів струму та напруги.

Для оцінки точності показання вузла порівнювали зі зразковим приладом у діапазоні робочих напруг. Результати порівняння наведено на

					ДП.МТІР.10658873.00.00.0000 ПЗ	Арк.
						43
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

рисунку 3.2. Виміряні значення близькі до еталонної прямої, що свідчить про прийнятну лінійність каналу вимірювання напруги.

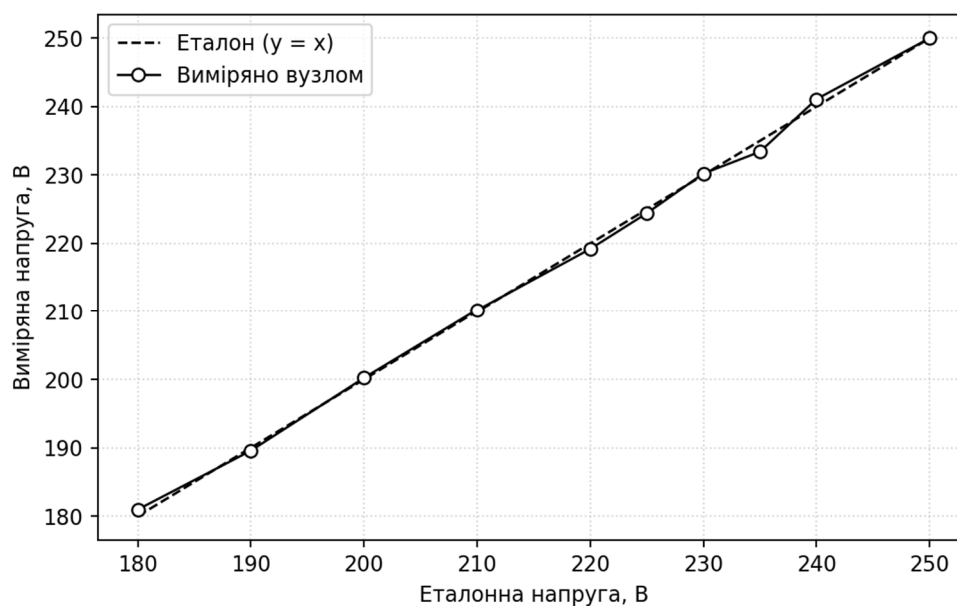


Рисунок 3.2 – Порівняння виміряної та еталонної напруги

Для статистичної оцінки точності виконано серію з кількох сотень вимірювань за сталого навантаження. Розподіл відносної похибки наведено на рисунку 3.3. Похибка зосереджена навколо нуля й має форму, близьку до нормального розподілу, що характерно для випадкової складової похибки. Середнє значення похибки близьке до нуля, що свідчить про відсутність значної систематичної складової після калібрування.

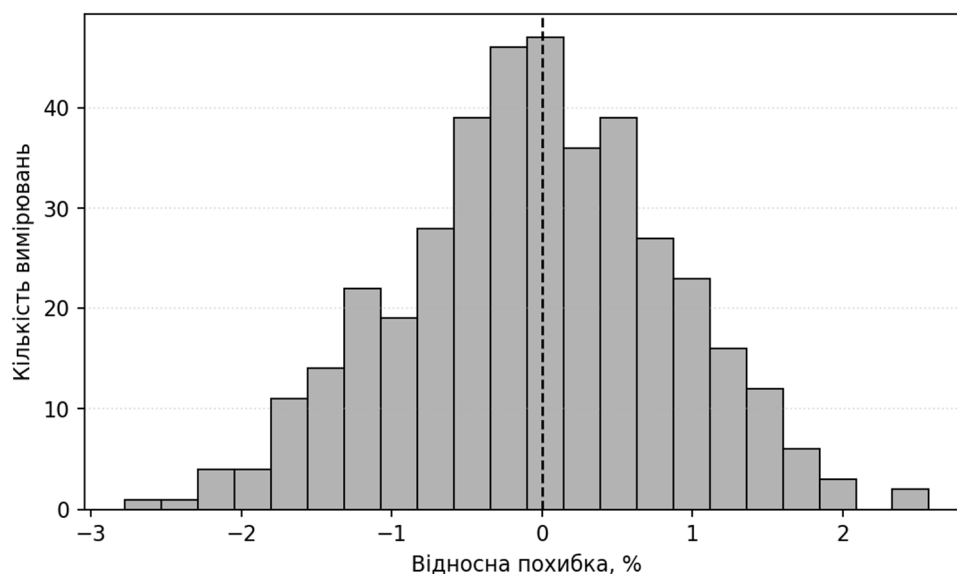


Рисунок 3.3 – Гістограма розподілу відносної похибки вимірювання

Числові показники точності за результатами випробувань зведено в таблицю 3.2. Вони підтверджують, що похибка вимірювання основних величин не перевищує кількох відсотків, що достатньо для задач моніторингу споживання.

