

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

**ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
МІСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА імені О. М. БЕКЕТОВА**

І. Т. Карпалюк

**КОМП'ЮТЕРНІ ІНФОРМАЦІЙНІ ТЕХНОЛОГІЇ
В ЕНЕРГЕТИЦІ**

КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ

*(для студентів 5 курсу денної, 6 курсу заочної
форми навчання освітньо-кваліфікаційного рівня «магістр»
за спеціальністю 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка)*

**Харків
ХНУМГ ім. О. М. Бекетова
2018**

Карпалюк І. Т., Комп'ютерні інформаційні технології в енергетиці : конспект лекцій (для студентів 5 курсу денної, 6 курсу заочної форми навчання освітньо-кваліфікаційного рівня «магістр» за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка) / Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова ; уклад. І. Т. Карпалюк. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2018. – 118 с.

Укладач :

канд. техн. наук, доц. І. Т. Карпалюк

Рецензент

В. М. Охрименко, кандидат технічних наук, доцент Харківського національного університету міського господарства імені О.М.Бекетова

Рекомендовано кафедрою систем електропостачання та електроспоживання міст, протокол № 8 від 11.04.2018.

Конспект лекцій складено з метою допомоги студентам електромеханічних спеціальностей під час підготовки до занять, заліків та іспитів з дисципліни «Комп'ютерні інформаційні технології в енергетиці»

© І. Т. Карпалюк, 2018

© ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2018

ЗМІСТ

ВСТУП.....	5
1 ПРИЗНАЧЕННЯ ТА ВИДИ АВТОМАТИЗОВАНИХ СИСТЕМ	6
1.1 Основні етапи створення та впровадження автоматизованої системи управління	6
1.2 Класифікація автоматизованих систем	11
1.3 Структура комп'ютерних інформаційних систем	16
2 ВИДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ АВТОМАТИЗОВАНИХ СИСТЕМ ТА ГЕОІНФОРМАЦІЙНИХ СИСТЕМ	22
2.1 Поняття про геоінформаційні системи	22
2.2 Класифікація геоінформаційних систем	24
2.3 Концептуальне моделювання геоінформаційних систем у системі моніторингу	25
3 АВТОМАТИЗОВАНІ СИСТЕМИ УПРАВЛІННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИМИ ПРОЦЕСАМИ	36
3.1 Призначення автоматизованих систем управління технологічними процесами	36
3.2 Автоматизована система управління технологічними процесами	41
3.3 Розподілена система управління	44
3.4 Система протиаварійного автоматичного захисту	46
4 СИСТЕМИ КОНТРОЛЮ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ	47
4.1 Якість електричної енергії	47
4.2 Аналіз міжнародного досвіду	51
4.3 Апаратне забезпечення	56
4.4 Програмне забезпечення	60
5 ПРИЗНАЧЕННЯ АВТОМАТИЗОВАНИХ СИСТЕМ ДИСПЕТЧЕРСЬКОГО УПРАВЛІННЯ	62
5.1 Автоматизовані системи диспетчерського управління	62
5.2 Завдання оперативного контролю та управління (1 група)	62
5.3 Технологічні завдання (2 група)	63
5.4 Завдання автоматичного управління (3 група)	65
5.5 Завдання АСКОВЕ (4 група)	65
5.6 Системи автоматичного регулювання частоти й потужності	71
6 АВТОМАТИЗОВАНІ СИСТЕМИ ДИСПЕТЧЕРСЬКОГО УПРАВЛІННЯ РІВНЯ РАЙОНУ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ	74
6.1 Завдання і функції автоматизованої системи диспетчерського управління	74

6.2	Склад і структурна схема автоматизованої системи диспетчерського управління	74
6.3	Телемеханіка та система передавання даних.....	75
6.4	Автоматизовані системи диспетчерського управління рівня підприємства електромереж (ПЕМ) та обленерго	75
6.3	Автоматизовані системи диспетчерського управління мережами 220-750 кВ	77
7	ПРИЗНАЧЕННЯ АВТОМАТИЗОВАНОЇ СИСТЕМИ КОМЕРЦІЙНОГО ОБЛІКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ (АСКОЕ).....	82
7.1	Автоматизована система комерційного обліку електричної енергії, технічні засоби	82
7.2	Системи АСКОВ.....	85
7.3	Загальна структура АСКОВ.....	90
8	БІЛІНГОВІ СИСТЕМИ	96
8.1	Визначення білінгової системи	96
8.2	Термінологія	96
8.3	Можливості білінгових систем.....	98
8.4	Структура і функції білінгових систем.....	98
8.5	Підсистема попередньої обробки даних	100
8.6	Стандарти білінгу	101
9	СИСТЕМИ MRP, MRPII, ERP, CSRP	102
9.1	Опис систем MRP, MRP II, ERP, ERP II, CRM, SCM, CSRP, B2C, B2B.	102
9.2	Material Requirements Planning	105
9.3	Material Requirements Planning II	106
9.4	Enterprise Resources Planning	109
9.5	Customer Relationship Management та Supply Chain Management	111
9.6	Customer Synchronized Resource Planning	112
9.6	Enterprise Resources Planning II.....	113
9.7	Business to Customer та Business to Business	115
	СПИСОК ДЖЕРЕЛ.....	116
	ПОКАЖЧИК	118

ВСТУП

Головними напрямками розвитку сучасної електроенергетики є вдосконалення інфраструктури, використання цифрових технологій та модернізація бізнес-процесів під час вироблення, передавання, розподілення, постачання та використання електроенергії, як це визначено концепцією Smart Grid.

Створення високотехнологічної електроенергетичної системи, яка об'єднує електрогенераційні установки різної фізичної природи і потужності та високоефективні струмоприймачі, з'єднані сучасними електричними мережами, має на меті забезпечити надійне електропостачання споживачів, оптимізувати перетікання потужності елементами мережі, підвищити ефективність виробітку і мінімізувати втрати під час передавання та перетворення електроенергії в інші види енергії.

Наступна мета – створення стійкої системи обміну інформацією, оптимізація та підвищення надійності управління електричною мережею на базі сучасних інформаційних та комунікаційних технологій. І ще одна мета – забезпечити узгодження управлінських рішень та комерційних операцій з купівлі-продажу електроенергії з технологічними принципами функціонування електричної мережі та забезпечити її сталий розвиток.

Центральне місце для вирішення цих задач з концепції Smart Grid надається Smart Meters («розумним лічильникам») і побудованим на їхній основі Smart Metering Systems, які в Україні відносять до автоматичної системи комерційного обліку електричної енергії (АСКОЕ).

Висвітленню цих питань і присвячено лекційний курс з дисципліни «Комп'ютерні інформаційні технології в енергетиці».

1 ПРИЗНАЧЕННЯ ТА ВИДИ АВТОМАТИЗОВАНИХ СИСТЕМ

1.1 Основні етапи створення та впровадження автоматизованої системи управління

Перший етап створення автоматизованої системи управління.

В інформаційних системах першого покоління (1963 – 1972 рр.), які в іноземній літературі відомі під назвою «системи обробки даних», «електронні системи обробки даних», у вітчизняній – «АСУ – позадачний підхід», для кожної задачі окремо готувалися дані, створювалася математична модель і розроблялося програмне забезпечення. До програм розв’язування задачі крім інших вносилися й процедури формування та ведення інформаційного фонду, необхідного для розв’язування задачі. Такий підхід зумовлював інформаційну надмірність (записані на машинний носій дані не могли бути використані для розв’язування іншої задачі), математичну надмірність (відомо, що моделі розв’язування різних економічних задач мають спільні блоки). Був позначений тривалістю і трудомісткістю і процес розробки програмного забезпечення кожної задачі. Крім того, дуже незначні зміни в організації інформаційного фонду задач зумовлювали потребу доопрацювання програмного забезпечення.

Подальшим розвитком інформаційних систем є створення АСУ на основі ідеології автоматизованих банків даних. Це інший етап створення АСУ, який розпочався 1972 року, коли вперше до плану на восьму п’ятирічку було внесено питання розвитку економіки і створення АСУ. Розширилися технічна та програмна бази АСУ, що позначилося на урізноманітненні варіантів їх побудови з орієнтуванням на окремі класи та моделі ЕОМ, включаючи міні- та мікрокомп’ютери. Зросла також багатоваріантність АС у зв’язку зі збільшенням кількості технологічних режимів експлуатації ЕОМ та всього комплексу технічних засобів, зокрема почалося запровадження діалогового режиму та режиму телеобробки даних.

Проте відмінність інформаційних систем другого покоління (1972 – 1986 рр.), які в іноземній літературі називались управлінськими (адміністративними) інформаційними системами, від АСУ першого покоління полягає в тому, що перші мали спільне інформаційне забезпечення всіх задач – базу даних. Організація єдиної бази даних стала можливою лише завдяки тому, що були створені спеціальні програмні продукти – системи управління базами даних (СУБД). Основне призначення СУБД – створення та підтримка в

актуальному стані бази даних, а також зв'язок її з програмами розв'язування економічних задач (прикладні програми користувачів).

У середині 80-х років був накопичений значний досвід створення та використання інформаційних систем організаційного управління. Так, 1988 року функціонувало близько 6 000 АСУ різних рівнів та проблемної орієнтації, зокрема 2 600 АСУ підприємств і об'єднань – АСУП. Створено значну кількість автоматизованих систем управління технологічними процесами (АСУ ТП), систем автоматизованого проектування конструкцій та технологій (САПР).

Економічна ефективність багатьох нинішніх АСУ дуже значна. Середнє значення річного економічного ефекту АСУ становило 640 тис. крб. (1988 р.), а коефіцієнт економічної ефективності капітальних вкладень досягав 0,88.

Крім прямого економічного ефекту, впровадження АСУ мало великий вплив на зміну характеру діяльності управлінського персоналу. Підвищилась оперативність, наукова обґрунтованість та об'єктивність прийнятих управлінських рішень; виникла можливість розв'язувати принципово нові економічні задачі, які до впровадження АСУ не розв'язув апарат управління; збільшився час на творчу роботу працівників за рахунок скорочення обсягів виконання рутинних операцій вручну; у наслідок автоматизації процесів інформаційного обслуговування підвищилась поінформованість управлінського персоналу.

Таблиця 1.1 – Характеристика етапів створення інформаційних систем

Етап	Період, роки	Назва етапу в нашій країні	Назва етапу в іноземній літературі	Схема розв'язування задачі
Перший	1963–1972	Створення АСУ (позадачний підхід)	Системи обробки даних	<u>Дані Дані</u> <u>Задачі Задачі</u> I I <u>Модель Модель</u>
Другий	1972–1985	Створення і розвиток АСУ згідно з концепцією баз даних	Управлінські інформаційні системи	<u>База даних</u> I <u>Задача Задача</u> I <u>Модель Модель</u>
Третій	Початок 1985 (триває досі)	Створення інтегрованих АСУ, обчислювальних систем і мереж	Системи підтримки прийняття рішень	<u>База даних</u> I <u>Задача Задача</u> I I <u>База моделей</u>

Другий етап створення автоматизованої системи управління

Докорінних змін у поліпшенні якості управління об'єктами господарювання не відбувалося. Досвід функціонування АСУ першого та другого поколінь виявив у них низку серйозних недоліків:

1. Значна кількість функцій управління, що стосується неструктурованих і слабоструктурованих процедур, залишилася без комп'ютерної підтримки. По суті в АСУ вирішені задачі щодо жорстких детермінованих алгоритмів, які не притаманні керівним структурам.

2. Стандартний набір задач і підсистем АСУ не забезпечив й необхідної гнучкості, через що модифікація та розширення функціонального складу системи пов'язані зі значними трудовитратами.

3. Чітка централізація обробки інформації в нинішніх АСУ не давала змоги здійснювати процеси оперативного керування і регулювання в реальному масштабі часу.

4. Недостатня кількість оптимізаційних задач у складі АСУ (1,5 % у середньому) пояснюється незацікавленістю користувачів у застосуванні оптимізаційних методів; відсутністю надійної та вірогідної інформації для використання оптимізаційних розрахунків; неможливістю та недоцільністю впровадження локальних оптимізаційних задач.

5. В АСУ, як правило, відсутні замкнені комплекси задач управління (планування, обліку, аналізу, регулювання). Різні типи АСУ (АСУП, САПР, АСУ ТП) діяли на об'єктах господарювання автономно, без взаємозв'язку.

6. Системи не забезпечували оперативної взаємодії з ЕОМ керівників різних рівнів. Пакетний режим функціонування АСУ (як основний) не давав змоги створювати системи підтримки прийняття управлінських рішень, що передбачають можливість вибору альтернативного рішення.

7. Впровадження систем не супроводжувалося необхідною перебудовою організаційних структур управління в умовах використання автоматизованої обробки даних.

Третій етап створення автоматизованої системи управління

Недоліки АСУ першого та другого поколінь спонукали до пошуків сучасніших форм та методів їх проектування, розробки концептуальної основи АСУ нового покоління.

Тому наступний етап створення інформаційних систем (почався приблизно із середини 80-х років) характеризується створенням інтегрованих систем. Це багаторівневі ієрархічні автоматизовані системи управління, які забезпечують комплексну автоматизацію останнього на всіх рівнях.

Складність функціонування таких великих соціально-економічних систем, як народне господарство України, зумовлює неможливість реалізації процесу управління за допомогою однієї або кількох локальних АСУ. Для цього потрібний комплекс (група) АСУ, кожна з яких забезпечує вирішення своїх функціональних задач управління. Причому йдеться не просто про об'єднання і зв'язок локальних АСУ між собою, а про забезпечення інформаційного діалогу між ними та доступу однієї АСУ до інформаційних баз інших АСУ [1, 2].

Отже, **інтегровану автоматизовану систему управління (ІАСУ)** можна розглядати як ієрархічно організований комплекс організаційних методів, технічних, програмних, алгоритмічних і інформаційних засобів, які мають модульну структуру та забезпечують наскрізне узгоджене управління матеріальними та інформаційними потоками об'єкта управління.

Центральним поняттям в інтегрованих АСУ є поняття «інтеграція». Інтеграцію (рис. 1.1) можна визначити як спосіб організації окремих компонентів в одну систему, що забезпечує узгоджену і цілеспрямовану їх взаємодію, зумовлюючи велику ефективність функціонування всієї системи.

Інтеграцію в АСУ можна розглядати в кількох аспектах: функціональному, організаційному, інформаційному, програмному, технічному, економічному.

Функціональна інтеграція забезпечує єдність цілей та узгодження критеріїв і процедур виконання виробничо-господарських і технологічних функцій, спрямованих на досягнення визначеної мети. Основою функціональної інтеграції є оптимізація функціональної структури всієї системи, декомпозиція системи на локальні частини (підсистеми), формалізований опис функцій кожної підсистеми та протоколи взаємодії підсистем.

Організаційна інтеграція полягає в організації раціональної взаємодії персоналу управління на різних рівнях ієрархії ІАСУ і різних локальних її підсистем, що зумовлює узгодження дій персоналу в напрямку досягнення визначених цілей та погодженість управлінських рішень.

Інформаційна інтеграція передбачає єдиний комплексний підхід до створення й ведення інформаційної бази всієї системи та її компонентів на основі одного технологічного процесу збору, зберігання, передачі та обробки інформації, який забезпечує узгоджені інформаційні взаємодії всіх локальних АСУ та підсистем ІАСУ.



Рисунок 1.1 – Поняття інтеграції

Програмна інтеграція полягає у використанні узгодженого та взаємопов'язаного комплексу моделей, алгоритмів і програм для забезпечення спільного функціонування всіх компонентів ІАСУ.

Технічна інтеграція – це використання єдиного комплексу сумісних обчислювальних засобів, автоматизованих робочих місць фахівців та локальних мереж ЕОМ, об'єднаних в одну розподілену обчислювальну систему, яка забезпечує автоматизовану реалізацію всіх компонентів ІАСУ.

Економічна інтеграція є узагальнюючим комплексним показником інтеграції системи і полягає в забезпеченні цілеспрямованого та узгодженого функціонування всіх компонентів ІАСУ для досягнення найбільшої ефективності функціонування всієї системи.

Сучасний етап розробки інформаційних систем в економіці країни характеризується створенням АСУ нового покоління, до яких належать експертні системи, системи підтримки прийняття рішень, інформаційно-пошукові системи, системи зі штучним інтелектом. Основою створення таких систем є децентралізація структури ІАСУ та організація розподільної обробки інформації.

Технічною передумовою створення таких систем є значне поширення персональних ЕОМ. Ці машини характеризуються низькою вартістю, невеликими габаритами, підвищеною надійністю, простотою в обслуговуванні та експлуатації, що дає змогу наблизити їх до місць виникнення та використання інформації, розділити їх за окремими сферами функціональної діяльності.

Організаційною передумовою виникнення таких систем стали процеси децентралізації управління, що відбуваються в країні.

Структурно вони реалізуються у вигляді мереж обчислювальних машин або мереж автоматизованих робочих місць.

1.2 Класифікація автоматизованих систем

Створенню автоматизованих систем (АС) у нашій країні приділяють багато уваги. За масштабами, темпами зростання, затратами матеріальних, фінансових і трудових ресурсів, а також за ступенем впливу на процеси управління проблема створення АС перетворилася на велике народногосподарське завдання.

Інформаційні системи можуть значно відрізнятися за типами об'єктів управління, характером та обсягом розв'язуваних задач і низкою інших ознак.

Загальноприйнятої класифікації АС нині не існує, тому їх можна класифікувати за різними ознаками.

1. За рівнем або сферою діяльності – державні, територіальні (регіональні), галузеві, об'єднань, підприємств або установ, технологічних процесів.

2. За рівнем автоматизації процесів управління – інформаційно-пошукові, інформаційно-довідкові, інформаційно-керівні, системи підтримки прийняття рішень, інтелектуальні АС.

3. За ступенем централізації обробки інформації – централізовані АС, децентралізовані АС, інформаційні системи колективного використання.

4. За ступенем інтеграції функцій – багаторівневі АС з інтеграцією за рівнями управління (підприємство – об'єднання, об'єднання – галузь тощо), багаторівневі АС з інтеграцією за рівнями планування тощо.

Державні АС призначені для вирішення найважливіших народногосподарських проблем країни. На базі використання обчислювальних комплексів та економіко-математичних методів у них складають перспективні та поточні плани розвитку країни, ведуть облік результатів та регулюють діяльність окремих ланцюгів народного господарства, розробляють державний бюджет та контролюють його виконання тощо.

Центральне місце в мережі державних АС належить автоматизованій системі державної статистики (АСДС). Роль та місце АСДС в ієрархії управління визначається тим, що вона є основним джерелом статистичної інформації, конче потрібної для функціонування всіх державних та регіональних АС.

Серед АС, із якими взаємодіє АСДС, важливе місце належить автоматизованій системі планових розрахунків (АСПР). АСПР функціонує під час Міністерстві економіки України і є інформаційною системою, призначеною для розробки народногосподарських планів та контролю за їх виконанням в умовах застосування засобів обчислювальної техніки для збору та обробки інформації.