Таблиця 3.2 – Результати оцінки точності вимірювань

Величина	Діапазон	Сер. похибка	Макс. похибка
Напруга	150–260 В	0,4 %	0,9 %
Струм	0,1–20 А	0,8 %	2,1 %
Активна потужність	20–4400 Вт	1,0 %	2,6 %
Енергія	за добу	1,1 %	2,4 %

Для демонстрації роботи системи в реальних умовах записано добовий профіль споживання об'єкта. Профіль активної потужності за добу наведено на рисунку 3.4. На графіку чітко простежуються ранковий і вечірній піки споживання та нічний мінімум, що відповідає типовому побутовому навантаженню. Можливість побудови такого профілю підтверджує придатність системи для інтервального обліку.

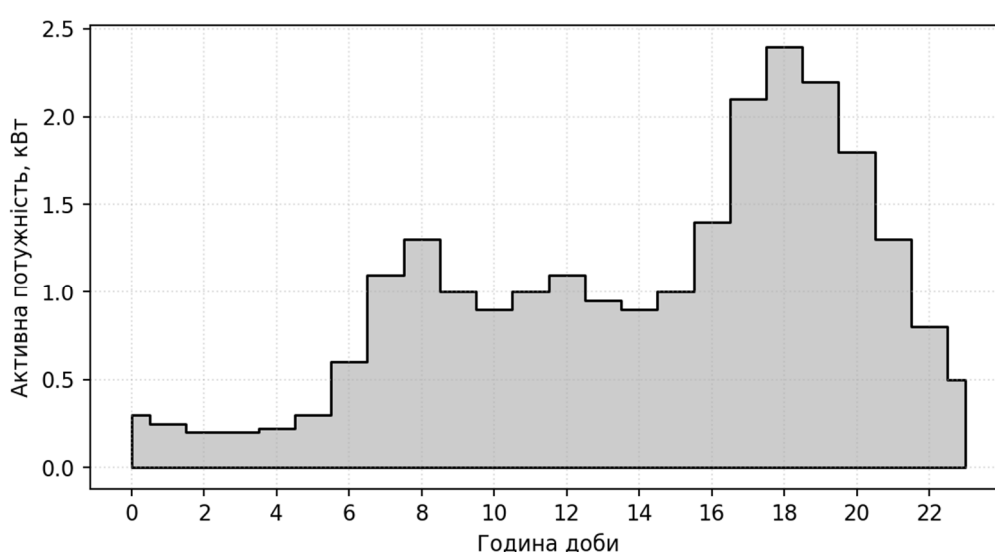


Рисунок 3.4 – Добовий профіль активної потужності

Окремо проведено порівняння розробленого вузла з іншими рішеннями обліку за середньою похибкою вимірювання. Результати порівняння наведено на рисунку 3.5. Готовий модуль обліку забезпечує найменшу похибку серед недорогих рішень, наближаючись до побутового лічильника, тоді як вузол на основі окремого сенсора струму має вищу похибку й потребує ретельного калібрування.

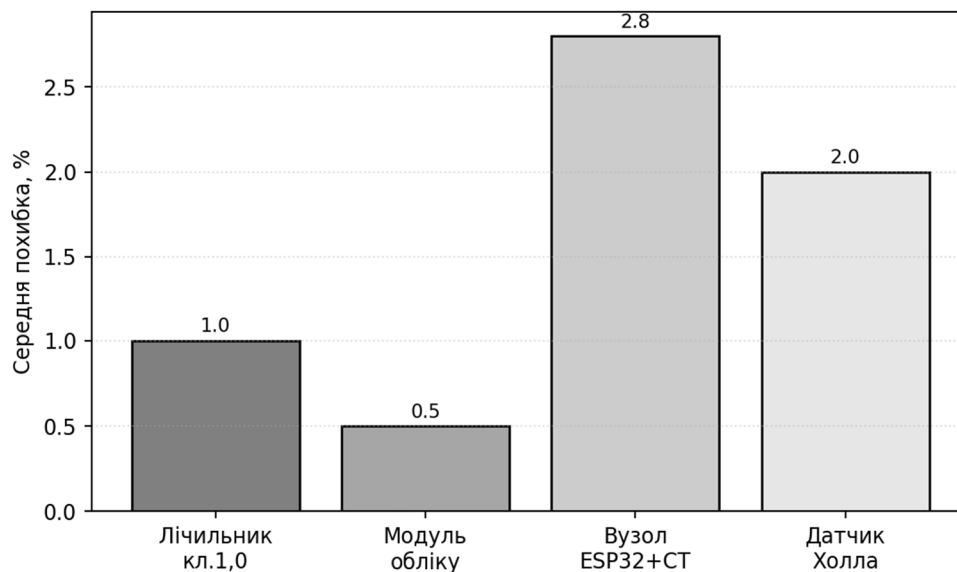


Рисунок 3.5 – Порівняння середньої похибки рішень обліку

Тестування стабільності передавання даних показало, що за наявності зв'язку дані надходять на сервер регулярно з заданим інтервалом, а за тимчасової відсутності мережі вузол буферизує результати та передає їх після відновлення з'єднання. Втрати даних під час коротких перебоїв зв'язку не зафіксовано, що підтверджує коректність реалізованого механізму буферизації. Результати перевірки стабільності за різної тривалості перебоїв зв'язку наведено в таблиці 3.3.