Процес взаємодії АСДС з АСПР має взаємний характер: статистична інформація, джерелом якої є АСДС, необхідна на всіх етапах складання перспективних і поточних планів розвитку господарства країни. У свою чергу, планова інформація надходить до АСДС і є основою для обліку та аналізу виконання планів і задач. Взаємодія АСДС та АСПР передбачає також спільний аналіз соціально-економічних проблем розвитку народного господарства, тому АСДС має повністю задовольнити потреби оптимального планування, проводити економіко-математичний аналіз демографічних процесів у

суспільстві, міжгалузевих зв'язків, споживання та прибутків населення, показників діяльності підприємств.

АСДС взаємодіє також з державною інформаційною системою фінансових розрахунків (АСФР) під час Міністерстві фінансів України.

АСФР призначена для автоматизації фінансових розрахунків на базі сучасної обчислювальної техніки з формування державного бюджету країни та контролю за його виконанням. Причому вона використовує статистичну інформацію про випуск і реалізацію продукції, фонди споживання, запаси та витрати фінансових ресурсів тощо.

Відомі й інші державні АС, система обробки інформації з цін (АСОІ цін), система управління національним банком (АСУ банк), система обробки науково-технічної інформації (АСО НТІ) тощо.

Територіальні (регіональні) АС призначені для управління адміністративно-територіальним регіоном. Сюди належать АС області, міста, району. Ці системи виконують роботу з обробки інформації, яка необхідна для реалізації функцій управління регіоном, формування звітності й видачі оперативних даних місцевим і керівним державним та господарським органам.

Галузеві інформаційні системи управління призначені для управління підвідомчими підприємствами та організаціями. Галузеві АС діють у промисловості та в сільському господарстві, будівництві, транспорті тощо. У них розв'язують задачі інформаційного обслуговування апарату управління галузевих міністерств і їх підрозділів. Галузеві АС розрізняють за сферами застосування – промислова, наукова.

Інформаційні системи управління підприємствами (АСУП) або виробничими об'єднаннями (АСУ В) – це системи із застосуванням сучасних засобів автоматизованої обробки даних, економіко-математичних та інших методів для регулярного розв'язування задач управління виробничо-господарською діяльністю підприємства.

Структурна система АСУ має ту особливість, що виділені підсистеми згруповані за однорідними ознаками.

Так, наприклад, підсистеми, що належать до управління виробництвом, класифікують за ознаками, які характерні для виробничого підприємства даної галузі це:

- функціональна ознака (група А);
- ознака забезпечення (група Б);
- ознака видів виробництва (група В).

Кожна з наведених класифікацій груп у свою чергу об'єднує тільки ті підсистеми, які відповідають головній класифікаційній властивості даної групи.

Такий підхід до класифікаційних підсистем АСУП дозволяє групувати комплекси розв'язуваних на ЕОМ задач за всіма класифікаційними ознаками, виділивши головний серед них.

Наприклад, щодо планування (А-2) вирішується комплекс задач пов'язаних із виробництвом та випуском продукції, з технічної підготовки основного виробництва і т.д.

За умови іншої організаційної структури об'єкта управління, комплекси задач можна групувати в іншій послідовності.

Наприклад, управління забезпеченням трудовими ресурсами включає комплекс задач для всіх функціональних підсистем. Під час цього не дивлячись на те чи інше групування комплексу задач методика вирішення даної задачі не змінюється, міняється лише її місце в тому чи іншому комплексі задач.

Інформаційні системи управління технологічними процесами (АСУ ТП) керують станом технологічних процесів (робота верстата, домни тощо). Першою головною відмінністю цих систем від розглянутих раніше полягає передусім у характері об'єкта управління; для АСУ ТП – це різноманітні машини, прилади, обладнання, а для державних, територіальних та інших АСУ – це колективи людей. Друга відмінність полягає у формі передачі інформації. Для АСУ ТП основною формою передачі інформації є сигнал, а в інших АСУ – документи.

Залежно від мети функціонування та задач, які покладені на АС на етапах збору та змістової обробки даних, розрізняють такі типи АС:

- інформаційно-пошукові;
- інформаційно-довідкові;
- інформаційно-управлінські;
- інтелектуальні інформаційні системи та системи підтримки прийняття рішень.

Інформаційно-пошукові системи (ІСП) орієнтовані на розв'язування задач пошуку інформації. Змістова обробка інформації в таких системах відсутня.

В інформаційно-довідкових системах (ІДС) за результатами пошуку обчислюють значення арифметичних функцій.

Інформаційно-управлінські системи (відомі у вітчизняній літературі під назвою «автоматизовані системи організаційного управління») – це організаційно-технічні системи, які забезпечують формування рішення на основі автоматизації інформаційних процесів у сфері управління. Отже, ці

системи призначені для автоматизованого вирішення широкого кола задач управління.

До інформаційних систем нового покоління належать системи підтримки прийняття рішень (СППР) та інформаційні системи, побудовані на штучному інтелекті (інтелектуальні АС).

СППР – це інтерактивна комп'ютерна система, яка призначена для підтримки різних видів діяльності пвд час прийняття рішень із слабоструктурованих або неструктурованих проблем. Інтерес до СППР – перспективної галузі використання обчислювальної техніки та інструментарію підвищення ефективності праці у сфері управління економікою, постійно зростає. У багатьох країнах розробка та реалізація СППР перетворилася на ділянку бізнесу, що швидко розвивається.

Штучний інтелект – це штучні системи, створені людиною на базі ЕОМ, що імітують розв'язування людиною складних творчих задач. Створенню інтелектуальних інформаційних систем сприяла розробка в теорії штучного інтелекту логіко-лінгвістичних моделей. Ці моделі дають змогу формалізувати конкретні змістовні знання про об'єкти управління та процеси, що відбуваються в них, тобто ввести в ЕОМ логіко-лінгвістичні моделі поряд з математичними. Логіко лінгвістичні моделі – це семантичні мережі, фрейми, продуктивні системи – іноді об'єднуються терміном «програмно-апаратні засоби в системах штучного інтелекту».

Розрізняють три види інтелектуальних АС:

1. Інтелектуальні інформаційно-пошукові системи (системи типу «запитання – відповідь»), які в процесі діалогу забезпечують взаємодію кінцевих користувачів – непрограмістів з базами даних і знань професійними мовами користувачів, близьких до природних;

2. Розрахунково-логічні системи, які дають змогу кінцевим користувачам, що не є програмістами та фахівцями в галузі прикладної математики, розв'язувати в режимі діалогу з ЕОМ свої задачі з використанням складних методів і відповідних прикладних програм;

3. Експертні системи, які дають змогу провадити ефективну комп'ютеризацію областей, у яких знання можуть бути подані в експертній описовій формі, але використання математичних моделей утруднене або неможливе.

В економіці України найпоширенішими є експертні системи. Це системи, які дають змогу на базі сучасних персональних комп'ютерів виявляти,

нагромаджувати та коригувати знання з різних галузей народного господарства (предметних областей).

1.3 Структура комп'ютерних інформаційних систем

Комп'ютерні інформаційні системи належать до класу складних систем, які містять у собі велику кількість різноманітних елементів, що взаємодіють. Тому під час створення комп'ютерних АС потрібно визначати їхню структуру [3].

Загалом під структурою комп'ютерної АС розуміють характеристику внутрішнього стану системи, опис постійних зв'язків між її елементами.

Під час опису АС використовують кілька видів структур, які відрізняються типами елементів та зв'язків між ними.

Наприклад, згідно з РД 50-680-88 під час описуванні систем використовують функціональні, технічні, організаційні, документальні, алгоритмічні, програмні та інформаційні структури.

Функціональна структура – це структура, елементами якої є підсистеми (компоненти), функції АС або її частини, а зв'язки між елементами – це потоки інформації, що циркулює між ними під час функціонування АС.

Технічна структура – це структура, елементами якої є обладнання комплексу технічних засобів АС, а зв'язки між елементами відбивають інформаційний обмін.

Організаційна структура, елементами якої є колективи людей і окремі виконавці, а зв'язки між елементами – інформаційні, супідрядності та взаємодії.

Документальна структура – це структура, елементами якої є неподільні складники і документи АС, а зв'язки між елементами – взаємодії, входимості та супідрядності.

Елементами **алгоритмічної структури** є алгоритми, а зв'язки між алгоритмами реалізуються за допомогою інформаційних масивів.

У програмній структурі зв'язки між елементами також реалізуються у вигляді інформаційних масивів, а елементами структури є програмні модулі.

Інформаційна структура – це структура, елементами якої є форми існування і подання інформації в системі, а зв'язки між ними – операції перетворення інформації в системі.

Елементами інформаційної структури можуть бути також інформаційні масиви, а зв'язками – операції роботи з масивами: введення, коригування, перегляд, знищення тощо.

Глибина розподілу інформаційної системи, тобто склад і зміст її елементів можуть суттєво розрізнятися залежно від мети, поставленої перед конкретною інформаційною системою. Крім того, склад елементів за інших однакових умов залежить від сфери дії АС.

Повної і загальноприйнятої класифікації елементів АС досі не існує. Але практика їх функціонування показує, що майже в усіх АС вирізняють такі елементи, як «функція АС» і «компонент (підсистема) АС».

Функція АС – це сукупність дій інформаційної системи, яка спрямована на досягнення визначеної мети. Перелік функцій конкретної АС залежить від сфери її діяльності, об'єкта управління, призначення її та інші. Наприклад, в інформаційній системі управління фінансами країни виділяють дві основні функції: планування бюджету і виконання бюджету.

Компонент (підсистема) АС – це її частина, що виділена за зазначеною ознакою або сукупністю ознак і розглядається як одне ціле. Компоненти комп'ютерної АС за своїм призначенням передусім поділяють на забезпечувальні та функціональні. Забезпечувальні містять у собі організаційне, методичне, технічне, математичне, програмне, інформаційне, лінгвістичне, правове та ергономічне забезпечення.

До **організаційного забезпечення** належить сукупність документів, що описують технологію функціонування АС, методи вибору і застосування користувачами технологічних прийомів для отримання конкретних результатів під час функціонування АС.

Для забезпечення функціонування комп'ютерної АС необхідно мати низка ресурсів і обов'язково предмети праці, засоби праці та працю (праця). Роль перших в АС виконує інформація (інформаційне забезпечення), яка відіграє також роль продукту праці. Засобами праці є різні технічні засоби АС, які виконують функції технічного забезпечення. Таку саму функцію певною мірою виконують засоби математичного і програмного забезпечення. Що ж до самої праці, то, природно, кадри фахівців також потрібні будь-якій АС.

Інформаційне забезпечення містить у собі не лише інформаційні ресурси як предмет праці та інформацію як продукт праці, а й засоби та методи ведення всієї інформаційної бази – об'єкта управління.

Отже, до інформаційного забезпечення належать також методи класифікації та кодування інформації, способи організації нормативно-довідкової інформації, побудови банків даних, зокрема побудови і ведення інформаційної бази тощо.

Технічне забезпечення об'єднує сукупність усіх технічних засобів, використовуваних під час функціонування комп'ютерної АС.

До **математичного забезпечення** віднесено сукупність математичних методів, моделей і алгоритмів розв'язування задач, які застосовуються в АС; моделі та алгоритми, що входять до цього забезпечення як інструмент подальшої розробки програмних засобів. Моделі системи управління та об'єкта автоматизації належать звичайно до організаційного забезпечення.

Програмне забезпечення є сукупністю програм на носіях даних і програмних документів, які призначені для налагодження, функціонування і перевірки працездатності АС.

Лінгвістичне забезпечення містить сукупність засобів і правил для формалізації природної мови, які використовуються під час спілкування користувачів та експлуатаційного персоналу АС з комплексом засобів автоматизації під час функціонування АС.

До **правового забезпечення** належить сукупність правових норм, які регламентують правові відносини під час функціонування АС та юридичний статус результатів такого функціонування.

Методичне забезпечення містить у собі сукупність документів, які описують технологію функціонування АС, методи вибору і застосування користувачами технологічних прийомів для отримання конкретних результатів під час функціонування АС.

Ергономічне забезпечення АС є сукупністю засобів і методів, які створюють найсприятливіші умови праці людини в АС, умови для взаємодії людини та ЕОМ.

Функціональний підхід до структури АС дає змогу виділити підсистеми (компоненти) під час різного визначення поняття «функція управління». Найбільшого поширення набуло створення функціональних підсистем за ознакою управління об'єктами (елементами) виробничого процесу та за ознакою стадій управління.

Так, у першому випадку формуються функціональні підсистеми, наприклад управління технічною підготовкою виробництва, основним виробництвом, допоміжним виробництвом, матеріальними ресурсами, трудовими ресурсами тощо.

В інформаційних системах органів загальнодержавного управління і невиробничої сфери така структура пов'язана з функціями, які виконують установи. Наприклад, в автоматизованій системі державної статистики (АСДС) передбачені функціональні підсистеми статистики промисловості, сільського

господарства, капітального будівництва тощо. У функціональній структурі АСДС неначе повторюється склад функціональних підрозділів Міністерства статистики України.

В іншому випадку з позицій стадій управління виділяють функціональні підсистеми прогнозування, перспективного планування, оперативного управління, бухгалтерського обліку тощо.

Перелік таких функціональних підсистем у різних АС неоднаковий. Певною мірою це пояснюється відсутністю єдиного погляду на склад функцій управління в народному господарстві.

Задача в комп'ютерній АС або задача обробки даних визначається як функція чи її частина, що є формалізованою сукупністю автоматичних дій, виконання яких має приводити до результатів заданого виду. Наприклад, задачею в АСУП може бути нарахування відрядної заробітної плати бригаді, облік розрахунків із постачальниками сировини, облік валютних операцій тощо.

Задачі, що розв'язуються в комп'ютерних інформаційних системах, мають низку характерних особливостей, що впливають на технологію автоматизованої обробки даних.

1. Інформаційний взаємозв'язок, який виявляється в тому, що результати розв'язування одних задач є вихідними даними для розв'язування інших. Ця особливість впливає на склад та зміст інформаційної бази комп'ютерної системи, потребуючи також вибору способів і методів нагромадження і зберігання інформації в системі.

2. Масовість та груповий характер вирішення. Як правило, економічні розрахунки виконуються через певні проміжки часу, причому визначають не один, а групу взаємопов'язаних економічних показників. Ця особливість впливає на структуру алгоритмів розв'язування задач, а також на склад та зміст програмного забезпечення систем.

3. Потреба багатоваріантного розв'язування. Це стосується задач прогнозування, планування та прийняття рішень. Саме тому в комп'ютерній системі мають бути передбачені відповідні спеціальні інструментальні та апаратні засоби, наприклад бази моделей для задоволення вказаних потреб.

4. Чітко регламентовані терміни подання вихідних даних і результатів розв'язування задач, а також вимоги до точності вихідних даних і результатів розв'язування задач. Тому під час створенні комп'ютерної ІС необхідно вирішувати питання контролю інформації на всіх етапах її переробки (перетворення).

5. Постійні зміни складу економічних показників та методик їхнього розрахунку. Ця особливість впливає на склад і зміст програмного забезпечення, особливо на його прикладну частину.

Різноманітність вирішуваних у комп'ютерних інформаційних системах завдань потребує їхньої класифікації (рис. 1.2).

Класифікацію завдань обробки даних за шістьма основними ознаками, які найчастіше зустрічаються в спеціальній літературі, наведено на рисунку 1.2.

За функціями управління розрізняють планові, облікові, контрольні завдання, завдання нормування показників, складання звітності тощо.

За характером перетворення інформації завдання в АС поділяють на обчислювальні, імітаційні, прийняття рішень.

За роллю в процесі управління розрізняють інженерно-технічні, економічні та інформаційно-довідкові завдання.

За математичною суттю завдання комп'ютерної АС поділяють на оптимізаційні, прямого розрахунку та інформаційно-пошукові.

Оптимізаційні завдань вирішують шляхом пошуку одного рішення із великої кількості можливих варіантів. Вони характеризуються складною методикою розрахунків (що зумовлює необхідність використання різноманітних моделей), а також відносно невеликими розмірами вихідних даних.

В основній своїй масі завдання сучасної комп'ютерної АС належать до завдань прямого розрахунку. Для них характерні великі розміри і складність вихідних даних, проста методика розрахунку й одноваріантність вирішення.

Інформаційно-пошукові завдання, тобто завдання типу «запитання – відповідь» характеризуються складною методикою розрахунку та значними розмірами вихідної інформації.

За можливістю формалізованого опису завдання АС поділяють на формалізовані та неформалізовані. Розв'язування перших можна описати у вигляді математичних формул та залежностей, щодо інших – цього зробити не можна.

За регулярністю вирішення завдань АС поділяють на систематичні, епізодичні та випадкові.

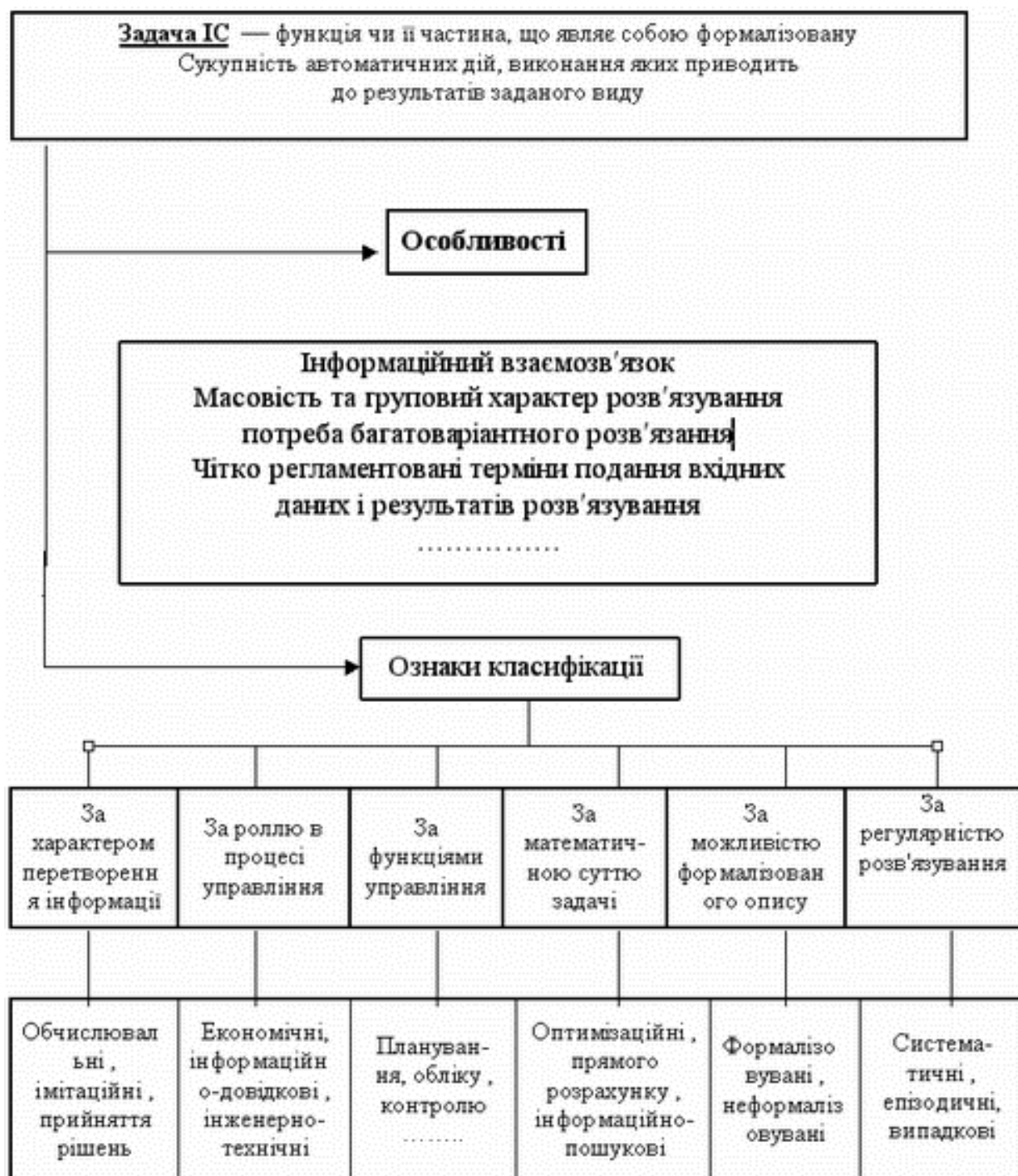


Рисунок 1.2 – Класифікація завдань

2 ВИДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ АВТОМАТИЗОВАНИХ СИСТЕМ ТА ГЕОІНФОРМАЦІЙНИХ СИСТЕМ

Розвиток сучасних технологій передбачає комп'ютеризацію практично всіх систем аналізу та спостереження. Нова епоха технічного розвитку характеризується появою геоінформаційних систем (ГІС). Геоінформаційні технології, ГІС-технології – технологічна основа створення географічних інформаційних систем, що дозволяють реалізувати їхні функціональні можливості. Для створення і функціонування ГІС необхідні комп'ютерна техніка, відповідне програмне забезпечення, початкові дані, включаючи атрибутивні, і, звичайно ж, люди, що вміють не тільки користуватися комп'ютером і програмним забезпеченням, а осмислено з їх допомогою оперувати інформацією, зокрема що має і просторовий складник.

2.1 Поняття про геоінформаційні системи

Поняття «геоінформатика», «географічна інформаційна система» аналізуються в багатьох публікаціях [5, 6]. На сторінках наукової періодики та в монографіях триває дискусія, чого більше в геоінформатиці: географії, геодезії, математики чи інформатики? Не вступаючи дискусію, зупинимось на визначеннях, які найповніше розкривають проблему. Мова йде про нову предметну сферу – геоінформатику, в назві якої визначається як сам гіперскладний об'єкт дослідження у вигляді геосистеми, так і комплексний метод його дослідження на основі комп'ютерних інформаційних технологій.

Предметом геоінформатики, як і географії, є географічна оболонка Землі завтовшки в декілька кілометрів (атмосфера, літосфера, гідросфера, біосфера), а також процеси взаємодії всіх її складників. Враховуючи роль і вплив людини на природу, в геосистему включають також соціосферу і техносферу. До фундаментальних методів і принципів географічного підходу у вивченні геосистеми належать: територіальність, комплексність, конкретність і глобальність на основі використання загальної для географічної науки картографічної мови [3, 4, 5].

Інформатика вивчає закономірності та методи збору, накопичення, передачі й обробки інформації з використанням електронних обчислювальних машин [4]. Виходячи з цього, можна конкретизувати предмет і завдання геоінформатики, які полягають у дослідженні інформаційних потоків про геосистему, у вивченні закономірностей та методів збору, накопичення,

передачі й обробки інформації про об'єкти та явища геосистеми з використанням комп'ютерних технологій. Сутність геоінформаційного методу дослідження полягає в реалізації методів та принципів географічного підходу до вивчення геосистеми на основі інформаційних технологій збору даних, створення комп'ютерних баз знань та баз геопросторових даних, програмних засобів просторового аналізу та моделювання, а також мови взаємодії в системі «людина – комп'ютер» за електронними картами та комбінованими геозображеннями.

Геоінформатика, яка має корені у двох метанауках (географії та інформатиці), також розглядається як метанаука, оскільки вона багатоаспектна за своїм застосуванням в інформаційному моделюванні різних явищ і об'єктів, що характеризуються просторово-часовими властивостями, а також має багато розділів, де вивчаються і розробляються спеціальні методи та системи обробки і використання геопросторових даних [4].

Геоінформаційні системи є практично-цільовим продуктом геоінформатики, організаційно-технологічним середовищем активізації геоінформаційних ресурсів локальних територій, регіонів, країн і світу в цілому. ГІС розглядають як сукупність засобів інформаційних технологій для збору геопросторових даних, створення і використання цифрових моделей геосистеми із застосуванням усього арсеналу методів і засобів комп'ютерної обробки та візуалізації інформації, формалізації та накопичення знань, зокрема й на основі комунікативної потужності інформаційних мереж.

ГІС надає географам (а точніше – всім геофахівцям: геодезистам, геологам, геофізикам, картографам та багатьом іншим) такі засоби обробки просторової інформації, «які вони шукали в продовж 2 000 років. ГІС є одночасно телескопом, мікроскопом, комп'ютером і копіювальною машиною з метою регіонального аналізу та синтезу» [6]. Але застосування геоінформаційних систем не обмежується суто географічними проблемами, вже сьогодні вони потенційно здатні забезпечити просторово-часовою інформацією всі ланки моделювання та управління в різноманітних сферах професійної діяльності (управління територіями, військова справа, кадастри природних ресурсів і нерухомості, екологія, навігація і транспорт, містобудування тощо). Завдяки ГІС зростає роль географічної інформації як загальнолюдського та соціального предмету споживання.

2.2 Класифікація геоінформаційних систем

Виходячи з високого ступеня міждисциплінарності ГІС, в основу класифікації можна покласти такі групи ознак (рис. 2.1):

- за призначенням – цільове використання та характер завдань, що вирішуються;
- за проблемно-тематичною орієнтацією – сфера застосування;
- за територіальним охопленням – розмір території, що представлена в базі геопросторових даних;
- за переважним способом організації геопросторових даних – формати введення, зберігання, обробки і відображення географічної інформації;
- за ступенем доступу та використання геопросторових даних – рівень інформаційних мереж, у середовищі яких функціонує система (від глобальних до локальних обчислювальних мереж – ЛОМ).

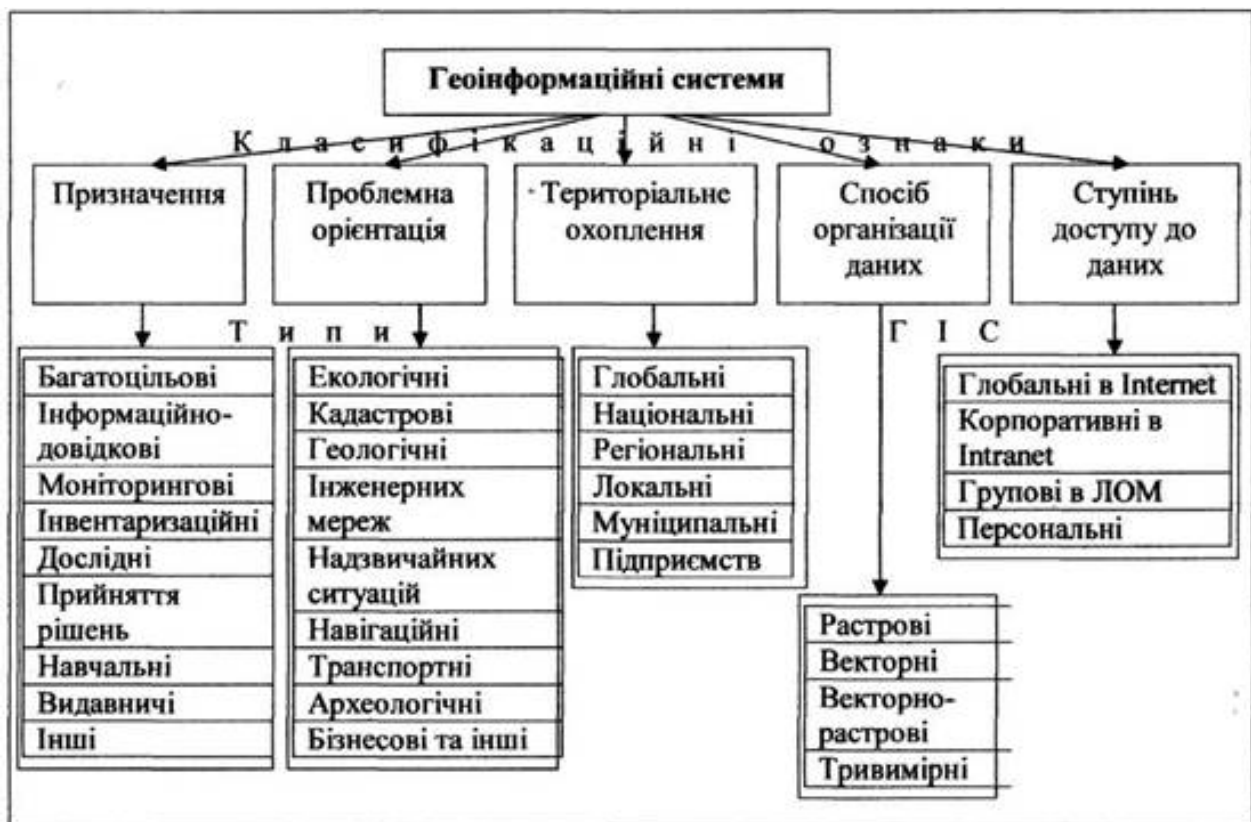


Рисунок 2.1 – Типи ГІС за класифікаційними ознаками

Ця система ознак утворює п'ятивимірний простір класифікації ГІС, у якому певна геоінформаційна система може бути асоційована з точкою, координати якої відповідають класифікаційним ознакам геоінформаційної системи. Так, кадастрова ГІС може бути дослідною, охоплювати територію

певного регіону, базуватися переважно на векторних форматах просторових даних та мати доступ до корпоративної мережі.

2.3 Концептуальне моделювання геоінформаційних систем у системі моніторингу

Концептуальна модель має забезпечувати такі основні функції [4, 5, 6]:

- підтримувати структури та засоби, котрі дозволяють відображати знання про предметну сферу і систему прозоро та ясно для кращої взаємодії розробників і користувачів системи;
- містити такі конструкції, які достатні для найповнішого уявлення особливостей предметної сфери і самої системи;
- надавати засоби перетворення КМ в реалізаційні моделі (тобто в логічну та фізичну модель даних, у специфікації програмних компонентів, у граматики мов взаємодії тощо).

Упродовж століть просторові дані та знання фіксували, накопичували та передавали переважно в картографічній формі. Природно, що основним джерелом просторових даних для ГІС до певного часу були картографічні матеріали. У технології збору та обробки просторових даних переважав картографічний підхід (рис. 2.2, а): на основі зібраних початкових даних спочатку створювали карту, яку в подальшому сканували та векторизували з метою формування цифрової картографічної моделі для ГІС.

Розвиток ГІС, GPS, цифрової фотограметрії та цифрових методів зумовив становлення наскрізних інформаційних технологій збору та обробки геопросторових даних (рис. 2.2, б), спричинив трансформацію геоінформаційних методів у самому картографуванні [1, 12]. Первинною продукцією інформаційних технологій є бази геопросторових даних, моделі об'єктів у яких не зазнають картографічних «спотворень», оскільки вони не зазнають ні генералізації, ні змін складу та роздільної здатності в контексті певного масштабу карти. Об'єкти в таких моделях відображаються з точністю й роздільною здатністю геодезичних вимірів та застосовуваних технологій збору первинних даних. Цифрові картографічні моделі, як і моделі інших геозображень, а також самі карти, перетворюються в похідну (від баз геопросторових даних) продукцію.

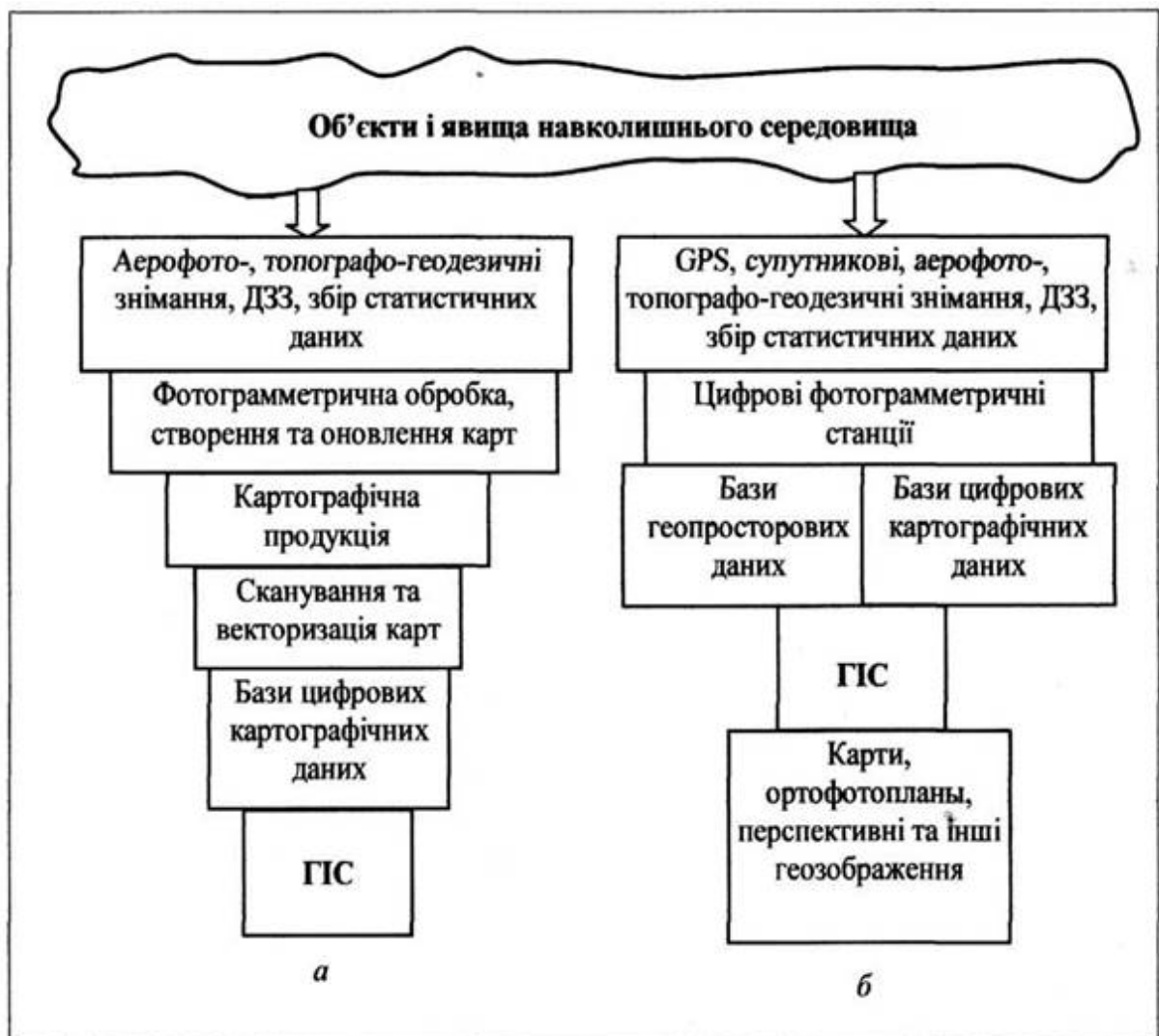


Рисунок 2.2 – Технології збору й обробки геопросторових даних у картографічному (а) та інформаційному (б) підходах.

Концептуальна модель узагальненої ГІС як модель обробної системи (рис. 2.3) відображає процеси перетворення сукупності вхідної множини первинних даних у множину моделей у базі геопросторових даних та у множину комплексних геозображень, які надаються користувачам системи як результат моделювання для аналізу стану геосистеми та прийняття управлінських рішень. Термін «узагальнена ГІС» використано для підкреслення факту абстрагування від конкретної сфери її застосування.

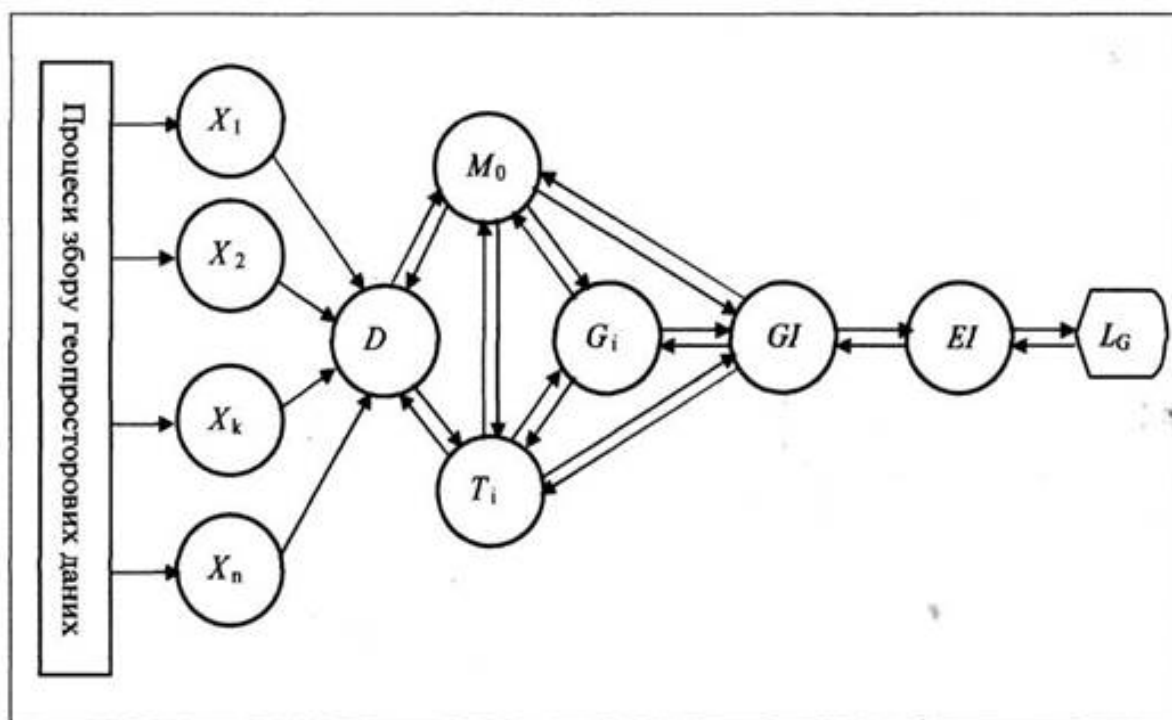


Рисунок 2.3 – Концептуальна модель ГІС як обробної системи.