Таблиця 3.3 – Результати перевірки буферизації при перебоях зв'язку

					Тривалість перебою	Накопичено пакетів	Передано	Втрати	Арк.	
					30 с	15	15	0		
	2 хв				60	60	0		Арк.	
					ДП.МТІР.10658873.00.00.0000 ПЗ					46
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата						

Тривалість перебою	Накопичено пакетів	Передано	Втрати
5 хв	150	150	0
понад буфер	понад 64	64	надлишок

За тривалості перебою, що не перевищує ємності буфера, усі пакети передаються без втрат.

При перевищенні ємності буфера найстаріші записи заміщуються новими, тому втрачається лише надлишок понад глибину буфера. Це підтверджує, що глибину буфера слід обирати з урахуванням очікуваної тривалості перебоїв зв'язку.

Зведені результати тестування за основними критеріями наведено в таблиці 3.4.

Вони показують, що система виконує покладені на неї функції вимірювання, передавання, зберігання та візуалізації даних обліку.

Таблиця 3.4 – Зведені результати тестування системи

Критерій	Показник	Результат
Точність напруги	похибка до 0,9 %	відповідає
Точність потужності	похибка до 2,6 %	відповідає
Стабільність передавання	без втрат пакетів	відповідає
Буферизація при збої	відновлення даних	відповідає
Візуалізація	оновлення в реальному часі	відповідає

Для оцінки стабільності передавання проаналізовано фактичний інтервал між послідовними пакетами даних. Залежність інтервалу від номера пакета наведено на рисунку 3.6.

Інтервал коливається навколо заданого значення з незначним розкидом, спричиненим затримками обробки та мережі. Розкид не перевищує кількох відсотків від заданого інтервалу, що достатньо для коректної прив'язки даних до часу та формування рівномірного профілю споживання.

					ДП.МТІР.10658873.00.00.0000 ПЗ	Арк.
						47
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

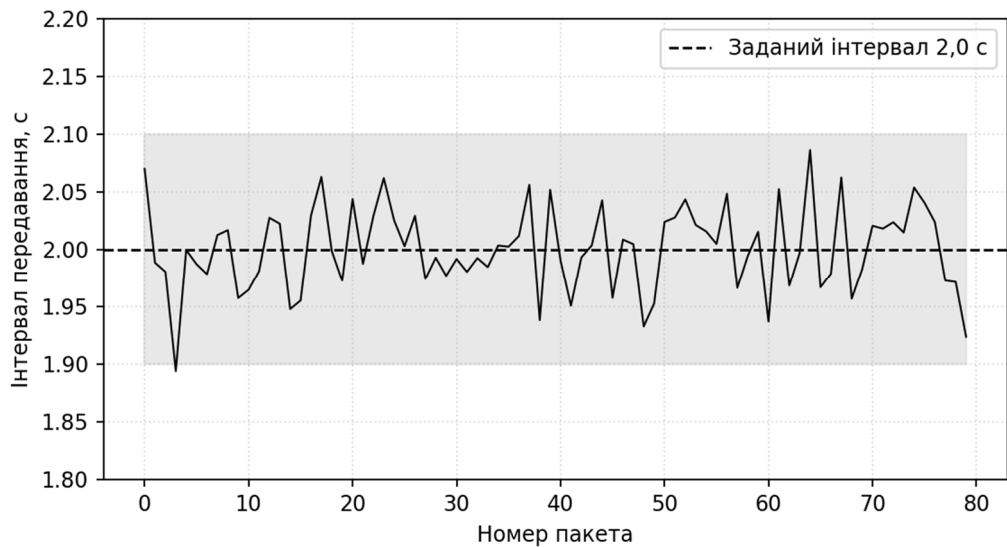


Рисунок 3.6 – Стабільність інтервалу передавання даних

Для перевірки точності обліку енергії за тривалий період проведено порівняння спожитої енергії, зафіксованої розробленим вузлом та еталонним лічильником, протягом тижня. Результати порівняння за днями тижня наведено на рисунку 3.7. Значення, отримані вузлом, близькі до показань еталонного лічильника, а розбіжність не перевищує кількох відсотків. Це підтверджує придатність системи для обліку спожитої енергії в задачах моніторингу та енергоменеджменту.

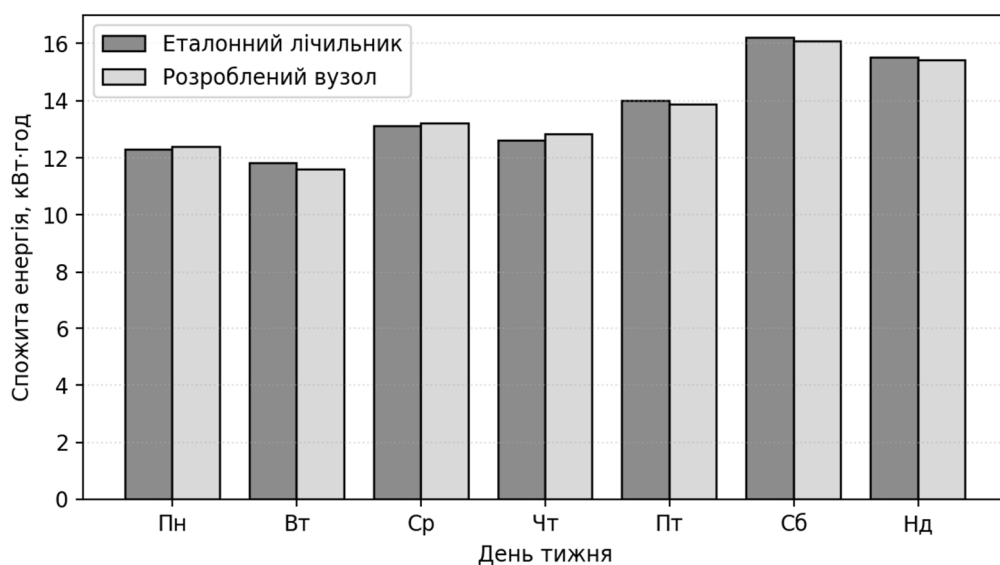


Рисунок 3.7 – Порівняння спожитої енергії за тиждень

Окремо досліджено залежність відносної похибки вимірювання від струму навантаження. Цей чинник є визначальним для класу точності лічильників, оскільки в зоні малих струмів похибка зазвичай зростає. Отриману залежність наведено на рисунку 3.8. У зоні малих струмів похибка справді більша, що пояснюється впливом шумів та квантування при малому корисному сигналі. Зі зростанням струму похибка зменшується й стабілізується на рівні близько одного відсотка в робочому діапазоні навантажень.

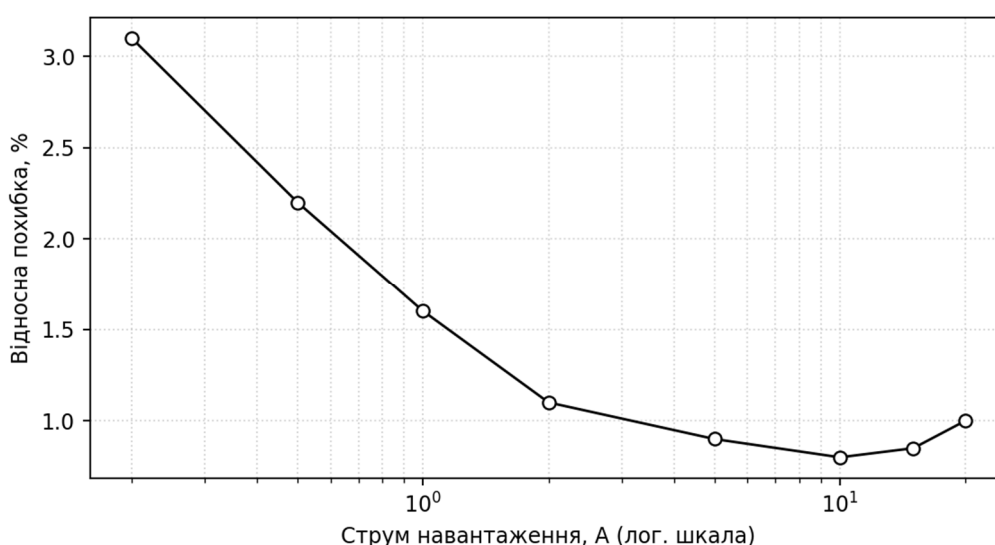


Рисунок 3.8 – Залежність похибки від струму навантаження

Отримана залежність пояснює, чому стандарти на лічильники задають окремі вимоги до точності в зоні малих струмів через клас з позначкою «S». Для розробленого вузла зона підвищеної похибки припадає на струми, менші за десяту частину номінального, тому в типовому режимі роботи навантаження похибка залишається в прийнятних межах. Для зменшення похибки в зоні малих струмів доцільно застосовувати сенсор струму з меншим номіналом або трансформатор струму з вищою чутливістю.

Сукупність наведених результатів показує, що розроблена система забезпечує стабільне передавання даних із заданим інтервалом, коректний облік спожитої енергії за тривалий період та прийнятну точність вимірювання

в робочому діапазоні навантажень.

ДП.МТІР.10658873.00.00.0000 ПЗ

Арк.

49

Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата

ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі вирішено актуальне прикладне завдання — спроектовано комп'ютеризовану систему обліку електроенергії на базі технологій Інтернету речей зі збором, передаванням та візуалізацією параметрів електроспоживання в реальному часі. Поставлену мету досягнуто, а всі сформульовані завдання виконано.

Проаналізовано нормативні вимоги до комерційного обліку електроенергії в Україні після запуску нового ринку електричної енергії. Встановлено, що Кодекс комерційного обліку вимагає для частини об'єктів інтервального обліку з дистанційним зчитуванням, а класи точності лічильників прив'язані до рівня напруги та потужності об'єкта. Визначено, що лічильники належать до законодавчо регульованих засобів вимірювальної техніки й підлягають обов'язковій повірці, без якої не можуть застосовуватися для комерційних розрахунків.