Формально така система S визначається як сукупність вхідних, проміжних і вихідних моделей геопросторових даних, процесів їх обробки і перетворення та формальних мов взаємодії процесів між собою і користувачів з системою. Її можна записати так:

$$S = \{X, D, M_0, T, G, GI, EI, F_{ij}, L\},$$

де X – множина вхідних даних отриманих у процесі топографо-геодезичних зйомок, GPS вимірювань, ДЗЗ тощо;

D – база упорядкованих вхідних даних в уніфікованих форматах; M_0 – модель базового набору геопросторових даних;

T – множина тематичних моделей геопросторових даних;

G – множина моделей даних за спеціальними просторовими (геометричними) схемами, зокрема тривимірні (3D) цифрові моделі рельєфу та місцевості;

GI – цифрові моделі карт та інших геообразень;

EI – цифрові моделі електронних геообразень;

$F_{ij} : M_i \rightarrow M_j$ – функції перетворення моделі M_i у модель M_j , зокрема:
 $F_{xd} : X_i \rightarrow D$ – перетворення первинних даних в уніфіковані формати, $F_{dm} : D \rightarrow M_0$ – створення (оновлення) моделі базового набору геопросторових даних на основі первинних;

$F_{dm} : D \rightarrow T_i$ – створення тематичних моделей геопросторових даних на основі первинних, а також аналогічні прямі й зворотні перетворення для усіх інших моделей (у напрямку стрілок між моделями, рис. 2.3);

L – множина формальних мов та інтерфейсів взаємодії процесів, зокрема мова LG для подання електронних геозображень користувачам системи та інтерактивного доступу користувачів до геопросторових даних і програм їхньої обробки.

З точки зору користувачів можна говорити про комплексне перетворення вхідних даних в електронні геозображення $F_{d_ei} : D \rightarrow EI$, в якому відбір моделей геопросторових даних та методів їх обробки визначається завданнями та запитам користувачів. Але концептуально важливо розрізняти моделі геопросторових даних та моделі цифрових і електронних карт. Це різні сутності і за змістом, і за структурою. Картографічне зображення описуються у термінах мови умовних картографічних знаків, які означають, наприклад, тип, товщину та колір лінії, розмір та орієнтацію поза масштабного знаку або тип і розмір шрифту для зображення написів тощо.

Перетворення $F_{m_gi_ei} : M_0 \rightarrow GI \rightarrow EI$, $F_{t_gi_ei} : T \rightarrow GI \rightarrow EI$, $F_{g_gi_ei} : G \rightarrow GI \rightarrow EI$ відносяться до перетворення з мови геоінформаційних моделей у мову засобів відображення електронних карт та інших геозображень. Моделі даних M_0 , T , G орієнтовані на програми просторового (геоінформаційного) аналізу і моделювання реального світу, а моделі GI , EI описують картографічні зображення, орієнтовані на сприйняття людиною. В існуючій концепції цифрових карт, яка досі переважає в сучасних ГІС, на жаль, еkleктично змішано зміст моделі геопросторових даних та моделі електронної карти. Такі цифрові картографічні моделі, з одного боку, не відповідають повною мірою вимогам геоінформаційного моделювання, а з іншого, є надлишковими для електронного відображення.

Для географічної інформації зв'язок «завдання – джерело даних – дані – модель даних» є дуже важливим, оскільки деякі завдання можуть вирішуватися з різними обчислювальними затратами на різних моделях даних, а деякі – виключно на певних моделях даних (наприклад, пошук оптимального шляху можливий тільки на мережних моделях, а морфологічний аналіз рельєфу потребує його тривимірної моделі). Як правило, дані отримують у цифровій формі, яка залежить від технології їх збору, а потім перетворюють в інші форми, вибір яких визначають завданнями моделювання і способами узагальнення та відображення результатів.

Інтегрування інформації з різних джерел та з різних форм уявлення ґрунтується на використанні єдиної для усіх моделей системи координат та єдиного базового набору геопросторових даних. До складу останнього входять геодезична (математична) основа, об'єкти гідрографії, рослинність, мережа транспортних шляхів, межі адміністративно-територіальних утворень.

В ГІС ще й сьогодні переважає парадигма винятковості геопросторових даних, наслідком якої є різноманіття підходів та форматів від різних виробників інструментальних ГІС поряд із високим рівнем уніфікації представлення і обробки фактографічних даних в універсальних системах керування базами даних (СКБД) на рівні стандартної мови SQL та уніфікованих механізмів і засобів доступу до даних. Така ситуація на початкових етапах розвитку ГІС, тобто у 80-ті роки минулого століття, мала об'єктивні причини, оскільки технології фактографічних даних дійсно не могли запропонувати геоінформації готових ефективних рішень для обробки просторових даних. Розширення сфер застосування ГІС у 90-х роках та їх практична спроможність перетворитися в засіб інтегрування різноманітних даних про навколишнє середовище стимулювали розвиток в універсальних СКБД засобів для представлення та маніпулювання просторовими і багатовимірними даними [6]. У геоінформаційних системах третього покоління ми спостерігаємо повне інтегрування ГІС із універсальними СКБД, а також їх вихід у глобальний інформаційний простір через Internet.

Така технологічна «зрілість» ГІС, з точки зору універсальних методів інформаційних технологій, та ідеї об'єктно-орієнтованого погляду на світ під час проектування інформаційних систем створюють умови для переходу на вищий теоретичний і практичний рівень у моделюванні і проектуванні геоінформаційних систем. Стосовно концептуального моделювання геопросторових даних це означає перехід від «графічного примітивізму» (з його основними концептами: «шар об'єктів», «лінійний об'єкт», «полігональний об'єкт», «точковий об'єкт або поза масштабний знак» тощо) до об'єктно-орієнтованих моделей реального світу, які ґрунтуються на категорії класів об'єктів, що мають просторові та фактографічні властивості, а також різноманітні просторові, топологічні та семантичні зв'язки і відношення.

«Графічний примітивізм» під час моделюванні геопросторових даних успадкований від картографії, коли об'єкти розбиваються на групи за типом просторової локалізації. Реальні ж об'єкти є фізичними тілами (дискретними об'єктами) або полями, а їх локалізація може бути точковою, лінійною, смуговою, площинною, просторовою, комбінованою і глобальною. Поля мають

глобальний тип локалізації, оскільки існують у будь-якій точці земної поверхні або її частини, що моделюється. Дискретні об'єкти можуть мати будь-який тип просторової локалізації, крім глобального, а також мати множинне уявлення (multiple representations) геометричними моделями в базі геопросторових даних. Наприклад, вулиці можуть бути представлені осьовими лініями, двома осьовими, відповідно до напрямків руху, осьовими окремими сегментами або площинними (смуговими) об'єктами окремих ділянок. Разом із тим, осьові сегменти вулиць можуть входити до складу комплексного об'єкта типу вулично-дорожньої мережі або типу «маршрут певного транспортного засобу».

Таким чином, маємо досить складні відношення як між об'єктами реального світу та їх просторовими моделями, так і між певними елементами графічної моделі й моделями реальних об'єктів на рівні ситуаційного встановлення відношень. Аналогічно поля можуть бути представлені регулярними та нерегулярними сітками, TIN-моделями, ізолініями тощо. Для об'єктів реального світу характерні також відношення агрегування, композиції та асоціації, які практично не реалізуються в ГІС з графічним підходом до геоінформаційного моделювання.

Загальні принципи визначення змісту концептуальних схем (КС) та підходи до моделювання проблемних сфер сформульовані в ДСТУ 3329–96 (ГОСТ 34.320–96), який відповідає міжнародному стандарту ISO/TR 9007:1987 «Concepts and terminology for the conceptual schema and the information base». До основних складників змісту КС належать: описи класів (типів) сутностей проблемної сфери; описи понять, які найменше піддаються змінам; внесення правил або обмежень, які мають широкий вплив на поведінку проблемної сфери.

У стандартах рекомендовані два загальні принципи концептуальних схем: принцип 100 відсотків та принцип концептуалізації. Згідно з «принципом 100 відсотків» усі загальні аспекти проблемної сфери мають бути описані в КС, причому інформаційна система не може відповідати за недотримання правил і законів, описаних поза концептуальною схемою. Згідно з «принципом концептуалізації» КС має містити статичні та динамічні аспекти проблемної сфери лише концептуального рівня, не торкаючись зовнішніх і внутрішніх аспектів подання та організації даних. Основними підходами до моделювання інформаційних систем та баз даних є: об'єктно-орієнтований підхід (ООП), підходи «сутність – атрибут – зв'язок»; підходи на основі бінарних та елементарних парних відношень і підходи на основі інтерпретованої логіки предикатів.

Об'єктно-орієнтований підхід в останні роки набув найбільшого поширення. Він охоплює всі етапи життєвого циклу інформаційних систем від концептуального моделювання до програмування, експлуатації та модернізації. ООП прийнятий за основу також і під час розробки серії стандартів ISO 19100 – Географічна інформація – Геоматика [4], у яких для концептуального моделювання широко використовується уніфікована мова моделювання UML (Unified Modeling Language), мова опису інтерфейсів IDL (Interface Description Language) та мова об'єктних обмежень OCL (Object Constraint Language). Принципи застосування сучасних засобів моделювання для концептуальних схем геопросторових даних представлені в проектах відповідних стандартів серії ISO 19100, зокрема: ISO 19103 – Conceptual schema language (Мови концептуальних схем), ISO 19107 – Spatial schema (Просторова схема), ISO 19108 – Temporal schema (Часова схема), ISO 19109 – Rules for application schema (Правила для прикладної схеми).

Прикладом практичної реалізації сучасних методів концептуального моделювання геопросторових даних з застосуванням нотації UML є нове покоління ГІС-технологій від ESRI Arc GIS 8.2 [4]. Це свідчить про близькість появи на ринку повноцінних ГІС-орієнтованих CASE-засобів, які дозволяють візуально конструювати UML-схеми геопросторових даних, створювати специфікації та документувати артефакти предметної сфери на рівні концептуальних моделей класів об'єктів, відношень між ними, їх властивостей та методів поведінки. За створеними концептуальними моделями автоматично генеруються класифікатори понять, структура бази даних, специфікації програмних компонентів та макети форм діалогового інтерфейсу користувача.

Із розвитком ГІС і накопиченням в них великих обсягів картографічних та предметних даних виникає необхідність в обміні інформацією між системами, які створювалися на різних ГІС-платформах. Традиційні ГІС мали гібридну архітектуру за ознакою уніфікації обробки картографічних і атрибутних даних [3, 4, 5]. Для картографічних даних використовувалися специфічні для кожної платформи моделі та формати, для атрибутних даних – реляційні СУБД загального призначення. Обмін картографічними даними в таких ГІС виконувався за допомогою конвертації уніфікованих (де-факто або де-юре) форматів експорту-імпорту даних, і з часом архітектура традиційних ГІС вступила в протиріччя з магістральним шляхом розвитку глобальних інформаційних мереж та технологій клієнт-сервер. Специфічність картографічної компоненти була також основною причиною значної залежності

від платформи програмних засобів просторового аналізу і спеціалізованих мов програмування, використовуваних для розвитку систем.

У 1996–1997 роках в арсеналі ГІС-засобів з'явилися перші інструментальні рішення для побудови відкритих геоінформаційних систем (OpenGIS), які забезпечують:

- інтеграцію з сучасними об'єктно-орієнтованими візуальними засобами розробки програмного забезпечення та інтерфейсу користувача універсального призначення (Visual Basic, C++, Delphi, PowerBuilder тощо);

- динамічну інтеграцію даних з різних джерел;

- інтеграцію з системами автоматизації офісів;

- підтримку обробки геоданих з використанням технології мережі Internet.

Сьогодні компоненти відкритих ГІС є в арсеналі всіх провідних розробників ГІС-технологій. Вони розраховані на платформу Windows з використанням її основних механізмів інтеграції застосувань: об'єктних моделей (COM, DCOM, CORBA), методів інтеграції (OLE і OLE4D&M) і розробки (OLE Automation), інтерфейсу користувача (Windows), методів доступу до баз даних (ODBC), технології візуалізації (OpenGL, GDI), електронної пошти (MAPI) та доступу до Internet і Web (Internet Services).

Від корпорації Intergraph до відкритих ГІС належать компоненти технології Jupiter [4] з її першими представниками GeoMedia та GeoMedia Web Map, від інституту ESRI – MapObjects, Spatial Database Engine (St)t та Arc View Map Server, від Autodesk – MapGuide та Autodesk World.

Характерні ознаки продуктів цього класу:

- підтримка візуалізації не тільки власних графічних форматів, а й форматів конкурентів;

- можливість використання універсальних мов програмування для розробки прикладних програм;

- підтримка роботи з Oracle Spatial Data Option (SDO);

- можливість створення та редагування графічних даних (але знову ж таки у специфічних для кожної фірми форматах).

Поява цих продуктів веде до перекривання монопольних секторів фірм-виробників ГІС-технологій і в значній мірі зменшує ризик інвестицій кінцевих користувачів, але ринок важливих продуктів просторового аналізу залишається залежним від ГІС-платформ виробників.

Незважаючи на різноманіття функціональних можливостей та механізмів інтеграції відкритих ГІС, проблема забезпечення незалежності прикладних

програм від конкретних ГІС-платформ і форматів геоданих залишається актуальною. Одним зі шляхів її подолання є введення в архітектуру застосувань додаткового елемента – уніфікованого ГІС-сервера застосувань (далі ГІС-сервер) як логічного програмного процесу, що є посередником між прикладною програмою-клієнтом (ПП) та інструментальними ГІС конкретних виробників (ІГІС). Мова йде про використання трирівневої архітектури ГІС: застосування, ГІС-сервер застосувань, ІГІС як сервери геоданих (рис. 2.4). Для взаємодії між окремими рівнями та елементами такої архітектури можуть бути використані відповідні інтерфейси прикладного програмування (API) та різноманітні механізми інтеграції застосувань. Ключовими питаннями є уніфікація (в ідеалі – стандартизація) функцій ГІС-сервера та потенційна можливість його параметризації з метою спрощення налагодження на характеристики конкретних інструментальних ГІС.

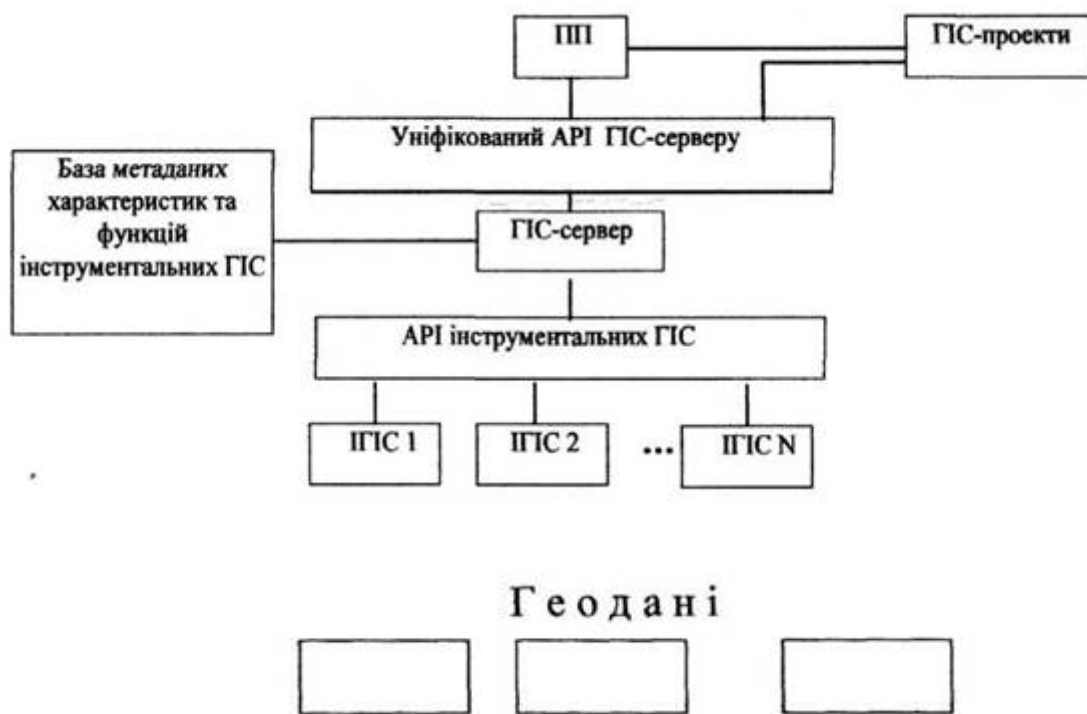


Рисунок 2.4 – Трирівнева архітектура ГІС

У більшості інструментальних ГІС проект (карта) є сукупністю тематично-орієнтованих шарів геоданих одного чи кількох споріднених форматів з атрибутами їх візуалізації та операційними характеристиками кожного. ГІС-проект трирівневого застосування може базуватися на значно ширшому наборі форматів геоданих. Підтримка кожного з форматів забезпечується відповідною інструментальною ГІС, клієнтом якої є ГІС-сервер, а не безпосередньо прикладна програма.

Можна виділити два основні підходи до уніфікації функцій ГІС-сервера: еволюційна глобальна уніфікація широкого набору функцій як передумова стандартизації функціонального інтерфейсу переважної більшості ГІС-застосувань та локальна уніфікація в межах конкретної сфери використання ГІС-технологій чи навіть окремих прикладних програм. У межах першого підходу доцільна параметризація ГІС-сервера для спрощення налагодження на конкретні платформи та введення спеціальної функції ESCAPE для підтримки механізму «стандартного використання нестандартних можливостей» ГІС. Метадані в базі даних характеристик та функцій ІПС призначені для реєстрації функцій конкретних інструментальних ГІС (включаючи нестандартні) на рівні синтаксису виклику функцій та опису їхніх параметрів.

Для більшості ГІС-застосувань достатнім буде такий мінімальний набір функцій ГІС-сервера:

1. Функції роботи з проектами та візуалізації шарів, зокрема:

- створити новий чи відкрити існуючий проект, зберегти проект;
- візуалізувати у заданими властивостями шарів карти у вікні проекту.

Параметри: система світових координат, світові координати, вікно у світових координатах, дескриптор вікна Windows (hWnd), область виводу в екранних координатах, умови генералізації та графічні атрибути зображення

2. Функції ідентифікації та виділення об'єктів:

- графічна селекція об'єктів за координатами точки або області (радіальної, прямокутної чи довільної полігональної);
- графічне виділення об'єктів за заданим списком їхніх ключових ідентифікаторів.

3. Функції вводу та редагування геоданих:

- одержати координати об'єкта;
- змінити координати існуючого об'єкта;
- додати новий об'єкт із його координатами;
- видалити графічний об'єкт.

4. Функції геометричного аналізу:

- визначення відстаней, довжин ламаних ліній, центроїдів полігонів;
- розрахунок периметрів та площ;
- пошук перетинів ліній.

5. Оверлейні функції:

- побудова буферних зон навколо об'єктів;
- об'єднання та перетин полігональних об'єктів.