Розглянуто наявні типи лічильників, сенсори струму й напруги, спеціалізовані мікросхеми обліку та мікроконтролерні платформи. Порівняння показало, що готові модулі обліку зі вбудованою мікросхемою забезпечують похибку на рівні півпроцента — одного відсотка й наближаються за точністю до побутових лічильників, тоді як вузли на основі простих сенсорів дають похибку в кілька відсотків і потребують ретельного калібрування. Зіставлено протоколи передавання даних і програмні платформи та обґрунтовано вибір елементної бази, протоколу зв'язку й засобів зберігання та візуалізації.

Розроблено алгоритмічне забезпечення системи. Визначено математичні співвідношення, що пов'язують миттєві відліки напруги та струму з діючими значеннями, активною, реактивною та повною потужністю, коефіцієнтом потужності й спожитою енергією. Побудовано алгоритми ініціалізації вузла, основного робочого циклу, обчислення електричних величин, калібрування каналу, синхронізації часу, обліку за тарифними зонами та валідації даних на

ДП.МТІР.10658873.00.00.0000 ПЗ					Арк.
50					
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата	

сервері. Оцінено обчислювальну складність основних алгоритмів, яка лінійно залежить від кількості відліків за період.

Виконано програмну реалізацію системи на базі мікроконтролера ESP32 та серверної частини з брокером повідомлень, базою часових рядів та засобом візуалізації. Наведено лістинги ключових процедур вимірювального вузла й серверної частини, реалізовано механізми буферизації даних при перебоях зв'язку та формування сповіщень при перевищенні порогів.

Проведене тестування підтвердило працездатність системи. Похибка вимірювання напруги не перевищила одного відсотка, похибка вимірювання струму, потужності та енергії — кількох відсотків, що достатньо для задач технічного моніторингу споживання. Похибка зростає в зоні малих струмів, що узгоджується з вимогами стандартів до точності лічильників у цій зоні. Передавання даних відбувається стабільно із заданим інтервалом, а механізм буферизації забезпечує відсутність втрат даних під час коротких перебоїв зв'язку. Продемонстровано побудову добового профілю навантаження та облік спожитої енергії за тривалий період із розбіжністю відносно еталонного лічильника в межах кількох відсотків.

					ДП.МТІР.10658873.00.00.0000 ПЗ	Арк.
						51
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Про ринок електричної енергії : Закон України від 13.04.2017 № 2019-VIII [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19> (дата звернення: 03.03.2026).

2. Учасники та структура ринку електричної енергії [Електронний ресурс] // ІКНЕТ. – Режим доступу: <https://iknet.com.ua/uk/article/structure-of-the-electricity-market> (дата звернення: 05.03.2026).

3. Про затвердження Кодексу комерційного обліку електричної енергії : постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 311 [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0311874-18> (дата звернення: 03.03.2026).

4. Офіційний веб-сайт Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://www.nerc.gov.ua> (дата звернення: 06.03.2026).

5. IEC 62053-21:2020. Electricity metering equipment. Particular requirements. Part 21: Static meters for AC active energy (classes 0,5, 1 and 2) [Електронний ресурс]. – Geneva : IEC, 2020. – Режим доступу: <https://webstore.iec.ch/publication/64680> (дата звернення: 10.03.2026).

6. Про затвердження міжповірочних інтервалів законодавчо регульованих засобів вимірювальної техніки : наказ Мінекономрозвитку України від 13.10.2016 № 1747 [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1417-16> (дата звернення: 12.03.2026).

7. IEC 62052-11:2020. Electricity metering equipment. General requirements, tests and test conditions. Part 11: Metering equipment [Електронний ресурс]. – Geneva : IEC, 2020. – Режим доступу: <https://webstore.iec.ch/publication/64674> (дата звернення: 10.03.2026).

					ДП.МТІР.10658873.00.00.0000 ПЗ	Арк.
						52
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

8. DLMS/COSEM. Overview [Електронний ресурс] // DLMS User Association. – Режим доступу: <https://www.dlms.com/dlms-cosem/overview> (дата звернення: 14.03.2026).

9. NB-IoT (Narrowband Internet of Things) [Електронний ресурс] // Vodafone Business. – Режим доступу: <https://business.vodafone.ua/produkty/iot/nb-iot> (дата звернення: 16.03.2026).

10. ДТЕК Київські регіональні електромережі продовжує встановлення розумних лічильників [Електронний ресурс] // ДТЕК. – Режим доступу: <https://www.dtek.com> (дата звернення: 18.03.2026).

11. Що таке розумні лічильники [Електронний ресурс] // NV. – Режим доступу: <https://nv.ua/ukr/ukraine/shcho-take-rozumni-lichilniki-50060158.html> (дата звернення: 18.03.2026).

12. Smart Metering: світовий досвід та перспективи [Електронний ресурс] // НЕК «Укренерго». – Режим доступу: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2018/01/3.-Smart-Metering.pdf> (дата звернення: 20.03.2026).

13. Лічильники однофазні НІК 2102 [Електронний ресурс] // НІК-ЕЛЕКТРОНІКА. – Режим доступу: <https://nik-el.com/ua/products/electricity-meters/1f-electricity-meters/nik-2102-e> (дата звернення: 22.03.2026).

14. Лічильники трифазні НІК 2303 [Електронний ресурс] // НІК-ЕЛЕКТРОНІКА. – Режим доступу: <https://nik-el.com/ua/products/electricity-meters/old-electricity-meters/nik-2303-old> (дата звернення: 22.03.2026).

15. Лічильник електроенергії АЛЬФА СМАРТ AS3000 [Електронний ресурс] // Energosys. – Режим доступу: https://energosys.com.ua/catalog/vimiryuvalni_priladi/lichilniki_elektroenergii (дата звернення: 24.03.2026).

16. SCT-013 Non-invasive Split Core Current Transformer : technical specification [Електронний ресурс] // YHDC. – Режим доступу: <https://ielectroney.com/en/product/sct-013-000-non-invasive-split-core-current-transformer> (дата звернення: 26.03.2026).

					ДП.МТІР.10658873.00.00.0000 ПЗ	Арк.
						53
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

17. ACS712 Fully Integrated, Hall-Effect-Based Linear Current Sensor IC : datasheet [Електронний ресурс] // Allegro MicroSystems. – Режим доступу: <https://www.allegromicro.com/en/products/sense/current-sensor-ics/integrated-current-sensors/acs712> (дата звернення: 28.03.2026).

18. 30A Non-invasive Current Sensor SCT-013-030 : datasheet [Електронний ресурс] // Makerlab. – Режим доступу: <https://www.makerlab.ph/products/non-invasive-current-sensor-30a-sct-013-030> (дата звернення: 28.03.2026).

19. Calibration of ZMPT101B voltage sensor module using polynomial regression [Електронний ресурс] // Journal of Engineering and Applied Sciences. – 2017. – Режим доступу: https://www.arnjournals.org/jeas/research_papers/rp_2017/jeas_0217_5728.pdf (дата звернення: 30.03.2026).

20. ADE7753 Single-Phase Multifunction Metering IC : datasheet [Електронний ресурс] // Analog Devices. – Режим доступу: <https://www.analog.com/media/en/technical-documentation/data-sheets/ade7753.pdf> (дата звернення: 02.04.2026).

21. ADE7758 Poly Phase Multifunction Energy Metering IC : datasheet [Електронний ресурс] // Analog Devices. – Режим доступу: https://www.analog.com/static/imported-files/Data_Sheets/ADE7758.pdf (дата звернення: 02.04.2026).

22. ADE9000 High Performance, Multiphase Energy and Power Quality Monitoring IC [Електронний ресурс] // Analog Devices. – Режим доступу: <https://www.analog.com/en/products/ade9000.html> (дата звернення: 02.04.2026).

23. ESP32-WROOM-32 : datasheet [Електронний ресурс] // Espressif Systems. – Режим доступу: https://www.espressif.com/sites/default/files/documentation/esp32-wroom-32_datasheet_en.pdf (дата звернення: 05.04.2026).

					ДП.МТІР.10658873.00.00.0000 ПЗ	Арк.
						54
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

24. ESP32-S3 Wi-Fi & BLE 5 SoC [Електронний ресурс] // Espressif Systems. – Режим доступу: <https://www.espressif.com/en/products/socs/esp32-s3> (дата звернення: 05.04.2026).

25. The Internet of Things with ESP32 [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://esp32.net> (дата звернення: 07.04.2026).

26. PZEM-004T Energy Meter Module : pinout and datasheet [Електронний ресурс] // Components101. – Режим доступу: <https://components101.com/modules/pzem-004t-energy-meter-module-pinout-datasheet> (дата звернення: 09.04.2026).

27. We tested the new Sonoff POW R3 professional power meter [Електронний ресурс] // eWeLink Store. – Режим доступу: <https://ewelinkstore.com/new-products/we-tested-the-new-sonoff-pow-r3-professional-power-meter> (дата звернення: 11.04.2026).

28. IoT AC Energy Meter with PZEM-004T and ESP32 WebServer [Електронний ресурс] // How2Electronics. – Режим доступу: <https://how2electronics.com/iot-ac-energy-meter-with-pzem-004t-esp32-webserver> (дата звернення: 13.04.2026).

29. OpenEnergyMonitor : emonTx and emonPi documentation [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://docs.openenergymonitor.org> (дата звернення: 15.04.2026).

30. Understanding Metering Protocols: IEC 62056 and Beyond [Електронний ресурс] // CLOU Global. – Режим доступу: <https://clouglobal.com/understanding-metering-protocols-iec-62056-and-beyond> (дата звернення: 17.04.2026).

31. LoRa vs Zigbee vs NB-IoT: comparison of low-power protocols [Електронний ресурс] // PatSnap Eureka. – Режим доступу: <https://eureka.patsnap.com/article/lora-vs-zigbee-vs-nb-iot> (дата звернення: 19.04.2026).

					ДП.МТІР.10658873.00.00.0000 ПЗ	Арк.
						55
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

32. LoRaWAN vs Zigbee: differences, applications, pros and cons [Електронний ресурс] // Minew. – Режим доступу: <https://www.minew.com/lorawan-vs-zigbee> (дата звернення: 19.04.2026).