6. Функція отримання експрес-інформації про атрибути об'єкта безпосередньо від інструментальних ГІС.

База атрибутних даних застосування може бути локальною, клієнт-серверною (зокрема побудованою за трирівневою архітектурою) або інтегрованою (на основі використання реляційних моделей геоданих за технологіями SDO чи SDE).

Геоінформаційна система – сучасна комп'ютерна технологія, що дозволяє поєднати модельне зображення території (електронне відображення карт, схем, космо-, аерозображень земної поверхні) з інформацією табличного типу (різноманітні статистичні дані, списки, економічні показники тощо). Також під геоінформаційною системою розуміють систему управління просторовими даними та асоційованими з ними атрибутами. Конкретніше, це комп'ютерна система, що забезпечує можливість використання, збереження, редагування, аналізу та відображення географічних даних.

Інформаційно-обчислювальна система, призначена для фіксації, збереження, модифікації, керування, аналізу та відображення усіх форм географічної інформації. ГІС використовується багатьма дослідниками в галузі вивчення проблем навколишнього середовища, для визначення різних показників на географічній сітці.

Геоінформаційні системи мають трирівневу архітектуру, використання якої забезпечує незалежність застосувань від конкретних ГІС-платформ та форматів геоданих. Розглянуто елементи такої архітектури (застосування-клієнт, уніфікований ГІС-сервер застосувань, сервери інструментальних ГІС), функції ГІС-сервера та способи його налагодження на особливості інструментальних ГІС.

Концептуальне моделювання переростає в технологію концептуального проектування інформаційних і програмних систем на основі формування поняттєвої моделі об'єктів та явищ реального світу, її відображення на множину концептів та об'єктів інших світів (програмних компонент, баз даних, мов взаємодії (інтерфейсів) «користувачі – система» та «система – система», вихідних документів тощо).

3 АВТОМАТИЗОВАНІ СИСТЕМИ УПРАВЛІННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИМИ ПРОЦЕСАМИ

3.1 Призначення автоматизованих систем управління технологічними процесами

Найважливішою частиною систем керування електричними мережами є система управління рівня підстанції – АСУ ТП ПС. Сьогодні комплекс технічних засобів (КТЗ) АСУ ТП ПС має забезпечувати збір технологічних даних про роботу системи, передачу їх на верхній рівень диспетчерського управління (диспетчерський центр), передавати ці дані на автоматизоване робоче місце (АРМ) оперативного персоналу підстанції. Також можливе виконання функцій керування технологічним процесом. До технологічних даних можна віднести:

- поточні значення електричних величин, що характеризують основну трифазну мережу змінного струму – напруг, струмів, потужностей, частоти, а також показники якості електричної енергії;
- поточні значення величин, що характеризують допоміжні мережі об'єкта – електричні параметри мережі власних потреб і мережі постійного струму, параметри мережі повітряприготування;
- поточні значення теплотехнічних та інших величин на електростанціях, що характеризують процес генерації електроенергії – тиск і температуру газу, пари, води або інших теплоносіїв;
- осцилограми перехідних процесів, наприклад, коротких замикань у мережі;
- положення електричних комутаційних апаратів, стану пристроїв захисту та автоматики, клапанів, вентилів;
- параметри, що характеризують кліматичні умови на об'єкті – температуру й тиск повітря, швидкість вітру;
- діагностичні параметри, що характеризують стан обладнання, наприклад, кількість відключень вимикачів, тангенс кута діелектричних втрат в ізоляції.

Традиційно питання дистанційного контролю та управління вирішувалось засобами телемеханіки.

Телемеханіка – сукупність засобів передачі (до 90-х років минулого століття – також відображення) поточних параметрів технологічного процесу

на більші відстані. Пристрій верхнього рівня, що забезпечує збір даних з ПС, називається пунктом управління (ПУ) або центральною приймально-передавальною станцією (ЦППС), пристрій на підстанції, що збирає дані від датчиків та вимірювальних перетворювачів і передає їх до ПУ – контрольований пункт (КП). Канали зв'язку між КП і ПУ можуть бути дротяними (наприклад, на базі телефонної мережі) або бездротяними (радіоканал, GSM, GPRS, супутникові канали). Типи сигналів:

- ТС – телесигнал (двійковий типу «ТАК/НІ»)
- ТВ, ТВП – телевимірювання (поточне), кодують 8– або 16-розрядним цілим числом;
- ТВІ – телевимірювання інтегральне (приймає імпульси від лічильників, кожен імпульс відповідає визначеній кількості кВ·год електроенергії);
- ТУ – телеуправління виконавчими механізмами («Увімк» / «Вимк»);
- ТР – телерегулювання (плавне або багатопозиційне керування).

Способи обміну між ПК та КП: опитування, циклічне передавання та спорадичне (за зміною значення сигналу) передавання.

Способи кодування й захисту даних визначає телемеханічний протокол. Раніше кожен розробник комплексів телемеханіки розробляв свій власний протокол зв'язку. Приклади таких досить розповсюджених систем:

- УТС-8, УТК-1, ВРТФ-3 – найбільш примітивні системи з жорстко визначеною кількістю сигналів;
- КОМПАС, ТМ-512, ТМ-120, ТМ-320, Граніт, ТМ-800В – більш досконалі модульні пристрої з 8-розрядними АЦП;
- МКТ-2, МКТ-3, ТМ-800А – теж саме, використовують на ПС 330 кВ для роботи в циклічному режимі;
- Корунд-М/КА-96, Спрут/КОТ – сучасні вітчизняні системи з підтримкою МЕК-870-5-101 та 12-розрядними АЦП.

Класифікацію систем телемеханіки наведено на рисунку 3.1.

Вимірювання всіх цих величин виконують за допомогою вимірювальних перетворювачів. Сучасні перетворювачі є цифровими, вони вимірюють вхідний сигнал і перетворюють його у цифрову форму за допомогою власних аналого-цифрових перетворювачів (АЦП).

Для високовольтних підстанцій існують вимоги до обсягу та якості інформації, що збирається з датчиків: положення комутаційних апаратів мають опитуватися контрольованим пунктом (КП) 8 разів за секунду, значення фазних струмів, фазних/лінійних напруг, активної й реактивної потужності, частоти мають опитуватися 1 раз за секунду (для сигналів перетоків потужності по ПЛ

110-750 кВ). Передані на верхній рівень дані мають забезпечуватися мітками часу, телевимірювання мають мати розрядність не менше 12 біт, тому де-факто стандартним телемеханічним протоколом передачі є МЕК 61870-5-101, а телемеханічні канали зв'язку мають мати швидкість 2 400–9 600 бод, тобто на порядок вище традиційних ВЧ-ущільнених каналів (40–600 бод).

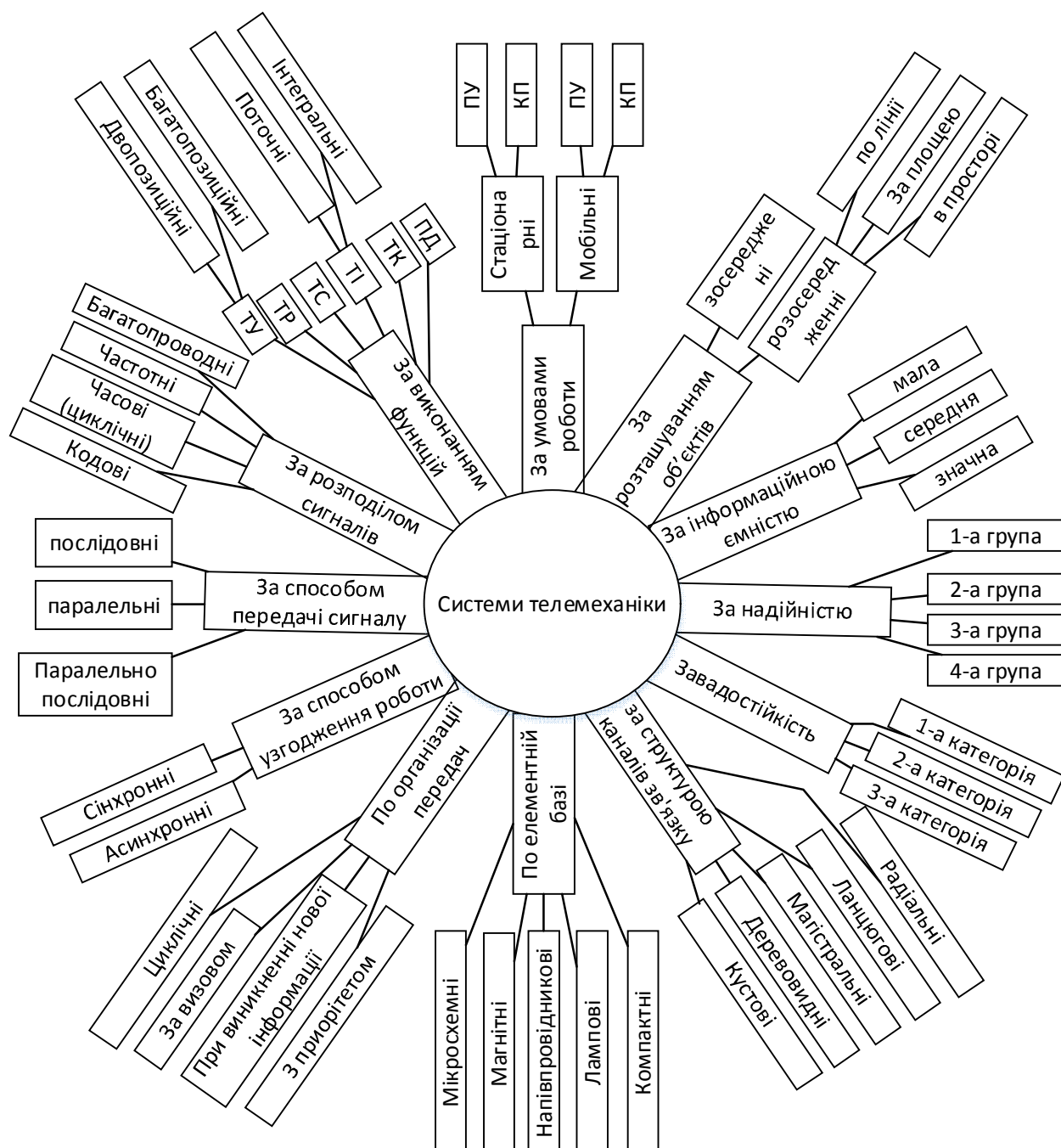


Рисунок 3.1 – Традиційна класифікація систем телемеханіки

Представлена на рисунку 3.2 структурна схема є прикладом реалізації КТЗ АСДУ ПС на базі універсального контрольованого пункту телемеханіки

(УКП ТМ) «Корунд-М» та цифрових вимірювальних перетворювачів, що підтримують цифровий інтерфейс RS-485 та протокол Modbus.

УКП телемеханіки має модульну структуру, містить модулі: центрального процесора (МЦП), живлення (МЖ), телесигналізації (МТС), сполучення із ВЧ-каналами телемеханіки та підключення цифрових вимірювальних перетворювачів (МКА), телевимірювачі інтегральні (МТВІ) і поточних (МТВП), телеуправління (МТУ).

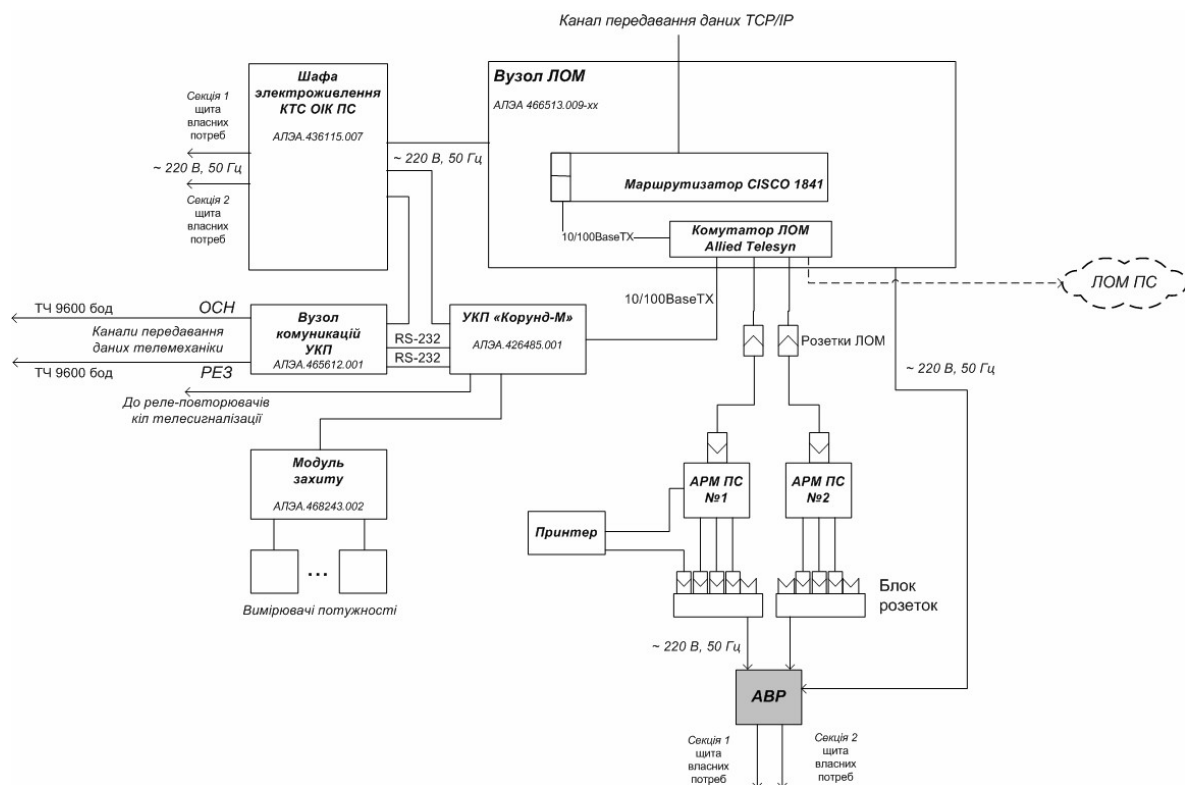


Рисунок 3.2 – Структурна схема комплексу технічних засобів ПС

Для захисту УКП від перешкод на вимірювальних ланцюгах служить шафа захистів. Вимоги до телевимірювань визначають використання цифрових вимірювальних перетворювачів (ЦВП), які підключають до УКП за допомогою вузла комунікацій КП. Досить розповсюджені ЦВП багатьох виробників мають модифікації, що забезпечують технічний облік електроенергії. ЦВП з'єднують між собою шиною RS-485 (число пристроїв визначається необхідним періодом опитування й може становити від 5 пристроїв для приєднань 220–750 кВ до 3 пристроїв для приєднань 6–10 кВ). Типова схема передбачає підключення 40 ЦВП на 8 каналах RS-485. Вузол комунікацій також забезпечує обмін інформацією з верхнім рівнем на швидкісних телемеханічних каналах (основному й резервному) [5, 6, 7].

Необхідна від КТЗ підтримка телемеханічних мало швидкісних ВЧ-каналів реалізується безпосередньо в КП, причому використовують нинішні телемеханічні модеми (ТТ-144, АПСТ-М і тощо).

Автоматизація роботи чергового електромонтера (диспетчера) підстанції включає як відображення поточної схеми комутації та значень ТВ на мнемосхемі ПС, так і роботу із заявками, бланками перемикачів і паспортних даних устаткування ПС, що вимагає інтенсивного обміну інформацією з ОІК АСДУ верхнього рівня. Зв'язок КП із АРМ чергового ПС здійснюється за допомогою вузла мережі, що забезпечує поділ підмереж АСДУ ПС, ЛВС ПС, КП телемеханіки й можливість підключення до корпоративного TCP/IP каналу зв'язку за допомогою змінних інтерфейсних модулів. Застосування стандартних промислових рішень дозволяє підключати мікропроцесорні пристрої захистів, реєстраторів аварій і т. інше, що дозволяє з АРМ чергового ПС (а за наявності досить швидкісного каналу зв'язку – фахівцям центральних служб) зчитувати із цих приладів дані (зокрема в автоматичному режимі) й виконувати їх параметрування.

Електричне живлення системи резервується (з 2 секцій власних потреб) автоматом включення резерву АВР.

Тенденція до інтеграції різних мікропроцесорних систем і технічних засобів підстанцій і зростання запитів диспетчерської та інших служб до кількості та якості отримуваної на ПС інформації визначають вимогу до можливості стикування КТЗ АСДУ з мікропроцесорними засобами релейного захисту й автоматики, реєстраторами аварій, у найближчому майбутньому – із пристроями неруйнівного контролю й діагностики силового устаткування під навантаженням, а також можливість обміну інформацією з локальною комп'ютерною мережею підстанції з умовою забезпечення розмежування доступу й безпеки роботи засобів АСДУ.

Існує міжнародний стандарт МЕК 850 (IEC61850), який визначає способи з'єднання всіх мікропроцесорних приладів на підстанції в одну мережу на базі ЛОМ Ethernet та стека протоколів TCP/IP.

Програмне забезпечення для управління технологічними процесами, на базі якого створюють системи керування конкретними об'єктами, має загальну назву SCADA/HMI (Supervisory Control And Data Acquisition/Human-Machine Interface), тобто система збору даних та диспетчерського керування / людино-машинний інтерфейс.

Приклади таких систем Intellution iFIX, AdAstra TraceMode, Klinkmann InTouch, Iconics Genesis32, Siemens Simatic. До їхнього складу входять:

- база даних реального часу (БД РЧ);
- драйвери введення-виводу сигналів телемеханіки;
- тривожна сигналізація;
- підтримка ЛОМ;
- інтерфейс користувача на клієнтських місцях, зокрема відображення мнемосхем підстанцій та мережі;
- безпека й регламентація доступу, захист даних;
- двійкова історія (ретроспектива) сигналів;
- підсистема розробки (редактори мнемосхем, БД РВ тощо)

3.2 Автоматизована система управління технологічними процесами

Автоматизація технологічного процесу – сукупність методів і коштів, призначена для реалізації системи чи систем, що дозволяють здійснювати управління самим технологічним процесом без особистої участі людини, або залишення за людиною права затвердження найвідповідальніших рішень.

Основа автоматизації технологічних процесів – це перерозподіл матеріальних, енергетичних та інформаційних потоків взгідно з прийнятим критерієм управління (оптимальності).

Основні цілі автоматизації технологічних процесів:

- підвищення ефективності виробничого процесу;
- забезпечення стійкого функціонування технологічних процесів;
- забезпечення надійності та безпеки ведення технологічних процесів;
- забезпечення можливості вдосконалення технологічних процесів;
- підвищення екологічної безпеки об'єкта;
- економія енергетичних ресурсів;
- поліпшення умов праці обслуговуючого персоналу;
- підвищення умов безпеки й захищеності персоналу та обладнання;
- підвищення економічності.