33. MQTT Version 5.0 : OASIS Standard [Електронний ресурс]. – 2019. – Режим доступу: <https://docs.oasis-open.org/mqtt/mqtt/v5.0/mqtt-v5.0.html> (дата звернення: 22.04.2026).

34. ThingsBoard : open-source IoT platform [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://thingsboard.io> (дата звернення: 24.04.2026).

35. Time Series IoT Database: InfluxDB with ESP32 and Grafana [Електронний ресурс] // Zbotic. – Режим доступу: <https://zbotic.in/time-series-iot-database-influxdb-with-esp32-and-grafana> (дата звернення: 26.04.2026).

36. Klemenjak C. Non-Intrusive Load Monitoring: A Review and Outlook [Електронний ресурс] / C. Klemenjak, P. Goldsborough. – arXiv:1610.01191. – 2016. – Режим доступу: <https://arxiv.org/pdf/1610.01191> (дата звернення: 28.04.2026).

37. An Instrumental High-Frequency Smart Meter with Embedded Energy Disaggregation [Електронний ресурс] // Sensors. – 2025. – Vol. 25, № 17. – Режим доступу: <https://www.mdpi.com/1424-8220/25/17/5280> (дата звернення: 02.05.2026).

38. Калібрування сенсорів струму та напруги в IoT-вузлах обліку електроенергії [Електронний ресурс] // Вісник КрНУ ім. М. Остроградського. – 2024. – № 4. – Режим доступу: https://visnikkrnu.kdu.edu.ua/statti/2024_4_169.pdf (дата звернення: 08.05.2026).

39. Впровадження автоматизованих систем обліку та контролю електричної енергії на прикладі ПАТ «Одесаобленерго» [Електронний ресурс] // ResearchGate. – 2017. – Режим доступу: <https://www.researchgate.net/publication/321258426> (дата звернення: 12.05.2026).

					ДП.МТІР.10658873.00.00.0000 ПЗ	Арк.
						56
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

ДОДАТОК

Лістинг основного коду програми ESP32:

```
// energy_meter_node.ino — прошивка вимірювального вузла системи
обліку
// електроенергії на базі ESP32 (середовище Arduino).
// Кваліфікаційна робота: комп'ютеризована система обліку
електроенергії
// на базі технологій Інтернету речей. Додаток А.
// Реалізовано алгоритми розділу 2:
// - ініціалізація вузла (рис. 2.3)
// - основний робочий цикл (рис. 2.4)
// - обчислення електричних величин (рис. 2.5, формули 2.2–2.7)
// - облік за тарифними зонами (рис. 2.6)
// - синхронізація часу (рис. 2.2, формула 2.12)
// - калібрування каналу (рис. 2.1, формула 2.10)
// Зчитування вимірювань — від готового модуля обліку PZEM-004T.

#include <WiFi.h>
#include <PubSubClient.h>
#include <PZEM004Tv30.h>
#include <time.h>
#include "config.h"
#include "measurements.h"
#include "ring_buffer.h"
#include "tariff.h"
#include "calibration.h"
WiFiClient  wifiClient;
PubSubClient mqtt(wifiClient);
PZEM004Tv30  pzem(Serial2, 16, 17);
Calibration  calib;
RingBuffer   buffer;
TariffMeter  tariff;

float  energyWh      = 0.0f;
uint32_t lastSampleMs = 0;
```

```
uint32_t lastPublishMs = 0;
```

ДП.МТІР.10658873.00.00.0000 ПЗ

Арк.

57

		uint32_t lastPublishMs = 0;			
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата	

```

uint32_t lastNtpSyncMs = 0;
bool timeValid = false;
void accumulateEnergy();
void publishCycle();
void connectWifi();
void reconnectMqtt();
void syncTime();
int currentHour();
void buildPayload(const Measurement &m, uint32_t ts, char *out, size_t n);
bool publishOrBuffer(const char *payload);
void flushBuffer();
void onCommand(char *topic, byte *payload, unsigned int len);
void setup() {
    Serial.begin(115200);
    Serial2.begin(9600, SERIAL_8N1, 16, 17);
    calib.begin();
    connectWifi();
    configTime(NTP_TZ_OFFSET_SEC, 0, NTP_SERVER);
    syncTime();
    mqtt.setServer(MQTT_HOST, MQTT_PORT);
    mqtt.setCallback(onCommand);
    reconnectMqtt();
    lastPublishMs = millis();
    Serial.println(F("[init] вузол готовий до роботи"));
}
void loop() {
    uint32_t now = millis();
    if (now - lastNtpSyncMs >= NTP_SYNC_PERIOD_MS) {
        syncTime();
    }
    if (!mqtt.connected()) {
        reconnectMqtt();
    }
    mqtt.loop();
    if (now - lastSampleMs >= SAMPLE_PERIOD_MS) {