Досягнення цілей здійснюються за допомогою вирішення наступних завдань:

- поліпшення якості регулювання
- підвищення коефіцієнта готовності устаткування;
- поліпшення ергономіки праці операторів процесу;
- забезпечення достовірності інформації про матеріальні компоненти, що застосовуються у виробництві;

– збереження інформації про перебіг технологічного процесу в аварійних ситуаціях.

Автоматизація технологічних процесів у межах одного виробничого процесу дозволяє створити основу для впровадження систем управління виробництвом і систем управління підприємством.

Автоматизована система управління технологічним процесом (АСУТП) – комплекс програмних і технічних засобів, готовий до автоматизації управління технологічним устаткуванням на підприємствах.

Під АСУТП зазвичай розуміють комплексне вирішення, що забезпечує автоматизацію основних технологічних операцій технологічного процесу на виробництві, загалом або якійсь його ділянці, що випускає завершений продукт.

Термін «автоматизований» на відміну від терміну «автоматичний» підкреслює можливість участі людини в окремих операціях, як і цілях збереження людського контролю за процесом, і у зв'язку з складністю чи недоцільністю автоматизації окремих операцій.

У зв'язку з різноманітністю підходів розрізняють автоматизацію таких технологічних процесів:

- автоматизацію безперервних технологічних процесів (Process Automation)
- автоматизацію дискретних технологічних процесів (Factory Automation)
- автоматизацію гібридних технологічних процесів (Hybrid Automation)

Зазвичай автоматизована система управління технологічними процесами (АСУТП) будується як багаторівнева інтегрована людино-машинна система, що працює в режимі реального часу, і містить у собі: оперативний технологічний, обслуговуючий персонал та комплекс програмно-технічних засобів.

Автоматизована система управління технологічними процесами виконується на базі мікропроцесорної та обчислювальної техніки відповідно до вимог норм і правил, технічного завдання і забезпечує:

- постійний контроль і управління параметрами технологічного процесу для підтримання їх регламентованих значень;
- реєстрацію спрацьовування і контроль працездатного стану засобів протиаварійного автоматичного захисту (ПАЗ);
- постійний контроль стану повітряного середовища в межах об'єктів;
- постійний аналіз зміни параметрів у бік критичних значень і прогнозування можливості виникнення аварійної ситуації;

- дію засобів управління і ПАЗ, які припиняють розвиток небезпечної ситуації;
- дію засобів локалізації аварійної ситуації, вибір і реалізацію оптимальних керівний впливів;
- проведення операцій безаварійного пуску, зупинки і всіх необхідних для цього переключень;
- видачу інформації про стан безпеки на об'єкті до системи управління вищого рівня.

Автоматизація виробництва багатьох підприємств побудована за дворівневою схемою:

- автоматизована система управління підприємством;
- автоматизована система управління технологічними процесами.

Автоматизована система управління підприємством (АСУП) призначена для вирішення задач:

- контролю якості продукції;
- контролю відвантажень;
- контролю відносин між підприємствами;
- економіки;
- забезпечення екологічної безпеки виробництва, енергопостачання.

Зазвичай автоматизована система управління технологічними процесами (АСУТП) передбачає 3 підрівні автоматизації:

- нижній рівень автоматизації (рівень контрольно-вимірювальних приладів і виконавчих механізмів);
- базовий рівень автоматизації;
- верхній рівень автоматизації.

На нижньому рівні вирішують такі завдання:

- отримання контрольної інформації про технологічний процес і роботу обладнання;
- безпосереднє управління виконавчими механізмами керувальними сигналами за заданими алгоритмами, отримуваними з виходів базового рівня.

На базовому рівні вирішуються такі завдання:

- збір і обробка інформації, що надходить від контрольно-вимірювальних приладів нижнього рівня;
- оптимальне регулювання технологічного процесу подачею керувальних сигналів на виконавчі механізми нижнього рівня;
- включення блокувань і світлозвукової сигналізації в разі виходу технологічних параметрів за допустимі межі;

- обмін даними з верхнім рівнем автоматизації.

На верхньому рівні вирішуються наступні завдання:

збір та архівування даних про:

- технологічних параметрах;
- попереджувальних і аварійних ситуаціях;
- технічний стан устаткування;
- технічному стані каналів зв'язку;
- діях оператора;

- відображення на екрані монітора в зручному для оператора вигляді перерахованих вище оперативних даних;

- відображення на екрані монітора в зручному для оператора вигляді перерахованих вище архівних даних;

- створення по перерахованих вище даними звітів за визначається оператором період;

- завдання налаштувань і режимів роботи АСУТП для окремих вузлів технологічного обладнання;

- обмін інформацією з АСУП.

PCY є підсистемою АСУТП, яка забезпечує контроль та управління всім технологічним процесом на базовому рівні автоматизації.

Система ПАЗ є підсистемою АСУТП, яка здійснює функції захисту шляхом виконання низки блокувань для попередження виникнення аварійних ситуацій.

Операторні станції забезпечують дистанційний контроль, управління та візуалізацію технологічного процесу.

Сумісна станція інженера АСУТП і КВПіА призначена для:

- створення та відпрацювання конфігурації системи;
- зберігання, коригування, завантаження програмного забезпечення у вузли системи в режимі реального часу;
- дистанційного обслуговування та конфігурування засобів КВПіА, завдяки використанню HART-протоколу.

Вихідними даними для проектування АСУТП є перелік та кількість сигналів вводу/виводу.

3.3 Розподілена система управління

Розподілена система управління (PCY) технологічним процесом має модульну архітектуру [8].

Система РСУ забезпечує, як мінімум, виконання таких функцій:

- функції автоматичного регулювання;
- індикацію стану керувального контуру, включаючи вхідні технологічні дані, задане значення регульованої величини в контролері, вихідну величину контролера і режим роботи контролера у вигляді гістограми і в цифровому вигляді;
- обчислення змінних і параметрів процесу;
- можливість перемикання контуру регулювання на ручне управління оператором, а також зміна заданих значень регульованої величини, режимів і констант з пульта оператора;
- індикацію змінних процесу;
- реєстрацію трендів змінних процесу (з можливістю перемикання), регульованих і розрахункових змінних;
- індикацію стану устаткування, що обертається, та індикацію й управління станом відсічної арматури;
- індикацію і звукове оповіщення про надходження повідомлень сигналізації для сповіщення оператора про аномальні або небезпечні умови технологічного процесу і системні відмови;
- збір даних про виміри і розрахунки в архівній базі даних;
- побудову звіту за запитом на основі поточних і архівних даних;
- функції взаємного блокування і керування послідовністю;
- можливість застосування розширеного регулювання за рахунок управління заданим значенням регульованої величини з координувальних комп'ютерів;
- реєстрацію повідомлення сигналізації та системних подій;
- кольорове графічне відображення ділянок установки, зокрема, контурів керування і технологічних даних у реальному часі;
- діагностику системи.

Джерела живлення, контролери технологічного процесу, комунікаційні інтерфейси резервовані. Основний та резервний контролери однакові. Під час відмови робочого й резервного контролерів система запам'ятовує останнє положення або переходить до умов наперед заданих на випадок відмови.

Система безперервно контролює готовність резерву, на АРМ оператора формується повідомлення сигналізації про порушення з його реєстрацією.

Передбачена можливість виймання й заміни будь-якої плати вводу-виводу без відключення живлення і без переривання технологічного процесу.

3.4 Система протиаварійного автоматичного захисту

Система протиаварійного автоматичного захисту (ПАЗ) побудована за модульною архітектурою. Система ПАЗ виконує:

- протиаварійний автоматичний захист, що забезпечує безпечне ведення процесу з фіксацією першопричини спрацьовування блокування і запам'ятовуванням послідовності спрацьовування виконавчих механізмів і дій технологічного персоналу в аварійній ситуації;
- управління електроустаткуванням і автоматичною запірною арматурою для запобігання розвитку аварійних ситуацій;
- самодіагностику пристроїв і компонентів системи.

Усі контролери, аналогові і цифрові входи й виходи, шини даних, інтерфейси і джерела живлення резервовані.

Відповідно до вимог правил вибухобезпеки для вибухо-пожежо-небезпечних хімічних, нафтохімічних і нафтопереробних виробництв АСУТП побудована таким чином, що порушення роботи РСУ не впливає на роботу системи ПАЗ. Це досягається тим, що системи РСУ і ПАЗ є функціонально незалежними, але під час цього максимально інтегровані з точки зору інтерфейсу управління та обміну даними між ПАЗ і РСУ.

Надійність систем РСУ і ПАЗ забезпечується за рахунок модульної архітектури, програмної та технічної надмірності, а також можливості застосування різних варіантів режимів роботи: автоматичний, напівавтоматичний, ручний. Обидві системи мають можливість підтримки виконання основних операцій під час відмови одного з компонентів, модулів або ліній зв'язку.

Програмно-технічний комплекс АСУТП передбачений проектом, дозволяє захистити технологічний процес від несанкціонованого доступу і стороннього втручання. Це досягається програмним розмежуванням прав доступу до даних і функціями системи відповідно до посадових інструкцій [9, 10, 11].

4 СИСТЕМИ КОНТРОЛЮ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

4.1 Якість електричної енергії

Якість електричної енергії – це ступінь відповідності фактичних значень параметрів електричної енергії встановленим ДСТУ EN 50160:2014 значенням, основні з яких наведено нижче в таблиці 4.1:

Таблиця 4.1 – Параметри електричної енергії за ДСТУ EN 50160:2014

Найменування показника	Допустиме значення показника	
	нормальне	граничне
Відхилення напруги, %	± 10	+10 -15
Доза флікера, відн. од.: короткочасна тривала	1,00	1,38 1,00
Коефіцієнт спотворення синусоїдальності кривої напруги, %, не більше,	8	12
Коефіцієнт гармонійної складової напруги непарного (парного) порядку, %, не більше	6 (2)	6 (2)
Несиметрія напруги, %	2	4
Тривалість провалу напруги, с	0,01	60
Відхилення частоти, Гц	$\pm 0,5$	-3 +2

Проблеми живлення – будь-які відхилення параметрів напруги від встановлених стандартом значень якості електроенергії [9].

Основні несправності живлення, які становлять небезпеку для роботи електрообладнання відповідно до наведеної класифікації (у дужках наведені найпоширеніші англомовні еквіваленти) відображає вимоги міжнародних стандартів ІЕС 60050-551:1998, ЕС 60050-601:1985, термінологічних стандартів ДСТУ EN 50160:2014 та ДСТУ 3466-96:

1. Зникнення напруги (Power Failure, Loss of Voltage) – відсутність напруги в електромережі протягом більше двох періодів (40 мс). Наслідками зникнення напруги може спричинити такі наслідки: втрата, пошкодження даних на серверах і поточної інформації на робочих станціях, пошкодження файлової системи, порушення технологічного процесу, вихід з ладу апаратури.

2. Провал напруги (Power Sag, Voltage Dip) – раптове зниження напруги в електричній мережі нижче величини 90 % від номінального значення, після чого йде відновлення напруги до початкового або близького до нього рівня за проміжок часу від десяти мілісекунд до кількох десятків секунд. Причиною

провалу напруги можуть бути: включення енергоємного обладнання, запуск потужних електродвигунів, робота зварювальних апаратів і т.д. Можливі наслідки: скидання оперативної пам'яті; виникнення помилок, вихід з ладу апаратури, мерехтіння освітлення.

3. Перенапруга (Power Surge, Over Voltage) – раптове підвищення напруги в електричній мережі вище величини 110 % від номінального значення, за яким йде відновлення напруги до початкового або близького до нього рівня за проміжок часу від десяти мілісекунд до кількох десятків секунд. Причиною виникнення перенапруги може бути відключення енергоємного обладнання. Можливі наслідки: скидання оперативної пам'яті; виникнення помилок, вихід з ладу апаратури, мерехтіння освітлення.

4. Відхилення напруги (Brownout, Voltage Deviation) – відхилення (зниження – підвищення) напруги в мережі від допустимих стандартом значень на тривалий час (більше десятків секунд). Виникає зазвичай через зростання споживання електроенергії в певні періоди часу за обмеженої потужності джерела електроенергії або в довгих лініях електроживлення. Можливі негативні наслідки: додаткові втрати потужності в стабілізаторах, скорочення терміну експлуатації блоків живлення, збої у виконанні програм.

5. Електромагнітна перешкода (Electrical Line Noise) – виникнення у мережі високочастотних імпульсів, що накладаються на синусоїдальну форму напруги. Основними причинами виникнення електромагнітних перешкод є робота потужних електродвигунів, перемикання релейної апаратури і силової комутаційної електроніки, мовлення суміжних станцій, магнітні бурі. Можливі наслідки – виникнення помилок, скидання оперативної пам'яті, «зависання» операційної системи, вихід з ладу накопичувачів на жорстких дисках;

6. Імпульс напруги (High Voltage Spikes, Voltage Impulse) – це короткочасне перевищення напруги вище 110 % від номінального значення тривалістю 10–50 мкс (з часом фронту імпульсу 1–10 мкс). Причому амплітуда імпульсів перенапруги може досягати величин 6000 В. Причиною їх появи можуть бути удари блискавок, розряди статичної електрики. Такі високовольтні імпульси з дуже крутим переднім фронтом без перешкод оминають захисні фільтри блоків живлення ПЕОМ і, потрапляючи в ланки системних плат, викликають скидання оперативної пам'яті і вихід з ладу мікросхем.

7. Відхилення частоти (Frequency Variations, Frequency Deviation) – відхилення частоти на величину більше 0,2 Гц від номінального значення (50 Гц). Причиною появи можуть бути: нестабільність джерела електроенергії, нестабільність частоти обертання ротора дизель-генератора. Можливі наслідки:

перегрів і вихід із ладу блоків живлення, «зависання» операційної системи, програмні збої, втрата даних.

8. Тимчасова перенапруга (Switching Transient) – це короткочасне перевищення напруги вище 110 % від номінального значення тривалістю 1 000–5 000 мкс. Під час цього, амплітуда імпульсів перенапруги може досягати величин 4 500 В. Причиною їх появи є комутаційні процеси потужнострумівих ланцюгів електропостачання, іскріння комутаційних апаратів. Можливі наслідки: скидання оперативної пам'яті і вихід з ладу мікросхем.

9. Несинусоїдальність напруги (Harmonic Distortion) – характеризується двома основними показниками:

а) коефіцієнтом спотворення синусоїдальності кривої напруги (струму) – відношення чинних значень суми вищих гармонік напруг (струмів) до чинного значення напруги (струму) основної гармоніки або у спрощеному варіанті до номінальної напруги (струму);

б) коефіцієнтом гармоніки напруги (струму) – відношення чинного значення аналізованої гармоніки напруги (струму) до діючого значення змінної напруги (струму) або у спрощеному варіанті до номінальної напруги (струму). Крім перерахованих, використовуються такі показники якості електроенергії, як: коефіцієнти форми й амплітуди кривих змінної напруги (струму), гармоніка напруги (струму), джерело гармонік напруги, струму (Source of Harmonic Voltage, Current), гармонійний резонанс (Harmonic Resonance). Небезпеку для електрообладнання представляють спотворення синусоїдальності кривої напруги більше 8 % або наявність у кривій напруги гармонійних складових напруги непарного (парного) порядку, з коефіцієнтом гармонік більше 5 %.

Причиною їх появи є наявність споживачів із нелінійним навантаженням, таких, як комп'ютери, тиристорні перетворювачі тощо. При чому поряд із спотворенням відбувається генерування значного потоку реактивної потужності в зовнішню електромережу, що погіршує якість роботи інших споживачів електроенергії та вимагає використання пристроїв автоматичної компенсації реактивної потужності або інших пристроїв, що корегують форму вхідного струму.

Згідно з частиною п'ятою статті 24 Закону України «Про електроенергетику» (далі – Закон) електропередавальні організації зобов'язані забезпечувати належний технічний стан та організацію експлуатації об'єктів електроенергетики відповідно до вимог нормативно-правових актів, нормативно-технічних документів, нормативних документів з питань технічної експлуатації електричних станцій і мереж та енергетичного обладнання,

надійне та якісне постачання (транспортування) енергії згідно з умовами ліцензій та договорів.

Частиною чотирнадцятою статті 24 Закону визначено, що в разі відпуску електричної енергії, параметри якості якої внаслідок дій або бездіяльності енергопостачальника виходять за межі показників, визначених у договорі на постачання електричної енергії, енергопостачальник несе відповідальність у вигляді штрафу в розмірі двадцяти п'яти відсотків вартості такої електроенергії.

У свою чергу, статтею 25 Закону передбачено право споживачів, зокрема, на отримання електричної енергії, якісні характеристики якої визначені державними стандартами.

Так, відповідно до ДСТУ EN 50160:2014 «Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності», норми встановлені даним Стандартом, підлягають включенню до технічних умов на приєднання користувачів електричної енергії та в договори на постачання електричної енергії між електропередавальною організацією і користувачами електричної енергії.

Взаємовідносини, які виникають у процесі продажу й купівлі електричної енергії між виробниками або постачальниками електричної енергії та споживачами (на роздрібному ринку електричної енергії), регулюються Правилами користування електричною енергією, затвердженими постановою Національної комісії регулювання електроенергетики України від 31.07.1996 № 28, зареєстрованими в Міністерстві юстиції України 02.08.1996 за № 417/1442 (зі змінами) (далі – ПКЕЕ).

Дія цих Правил поширюється на всіх юридичних осіб та фізичних осіб (крім населення) (абзац другий пункту 1.1 ПКЕЕ).

Згідно з підпунктом 2 пункту 8.2 ПКЕЕ постачальник електричної енергії за регульованим тарифом зобов'язаний: забезпечувати постачання електричної енергії, якісні характеристики якої відповідають параметрам, визначеним державними стандартами, та зазначені в договорі.

Пунктом 8.5 ПКЕЕ визначено, що в разі постачання електричної енергії, параметри якості якої перебувають поза межами показників, зазначених у договорі про постачання електричної енергії, постачальник електричної енергії за регульованим тарифом несе відповідальність перед споживачем у розмірі двадцяти п'яти відсотків вартості обсягу такої енергії.

Відносини між побутовими споживачами та енергопостачальниками регулюються Правилами користування електричною енергією для населення,

затвердженими постановою Кабінету Міністрів України від 26.07.99 № 1357 (зі змінами) (далі – ПКЕЕН).

Відповідно до положень пункту 38 ПКЕЕН енергопостачальник, зокрема зобов'язаний забезпечувати надійне постачання електричної енергії згідно з умовами ліцензій та договором; приймати письмові та усні повідомлення (зокрема засобами зв'язку) побутових споживачів щодо порушення електропостачання або порушення параметрів якості електричної енергії, а також вживати заходів до відновлення електропостачання та приведення показників якості у відповідність з вимогами нормативних документів.

Слід також зазначити, що згідно з положеннями ДСТУ EN 50160:2014 оцінка відповідності якості електричної енергії вказаним нормам проводиться протягом розрахункового періоду, що дорівнює 24 годинам.

Відповідно до ДСТУ EN 50160:2014 для визначення відповідності значень вимірюваних показників якості електричної енергії, за винятком тривалості провалу напруги, імпульсної напруги, коефіцієнта тимчасового перенапруги, нормами цього стандарту встановлюється мінімальний інтервал часу вимірювань, що дорівнює 24 годинам, що відповідає розрахунковому періоду.

Разом з тим, відповідно до положень підпунктів 11 та 15 пункту 4 Положення про державний енергетичний нагляд за режимами споживання електричної і теплової енергії, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 07.08.96 № 929 (зі змінами), **одними із задач та функцій Державної інспекції з енергетичного нагляду за режимами споживання електричної і теплової енергії (далі – Держенергонагляд), є здійснення в межах своєї компетенції нагляду за відповідністю показників якості електричної енергії вимогам нормативних документів та технічним станом та організацією експлуатації, зокрема, електричних установок та мереж суб'єктів електроенергетики і споживачів електричної енергії.**

Таким чином, здійснення контролю за показниками якості електричної енергії належить до компетенції Держенергонагляду.

4.2 Аналіз міжнародного досвіду

Протягом останнього десятиліття увага до якості електроенергії значно зросла. Масові відключення електроенергії, які сталися в США і Європі у 2003

року, поставили питання про першорядне значення надійності та якості енергії [9].

Попит на електроенергію гарантованої якості має кілька фундаментальних причин:

- електроенергію стали розглядати як товар, для якого гарантовану якість створює стимул і для покупця, і для продавця. Постачальники енергії в найближчому майбутньому будуть здатні диференціювати пропозиції за ціною енергії в залежності від рівня її якості;

- велику кількість електроенергії можна заощадити, якщо постійно стежити за її якістю;

- зростання уваги до якості електроенергії полягає у скасуванні держконтролю на ринку електроенергії в багатьох країнах світу.

Роботи, спрямовані на вирішення проблеми підвищення рівня енергоефективності та енергобезпеки під час постачання електроенергії зараз активно ведуть і в країнах Євросоюзу. Нормативи Ради Європейських Органів, що Регулюють Електроенергію (CEER 2005) під час поставок електричної енергії (ЕЕ) розрізняють три аспекти якості:

- якість напруги (якість електроенергії, що визначається показниками якості ЕЕ);

- комерційну якість (визначається індивідуальними договірними відносинами постачальника і споживача електроенергії);

- безперервність, надійність, гарантованість поставок електричної енергії відповідно до вимог споживача електроенергії.

Основна різниця між поняттями «якість напруги (якість електроенергії)» і «безперервність поставок ЕЕ» полягає в тому, що споживач до певного моменту не сприймає поганої якості електроенергії, тоді як він реагує на всі переривання в постачанні електричної енергії. Тому споживач електроенергії не виявляє особливого інтересу до поліпшення якості споживаної ЕЕ, поки це якість не впаде до граничного рівня. Водночас споживач прагне уникнути будь-яких переривів в енергопостачанні.

Безперервність поставок характеризується кількістю і тривалістю збоїв у поставках електроенергії.

У світовій практиці широко застосовують різні індикатори безперервності поставок ЕЕ як для окремих споживачів електроенергії, так і для системи електропостачання загалом.

Так, наприклад, для систем передачі електроенергії в Великобританії, Угорщині, Італії, Норвегії, Чеській Республіці, Греції, Португалії, Франції,

Литві, Швеції, Естонії, Ірландії, Німеччині та Голландії використовують індикатори SAIFI: Індекс Середньої Частоти Перебоїв Електропостачання для Системи (кола) кість на рік); SAIDI: Індекс Середньої Тривалості Перебоїв Електропостачання для Системи (хвилини).

З 1 січня 2005 року схема регулювання ціни і якості електричної енергії повністю набула чинності в Голландії.

Великобританія, Норвегія та Італія розробляють подібні схеми, але їх введення ще не планують.

Подібний стан справ у Франції, Бельгії, Німеччині, Швейцарії та Австрії.

Проблеми якості напруги спричиняють до втрати в більшості галузей промисловості. Падіння напруги – головна причина втрат, за ними йдуть перевищення напруг, гармонійні спотворення і дисбаланс фаз.

Методи регулювання надійності поставок електричної енергії в Європі:

– громадський контроль (публічна інформація про якість поставок ЕЕ – непрямий метод). Ідея такого контролю полягає в тому, що про якість електроенергії судять клієнти, ЗМІ тощо, що в кінцевому підсумку змушує компанії підтримувати і, в разі необхідності, покращувати якість обслуговування;

– стандарти;

– інтенсифікують (спонукальні) схеми (тарифи, штрафи, премії).

У світовій практиці вирішення проблеми якості поставок електроенергії одночасно йде за двома напрямками: технологічному і нормативному.

1. Технологічний підхід передбачає розгортання територіальних систем контролю та управління якістю електроенергії. Моніторинг на рівнях передачі і розподілу електричної енергії здійснюють в Італії, Норвегії, Португалії, Словенії, Нідерландах, Франції, Великобританії, Латвії.

Моніторинг на рівні передачі ЕЕ є в Чеській Республіці.

Моніторинг на рівнях розподілу ЕЕ – в Угорщині.

Моніторинг на стадії розгортання системи – в Іспанії та Швеції.

2. Нормативний (законодавчий) підхід передбачає створення технічних регламентів і стандартів, що регламентують відносини постачальника і споживача електроенергії з урахуванням її якості.

Концептуальне розгортання систем моніторингу показників якості електроенергії спрямовано на досягнення нових рівнів енергоефективності та енергобезпеки

1. Забезпечення якості електроенергії у споживачів відзначено як одну зі стратегічних цілей технічної політики.

Проблеми вимірювань, контролю та аналізу показників якості електроенергії вже необхідно вирішувати для рівнів напруг 6, 10 і 35 кВ (регіональні мережеві компанії та енергопостачальних компанії) і навіть ще для більш високовольної області 110 кВ і вище. Програма забезпечення надійності поставок і підвищення якості електроенергії в ЕНЕС містить такі напрямки реалізації:

- забезпечення надійності поставок і якості електричної енергії під час управління функціонуванням і розвитком;
- створення і впровадження економічних механізмів управління надійністю електропостачання, зокрема створення системи коригування тарифів на надання послуг з передачі електричної енергії в залежності від рівнів надійності роботи електричних мереж;
- забезпечення життєздатності, зокрема надійності енергопостачання великих міст, запобігання й ліквідація великих аварійних порушень;
- організація системи моніторингу надійності поставок і якості ЕЕ;
- організація управління надійністю поставок і якістю ЕЕ;
- поділ відповідальності між суб'єктами ринку за надійність поставок і якість ЕЕ.

2. Розгортання територіальної системи моніторингу показників якості електроенергії в режимі реального часу дозволить вирішити проблему контролю та управління ситуаціями в системах енергопостачання в умовах роздільного та спільної дії електромагнітних факторів природного та техногенного походження в інтересах енергетичної та промислової безпеки.

У сучасних умовах активно розвиваються засоби електромагнітного враження технічних засобів, і проблема впливу електромагнітних імпульсів на енергетичні системи, засоби зв'язку й управління стає однією з ключових. Навмисні надширокосмугові електромагнітні перешкоди є новою серйозною загрозою для енергосистем. Забезпечення енергетичної та промислової безпеки багато в чому залежить від рівня розвитку технологій, що сприяють ефективній роботі державних органів у сфері боротьби з терористичними акціями і, зокрема, з «електромагнітним тероризмом». «Електромагнітний тероризм» (ЕМ) тероризм є навмисним (зловмисним) генеруванням електромагнітної енергії, яка у вигляді шуму або сигналів впроваджується в електричні і / або електронні системи з терористичною або злочинною метою, призводячи до порушення функціонування або пошкодження цих систем. Прогнози фахівців показують, що ймовірність використання силового деструктивного впливу, зокрема в мережах електроживлення, з року в рік зростає.

Одним із обов'язкових складників захисту інформаційних систем у мережі живлення від навмисних деструктивних електромагнітних впливів є зняття контрольного портрета електромережі за допомогою спеціалізованих засобів вимірювань після завершення її монтажу та організація безперервного моніторингу мережі електроживлення з одночасним записом у журнал усіх збоїв і пошкоджень, фіксацією часу збоїв і їхнього характеру [11, 12].

Починаючи з 2002 року, почалися вітчизняні розробки територіальної системи контролю та управління показниками якості електроенергії в реальному масштабі часу. Приклад такої системи представлений на рисунку 4.1.

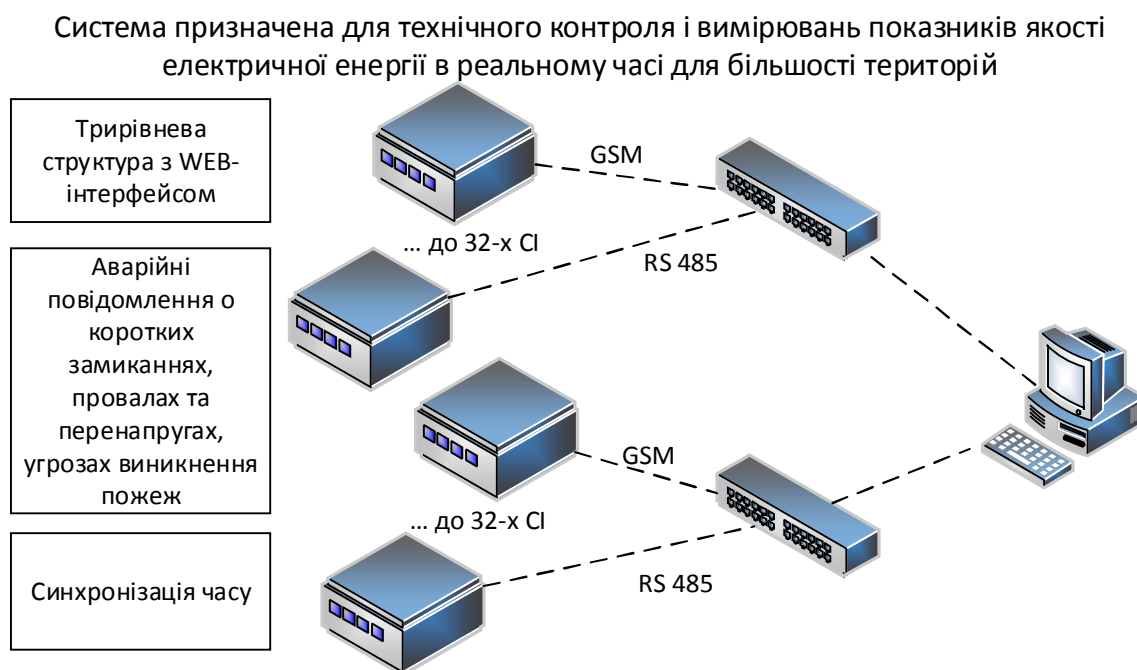


Рисунок 4.1 – Реалізація системи контролю: централізоване управління і розподілення вимірювань

У даному випадку систему створюють на основі засобів вимірювання показників якості електроенергії – приладу «Прорив – КЕ».



Рисунок 4.2 – Зовнішній вигляд приладу «Прорив – КЕ»

Призначення приладу – сертифікація електричної енергії, контроль якості ЕЕ в електричних мережах систем електропостачання загального призначення синусоїдального однофазного і трифазного струму номінальною частотою 50 Гц.

4.3 Апаратне забезпечення

Комунікаційне обладнання

Дистанційний термінал PowerLogic ION7550 RTU

PowerLogic ION7550 RTU (дистанційний термінал) – це інтелектуальний пристрій з підтримкою веб-доступу, ідеальний для комбінованого обліку води, газу, тепла, пари та електроенергії. Прилад збирає, масштабує та зберігає вимірювання з великої кількості підключених вимірювальних пристроїв, а також відправляє інформацію до однієї або кількох вищих систем через унікальну комбінацію вбудованих комунікаційних шлюзів.

Характеристики:

- до 10 Мбайт незалежної пам'яті;
- 1 імпульсний вихід;
- 24 цифрових або аналогових входів (макс);
- 30 цифрових або аналогових виходів (включаючи імпульсний вихід);
- порт Ethernet (протоколи Modbus / TCP / IP);
- modbus TCP Master / Slave за портом Ethernet;
- оптичний порт;
- порт RS 485;
- порт RS 485 / RS 232;
- послідовний порт Modbus RTU Master / Slave;
- вбудований модем;
- модемний шлюз (ModemGate);
- підтримка протоколу DNP 3.0 за послідовним портом, модемом і I / R портами;
- сповіщення електронною поштою (Meterm @ il);
- вбудований HTML веб-сервер.

Шлюз Modbus\МЭК 61850 PowerLogic G3200

Шлюз PowerLogic G3200 використовує надійні методи конвертації даних із протоколу Modbus на МЭК 61850. Прилад пропонує гнучку альтернативу прив'язки до конкретного виробника в ситуаціях, коли необхідно адаптувати

чинну інфраструктуру до нових вимог передачі даних, а також забезпечує рішення, сумісне як з обладнанням Schneider Electric, так і з обладнанням стороннього виробника.

Характеристики:

- підтримка мови конфігурації підстанції (SCL) для стандартизації і передачі даних з Modbus пристроїв;
- підтримка більшості вимірювальних приладів і пристроїв релейного захисту Schneider Electric;
- одночасна підтримка протоколів MEK 61850 і Modbus для простої інтеграції в чинну систему;
- підтримка Modbus пристроїв сторонніх виробників за допомогою розширених можливостей мови SCL;
- синхронізація годин і міток часу (для вимірювань і статусів);
- безпечне дистанційне обслуговування;
- безпечний доступ по TCP / IP;
- автоматична передача даних, прив'язана до подій, для ефективнішого використання обладнання та системи.

Пристрій реєстрації даних Enerlin 'X Com 'X

Пристрої Com'X збирають значення затрат енергоспоживання зі всієї будівлі:

1. Пристрої електричного розподілу (вимірювачі, перемикачі) та Розумний Щит.
2. Пристрої, що вимірюють значення витрат споживаний (газ, пар, повітря і вода).
3. Сенсори, що вимірюють параметри навколишнього середовища.

Вони передають дані по локальній мережі (LAN) або до на віддалені сервери: розумні дисплеї: приладові панелі, графічні діаграми, доступні за допомогою звичайного веб-браузера (Com'X510) і завдяки сервісу дистанційного керування.

Вторинна обробка за допомогою рішень StruxureWare™, таких як веб-сервер Energy Operation, Power Monitoring Expert або сторонньої системою управління будівлею (BMS)

Вимірювальні прилади базового рівня

Лічильник електроенергії ION6200 PowerLogic ION6200

Прилад призначений для: аналізу ефективності, втрат і навантаження; обліку енергії, що витрачається окремими споживачами, і розподілу затрат; управління енергоспоживанням або регулювання реактивної потужності

Технічні характеристики (деякі елементи оснащення постачаються на замовлення). На щиті монтується: світлодіодний дисплей 3-фазний, що має вимір в 4-х квадрантах, клас точності 0,5 (IEC, ANSI). Вимірювання напруги, сили струму, потужності, частоти, коефіцієнта потужності, навантаження і спожитої електроенергії, сумарний коефіцієнт гармонік. Він обладнаний двома цифровими імпульсними виходами, має порт зв'язку RS-485 за протоколом: Modbus RTU Slave.

Вимірювачі потужності на DIN рейку з базовими вимірювальними функціями PowerLogic PM3200

Прилад призначений для: розподілу затрат; перевірки рахунків за електроенергію; субурахування енергоресурсів (включаючи пару, воду, газ) окремих орендарів; агрегування даних споживання енергоресурсів (включаючи пару, воду, газ) і розподілу затрат за майданчиками, змінами, або за часом; аналізу затрат на електроенергію і профілів споживання за зонами і часом використання; моніторингу мережі; виміру базових електричних параметрів для кращого розуміння розподільної мережі; моніторингу мережі для базової оцінки якості електроенергії та оптимізації профілю навантаження

Вимірювачі потужності PowerLogic PM3200 – це вимірювальні прилади на DIN рейку з повним спектром вимірювальних можливостей, необхідних для моніторингу електроустановки.

Серія вимірювачів потужності PowerLogic PM3200 складається з чотирьох моделей:

- PM3200 – базова модель без комунікаційних можливостей
- PM3210 – модель із імпульсним виходом;
- PM3250 – модель із Modbus;
- PM3255 – Модель із Modbus, цифровими входами – виходами.

Характеристики:

- ЖК дисплей з підсвічуванням, меню російською мовою;
- клас точності 0,5S;
- технічний облік електроенергії за 4 тарифами;
- додаткове живлення 110-415 В (Ф-Н, Ф-Ф);
- компактні розміри.

Багатофункціональні вимірювачі електроенергії та потужності EasyLogic, серія PM2000

Вимірювачі електроенергії та потужності EasyLogic серії PM2000 мають усі вимірювальні здатності, необхідні для моніторингу електроустановки в

одному пристрої з розмірами 96 × 96 мм. Доступні дві версії – зі світлодіодним або рідкокристалічним дисплеєм.

Характеристики:

- клас енергоефективності 0.5S відповідно до ІЕС 62053-22, клас енергоефективності 1.0 відповідно до ІЕС 62053-21;

- клас точності лічильників реактивної енергії 1.0 відповідно до стандарту ІЕС 62053-24;

- протестовано відповідно до стандарту ІЕС 62052-11 на 5 А, номінальне значення I, і 1 А, номінальне значення I (регульоване поле);

- таймери активного навантаження виконують моніторинг часу виконання операції і повідомляють про необхідність проведення технічного обслуговування;

- встановлюваний на місці пароль для захисту інформації про параметри та запобігання змін інтегрованих значень;

- функція забезпечення кібербезпеки відключає порт RS-485 за допомогою клавіш на лицьовій панелі, захищає від несанкціонованого доступу, що є дуже корисним під час установки і пошуку несправностей мережі зв'язку;

- світлодіодний дисплей: автоматичне масштабування, 9 + 3 цифри для електроенергії, 4 цифри для інших параметрів;

- ЖК-дисплей: 6 цифр з автоматичним масштабуванням для позначення енергетичних та інших параметрів, знімок статусу о 12:00 зі зведеною інформацією за останні 24 години;

- два налаштування лічильника показують значення виміряної електроенергії, задані в тих одиницях виміру, яких вимагає замовник;

- функція установки попереднього значення електроенергії для застосування в доопрацюванні;

- є додаткові модулі введення-виведення: 2 цифрових введення і 2 виведення або 2 аналогових введення і 2 виведення для повного моніторингу системою WAGES.

- монтаж із використанням двох затискачів, ніякі інструменти не потрібні;

- компактні розміри, глибина максимум 54 мм;

- підключення до мережі напругою до 480 В як L-L +/- 10% без трансформаторів напруги для категорії III і установок з подвійною ізоляцією.

4.4 Програмне забезпечення

Утиліти

Інструмент для налаштування та калібрування лічильників ION Setup 3.0

PowerLogic ION Setup – це безкоштовне програмне забезпечення для налаштування і калібрування лічильників серії PowerLogic, а також будь-яких інших вимірювальних приладів. ПО не займає багато місця на жорсткому диску, так що його легко встановлювати і використовувати на будь-який ОС Windows.