```

		lastSampleMs = now;	ДП.МТІР.10658873.00.00.0000 ПЗ		Арк.
					58
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата	

```

        accumulateEnergy();
    }
    if (now - lastPublishMs >= PUBLISH_PERIOD_MS) {
        lastPublishMs = now;
        publishCycle();
    }
}

void accumulateEnergy() {
    float power = pzem.power();
    if (isnan(power)) return;
    float deltaWh = power * (SAMPLE_PERIOD_MS / 3600000.0f);
    energyWh += deltaWh;
    tariff.add(currentHour(), deltaWh);
}

void publishCycle() {
    Measurement m;
    m.u = pzem.voltage() * calib.kVoltage();
    m.i = pzem.current() * calib.kCurrent();
    m.p = pzem.power();
    m.e = energyWh;
    if (isnan(m.u) || isnan(m.i) || isnan(m.p)) {
        Serial.println(F("[warn] некоректне зчитування з модуля обліку"));
        return;
    }
    computeDerived(m);
    uint32_t ts = timeValid ? (uint32_t)time(nullptr) : 0;
    char payload[160];
    buildPayload(m, ts, payload, sizeof(payload));
    publishOrBuffer(payload);
    flushBuffer();
}

void connectWifi() {
    WiFi.mode(WIFI_STA);
    WiFi.begin(WIFI_SSID, WIFI_PASSWORD);
    Serial.print(F("[wifi] підключення"));

```

		while (WiFi.status() != WL_CONNECTED) {	ДП.МТІР.10658873.00.00.0000 ПЗ		Арк.
			59		
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата	

```

        delay(500);
        Serial.print('.');
    }
    Serial.print(F("\n[wifi] IP: "));
    Serial.println(WiFi.localIP());
}

void reconnectMqtt() {
    uint8_t attempts = 0;
    while (!mqtt.connected() && attempts < 3) {
        Serial.print(F("[mqtt] підключення до брокера... "));
        bool ok = (strlen(MQTT_USER) > 0)
            ? mqtt.connect(NODE_ID, MQTT_USER, MQTT_PASS)
            : mqtt.connect(NODE_ID);
        if (ok) {
            Serial.println(F("ok"));
            mqtt.subscribe(MQTT_TOPIC_CMD);
            return;
        }
        Serial.print(F("помилка, rc="));
        Serial.println(mqtt.state());
        attempts++;
        delay(2000);
    }
    Serial.println(F("[mqtt] брокер недоступний — режим автономного
буфера"));
}

void syncTime() {
    struct tm tm;
    if (getLocalTime(&tm, 5000)) {
        timeValid = true;
        lastNtpSyncMs = millis();
        Serial.printf("[ntp] час синхронізовано: %02d:%02d:%02d\n",
            tm.tm_hour, tm.tm_min, tm.tm_sec);
    } else {
        Serial.println(F("[ntp] відповіді немає — повтор пізніше"));
    }
}

```

		}			ДП.МТІР.10658873.00.00.0000 ПЗ	Арк.
						60
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

```

}
int currentHour() {
    struct tm tm;
    if (timeValid && getLocalTime(&tm, 100)) {
        return tm.tm_hour;
    }
    return 12;
}

void buildPayload(const Measurement &m, uint32_t ts, char *out, size_t n) {
    snprintf(out, n,
        "{ \"id\": \"%s\", \"ts\": %lu, \"u\": %.2f, \"i\": %.3f, \"p\": %.2f, \"q\": %.2f, \"pf\": %.3f, \"e\": %.3f, \"e_peak\": %.3f, \"e_night\": %.3f, \"e_day\": %.3f }",
        NODE_ID, (unsigned long)ts, m.u, m.i, m.p, m.q, m.pf, m.e,
        tariff.peak(), tariff.night(), tariff.day());
}

bool publishOrBuffer(const char *payload) {
    if (mqtt.connected() && mqtt.publish(MQTT_TOPIC_DATA, payload)) {
        Serial.print(F("[pub] "));
        Serial.println(payload);
        return true;
    }
    buffer.push(payload);
    Serial.printf("[buf] пакет збережено, у буфері: %u\n",
        (unsigned)buffer.size());
    return false;
}

void flushBuffer() {
    if (!mqtt.connected()) return;
    char rec[160];
    while (buffer.peek(rec, sizeof(rec))) {
        if (mqtt.publish(MQTT_TOPIC_DATA, rec)) {
            buffer.pop();
        } else {
            break;
        }
    }
}

```

		}			ДП.МТІР.10658873.00.00.0000 ПЗ	Арк.
						61
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

```

    }
}

void onCommand(char *topic, byte *payload, unsigned int len) {
    char cmd[64];
    unsigned int n = (len < sizeof(cmd) - 1) ? len : sizeof(cmd) - 1;
    memcpy(cmd, payload, n);
    cmd[n] = '\0';
    Serial.print(F("[cmd] "));
    Serial.println(cmd);
    if (strcmp(cmd, "reset_energy") == 0) {
        energyWh = 0.0f;
        tariff.reset();
        pzem.resetEnergy();
        Serial.println(F("[cmd] лічильники енергії скинуто"));
    } else if (strcmp(cmd, "publish_now") == 0) {
        publishCycle();
    }
}
}

```

Решта додатків (конфігураційні файли) знаходяться на дисковому накопичувачі, що йде в комплекті до кваліфікаційної роботи.

					ДП.МТІР.10658873.00.00.0000 ПЗ	Арк.
						62
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		