Характеристики:

- звіти за порівнюваними конфігураціями приладів;
- помічники розширеного налаштування лічильників із архітектурою ION (серії ION7300, ION7550 / ION7650, ION8600, ION8650, ION8800) для конфігурації передачі даних, протоколів, конфіденційності, часу використання, пам'яті, екранів передньої панелі та інших характеристик;
- швидке програмування лічильників ION (з версією прошивки, починаючи з 240);
- віддалений збір інформації, журналів подій, включаючи формат CSV для інтеграції в інші системи;
- офф-лайн програмування лічильників серій ION8600 і ION8800 для настройки і тестування прошивок без фізичної наявності приладів;
- відображення векторних діаграм у реальному часі для спрощення підключення більшості лічильників;
- підтримка FWN для StruxureWare Power Monitoring.

Прикладне програмне забезпечення:

Система енергомоніторингу для підвищення надійності та ефективності підприємства EcoStruxure™ Power Monitoring Expert 8

Програмне забезпечення EcoStruxure™ Power Monitoring Expert – це повноцінна система енергоменеджменту, яка агрегує дані про розподільну мережу підприємства і подає їх як зрозумілу інформацію через інтуїтивний веб-інтерфейс. Відкрита архітектура EcoStruxure Power Monitoring Expert використовує стандартні промислові протоколи і дозволяє працювати з будь-якими пристроями як Schneider Electric, так і сторонніх виробників. Програмне забезпечення легко інтегрується з будь-якими системами обліку, моніторингу та автоматизації (наприклад, SCADA, BAC, DCS, ERP), а також веб-сервісами.

Характеристики:

- легко масштабується, гнучка й відкрита архітектура системи;

- комплексний збір інформації;
- повна сумісність із технологією ION;
- моніторинг поточних значень параметрів мережі за допомогою надійного, розрахованого на багато користувачів веб-порталу;
- облік будь-яких видів енергоресурсів (вода, газ, тепло, пара, електрика);
- докладний аналіз якості електроенергії та перевірка на відповідність стандартам і договором поставки;
- побудова ліній трендів і прогнозування;
- сповіщення та журнали подій;
- побудова попередньо настроєних і індивідуальних звітів;
- ручне і автоматичне керування системою;

Інтуїтивний, налаштовувасмий веб-інтерфейс

ПО EcoStruxure Power Monitoring Expert – це повноцінний управлінський інструмент, який дозволяє значно збільшити ефективність роботи персоналу, оптимізувати поточну розподільну мережу, а, отже, і підняти ефективність бізнесу.

5 ПРИЗНАЧЕННЯ АВТОМАТИЗОВАНИХ СИСТЕМ ДИСПЕТЧЕРСЬКОГО УПРАВЛІННЯ

5.1 Автоматизовані системи диспетчерського управління

Завдання оперативного контролю та управління вирішують у ході процесу на різних часових інтервалах, здійснюють збір даних з каналів зв'язку з об'єктами, забезпечують створення та ведення баз даних реального часу і є постачальником інформації для технологічних задач і задач автоматичного управління. Технологічні завдання вирішують на основі обробки й аналізу даних реального часу і даних з ІБД. У комплексі АСДУ в режимі on-line на єдиній інформаційній базі мають бути реалізовані функції ОБК (SCADA) і режимно-технологічних завдань оперативного управління, повністю адаптовані до особливостей та умов України. Завдання автоматичного управління вирішують на основі обробки й аналізу даних реального часу.

Як джерело інформації для АСДУ можна використовувати: ручне введення параметрів; пристрої телемеханіки і РЗА; комплекси АСУТП електростанцій і підстанцій; системи обліку електричної енергії; інтегровану базу даних енергопідприємств [13]

5.2 Завдання оперативного контролю та управління (1 група)

Завдання оперативного керування вирішують на базі програмно-технічних засобів оперативно-інформаційного управлінського комплексу (ОІУК) в межах двох підсистем: інформаційно-управлінської (ІУП) і інформаційно-обчислювальної (ІОП). Основним призначенням ІУП є збір, первинна обробка та відображення інформації про поточний режим, а також контроль допустимості режиму та стану елементів енергообладнання. До задач ІОП входять складніші обчислювальні функції, що забезпечують допомогу оперативному персоналу з розрахунком допустимості нормальних і післяаварійний режимів, ремонтних заявок, комутаційних перемикань, оцінку стану роботи електричних, теплових мереж та електростанцій, визначення відстані до місця пошкодження, оперативний прогноз навантажень і контроль за споживанням енергії та потужності, розрахунок і оптимізацію електричних і теплових режимів в реальному часі, діагностику основного обладнання. У частині обробки телеінформації мають вирішувати завдання:

- прийому телевимірювань і телесигналів каналами зв'язку, контроль достовірності, відновлення недостовірних даних, розрахунок інтегралів, усереднення, контроль меж;

- архівування;

- контролю стану системи збору інформації та формування статистичних даних про роботу окремих елементів системи збору;

- управління диспетчерським щитом;

- ретрансляції телеінформації на інші рівні управління.

У частині диспетчерських відомостей мають вирішувати завдання:

- перенесення телеметрично вимірюваних даних до архівів і відомостей;

- перенесення інтегральних та усереднення значень телевимірювань до архівів і відомостей;

- прийому і передачі даних каналами міжрівневого обміну;

- уточнювального розрахунку даних диспетчерських відомостей;

- формування звітних документів необхідної структури.

5.3 Технологічні завдання (2 група)

Технологічні завдання вирішують у межах підсистем:

- технологічних завдань диспетчерського управління;

- планування режимів.

У підсистему технологічних завдань диспетчерського управління входять завдання автоматизації функцій диспетчерського персоналу:

- формування і ведення оперативної розрахункової схеми електричної і теплової мережі;

- ведення оперативного журналу диспетчера;

- ведення оперативної документації;

- автоматизований розгляд диспетчерських заявок.

У підсистему планування режимів входять завдання:

- прогноз навантажень на характерні періоди;

- оцінка режимних наслідків введення в роботу нових об'єктів і підключення їх до електричних і теплових мереж;

- розробка і коригування нормальних і ремонтних режимів роботи обладнання;

- розрахунок втрат енергії в електричних мережах і на електростанціях,

- аналіз і прогноз надійності, якості електропостачання;

- розрахунок питомих затрат палива і собівартості вироблення енергії на електростанціях.

До режимно-технологічних завдань оперативного управління належать:

- відстеження стану топології електричної мережі енергосистеми за даними ТУ і ТЗ;

- контроль правильності роботи телеметричної вимірювальної системи на основі порівняння фактичних і оцінених значень телеметрично вимірювальних режимних параметрів;

- оцінка надійності поточних режимів і видача рекомендацій за її підвищенню;

- оптимізація поточних електричних режимів енергосистеми і видача рекомендацій щодо зниження втрат активної потужності;

- добова корекція режимів всередині енергосистеми за активною потужністю;

- можливість проведення перевірочних розрахунків режимів на основі реальних даних з метою оцінки допустимості тих чи інших рішень, прийнятих диспетчером;

- можливість проведення навчання диспетчерського персоналу на основі даних реального часу.

До сфери режимно-технологічних завдань короткострокового планування входять:

- короткостроковий прогноз сумарного навантаження енергосистеми та її районів на основі фактичних навантажень, що зберігаються в диспетчерських відомостей;

- розрахунок короткострокового балансу потужності енергосистеми;

- оптимальний розподіл навантаження між електростанціями енергосистеми;

- формування розрахункової схеми і навантажень вузлів для короткострокового планування електричних режимів енергосистеми;

- розрахунок і оптимізація короткострокових електричних режимів енергосистеми виходячи з мінімуму втрат і дотримання заданих обмежень;

- оцінка режимної надійності сформованих короткострокових режимів енергосистеми;

- визначення планових короткострокових значень техніко-економічних показників роботи енергосистеми;

- обробка та перевірка достовірності контрольних замірів;

- визначення статичних характеристик навантажень;

- прогноз навантажень у вузлах електричних мереж на характерні періоди;
- розрахунок плавких вставок запобіжників, що встановлені на трансформаторах;
- оцінка режимних наслідків введення в роботу нових об'єктів і підключення їх до електричних мереж;
- розробка і коригування нормальної і ремонтної схем мереж;
- розробка типових ремонтних схем;
- розрахунок, аналіз і прогноз надійності схем електропостачання;
- розрахунок, аналіз і прогноз якості електроенергії в електричних мережах;
- розрахунок, аналіз, нормування та прогноз втрат електроенергії в електричних мережах.

5.4 Завдання автоматичного управління (3 група)

До таких задач належать:

- автоматичне керування енергоагрегатом (котел, турбіна, генератор та інше);
- автоматичне керування засобами регулювання напруги та реактивної потужності;
- автоматичне керування засобами первинної комутації для локалізації аварій і відновлення електропостачання (автоматичне повторне включення (АПВ), автоматичне частотне розвантаження (АЧР), автоматичне введення резерву (АВР), автоматичне секціонування електричних мереж тощо);
- автоматичне керування засобами первинної комутації для оптимізації усталених режимів електричних мереж;
- релейний захист електричних мереж.

Особливістю цієї групи задач є вирішення їх відповідними пристроями (як локальними, так і АСУ ТП) автоматично, без участі людини

5.5 Завдання АСКОЕ (4 група)

Підсистема АСДУ має бути розгорнута на всіх рівнях:

- рівень енергозбуту;
- рівень підприємств електричних мереж (ПЕМ) – відділення енергозбуту;
- рівень районів електричних мереж (РЕМ) – ділянка енергозбуту;

– рівень енергооб’єктів (ТЕЦ і підстанції).

Функції і завдання АСКОЕ полягають у формуванні та передачі даних про вироблену і спожиту електроенергію, а також споживання палива для оперативного диспетчерського управління (ОДУ) енергосистемою і для вирішення збутових задач.

АСКОЕ створюють для автоматизації розрахункового і технічного обліку виробництва і витрати електроенергії на базі достовірної, метрологічно забезпеченої інформації, контролю балансів потужності та енергії, контролю та управління режимами електроспоживання, а також управління навантаженням споживачів. Автоматизацією обліку електроспоживання вирішують проблеми комерційних розрахунків за електроенергію і потужність за диференційованими і багатоставочним тарифами, а також проблему отримання точних і достовірних балансів електроенергії щодо енергооб’єктів у єдиному часовому зрізі [13, 14].

В основу створюваних систем АСКОЕ покладено такі базові принципи:

- вихідною інформацією для системи є дані, отримувані від лічильників витрати електроенергії (рівень підстанцій і станцій);
- система створюється як розрахункова, яка використовує для розрахункового та технічного обліку одні й ті ж комплекси технічних засобів;
- збирання, первинну обробку, зберігання і видачу в систему інформації про електроенергію і потужності на об’єктах здійснюють за допомогою спеціалізованих інформаційно-вимірювальних систем або пристроїв збору та передачі даних (УСПД);
- інформація про електроенергію і потужності, що утворюється на енергооб’єктах і циркулює в АСКОЕ прив’язана до астрономічного часу або синхронізована в межах енергооб’єкта;
- система збору та передачі інформації АСКОЕ на скільки це можливо, використовує встановлені системи зв’язку.

Завдання оперативно-диспетчерського управління енергосистемою:

- підтримання балансу між кількістю виробленої і споживаної потужності в енергосистемі;
- забезпечення надійності електропостачання постачальних підприємств від магістральних мереж 220–750 кВ;
- синхронність роботи електростанцій у межах енергосистеми;
- синхронність роботи енергосистеми країни з енергосистемами сусідніх країн, з якими є зв’язок міждержавними лініями електропередач.

Отже враховуюче назване вище доходимо до висновку, що система оперативно-диспетчерського управління енергосистемою забезпечує ключові завдання в енергосистемі, від виконання яких залежить енергетична безпека країни.

Особливості організації процесу оперативно-диспетчерського управління енергосистемою

Організацію процесу оперативно-диспетчерського управління (ОДУ) в енергетиці здійснюють таким чином, щоб забезпечити розподіл різних функцій за кількома рівнями. При чому кожен рівень підпорядковується вищому за рангом.

Наприклад, початковий рівень – оперативно-технічний персонал, який здійснює безпосередньо операції з обладнанням у різних точках енергосистеми, підпорядковується вищому за рангом оперативному персоналу – черговому диспетчеру підрозділу енергопостачального підприємства, за яким закріплені електроустановки (рис. 5.1). Черговий диспетчер підрозділу, у свою чергу підпорядковується диспетчерській службі підприємства і т.д. аж до центральної диспетчерської системи країни.



Рисунок 5.1 – Диспетчерський пульти

Процес управління енергосистемою організований таким чином, щоб забезпечити безперервний контроль і управління всіма складниками об'єднаної енергосистеми.

Для забезпечення нормальних умов роботи як окремих ділянок енергосистеми, так і енергосистеми загалом, для кожного об'єкта розробляють спеціальні режими (схеми), яких необхідно дотримуватися залежно від режиму

роботи тієї чи іншої ділянки електричної мережі (нормальний, ремонтний, аварійний режими).

Для забезпечення виконання головних задач ОДУ в енергосистемі крім оперативного керування існує таке поняття як «оперативне ведення». Всі операції з обладнанням на тій чи іншій ділянці енергосистеми здійснюються за командою вищого оперативного персоналу – це процес оперативного управління.

Виконання операцій з обладнанням у тій чи іншій мірі впливає на роботу інших об'єктів енергосистеми (зміна споживаної чи виробленої потужності, зниження надійності електропостачання, зміна значень напруги). Отже, такі операції необхідно попередньо узгоджувати, тобто виконувати з дозволу того диспетчера, який здійснює оперативне обслуговування даних об'єктів.

Тобто, в оперативному віданні диспетчера знаходиться все обладнання, ділянки електричної мережі, режим роботи яких може змінитися в наслідок операцій на обладнанні суміжних об'єктів.

Наприклад, лінія з'єднує дві підстанції А і Б, при чому підстанція Б отримує живлення від А. Відключення лінії з боку підстанції А здійснює оперативний персонал за командою диспетчера даної ПС. Але відключення даної лінії має відбуватися тільки за погодженням з диспетчером підстанції Б, адже дана лінія знаходиться в його оперативному віданні.

Таким чином, за допомогою двох основних категорій – оперативне управління й оперативне відключення, здійснює організація оперативно-диспетчерського управління енергосистемою та її окремими ділянками.

Для організації процесу ОДУ розробляють і узгоджують між собою інструкції, вказівки і різну документацію для кожного окремого підрозділу відповідно до рівня, до якого належить та чи інша оперативна служба. Для кожного рівня системи ОДУ є свій індивідуальний перелік необхідної документації.

SCADA-системи в електроустановках

В електроустановках усіх класів напруги одне з найважливіших питань – це контроль за режимом роботи обладнання. Останні розробки в області мікропроцесорних пристроїв дозволяють створити повноцінні пристрої – термінали захисту обладнання, які багато в чому перевершують своїх попередників – захисних пристроїв електромеханічного виконання.

Однією з основних переваг мікропроцесорних терміналів є їхня багатофункціональність. Крім основних функцій захисту, управління і

автоматики, дані пристрої здійснюють замірювання основних електричних параметрів мережі, веде облік аварійних ситуацій у реальному часі.

На кожній електричній розподільчій підстанції є оперативна схема-макет, на якій зображена однолінійна схема електроустановки, а також фактичний стан усіх комутаційних апаратів, зокрема заземлень. У разі використання мікропроцесорних пристроїв інформацію щодо поточної схеми електроустановки можна контролювати на РК-дисплеях терміналів захисту приєднань. Всі мікропроцесорні пристрої підключають до автоматизованої системи диспетчерського управління, яка збирає всю необхідну інформацію і передає на так звану систему SCADA.

Система SCADA є програмно-апаратним комплексом, за допомогою якого можна контролювати режим роботи обладнання різних об'єктів, зокрема електроустановок.

На моніторі SCADA-системи електричної розподільчої підстанції відображається однолінійна схема даної електроустановки, фактичний стан комутаційних апаратів, навантаження на всіх приєднаннях і значення напруги шин підстанції. Під час виникнення аварійних ситуацій на систему SCADA передається інформація від відповідного терміналу захисту обладнання. Тобто дана система об'єднує всі мікропроцесорні пристрої і збирає інформацію з того чи іншого приєднання. Персонал, який обслуговує дану електроустановку, за системою SCADA контролює режим роботи обладнання.

Якщо ведення добової мнемосхеми (схеми-макета) передбачало зміну положень комутаційних апаратів вручну, то на схемі SCADA положення комутаційних апаратів на схемі змінюється автоматично після виконання тієї чи іншої комутаційної операції. Єдиним винятком є випадки, коли з тієї чи іншої причини не передається сигнал про становище комутаційного апарату. У даному випадку положення елементів обладнання на схемі змінюється вручну. Те ж саме стосується переносних заземлень, наявність яких на обладнанні має також вручну фіксуватися на схемі системи SCADA.

Варто зазначити, що за допомогою SCADA-системи можна дистанційно керувати вимикачами приєднань. Як правило, система SCADA підключена через мережу до диспетчерського пункту (рис. 5.2). Тому управління комутаційними апаратами може здійснювати, як оперативний персонал даної електроустановки, так і дистанційно диспетчер.



Рисунок 5.2 – Технологічні шафи диспетчерського пункту SCADA-системи

Наявність зв'язку диспетчерського пункту зі SCADA-системами підстанцій дозволяє контролювати дію оперативного персоналу під час виконання оперативних перемикань, що значно скорочує кількість оперативних помилок. Крім того, дана система дозволяє диспетчеру своєчасно виявити виниклу аварійну ситуацію, а також уникнути інших негативних наслідків, зокрема самовільних дій оперативного персоналу на обладнанні підстанцій.

Перед випискою дозволу на допуск бригади до роботи за нарядом-допуском або розпорядженням на виведеному в ремонт обладнанні, черговий диспетчер по схемі SCADA може особисто переконатися в правильності та достатності виконаних операцій з комутаційними апаратами і заземлювальними пристроями. Крім того, оперативний персонал самостійно перевіряє фактичний стан схеми відповідно до вибраних операцій. Тобто SCADA-система дозволяє значно спростити контроль за режимом роботи устаткування і виключити можливі оперативні помилки персоналу, які можуть призвести до нещасних випадків.



Рисунок 5.3 – Диспетчерський пульт із SCADA-системою

Підсумовуючи сказане вище, виділимо основні переваги, використання SCADA-систем в електроустановках:

- можливість контролю в реальному часі за режимом роботи обладнання електроустановки, зокрема фіксації виниклих аварійних ситуацій;
- зручність моніторингу показань основних електричних параметрів мережі (навантаження і споживана потужність приєднань, що відходять, напруга на шинах розподільних пристроїв, значення електричних параметрів у разі аварійної ситуації);
- ведення бази даних, яка дозволяє відновити всю необхідну інформацію за вказаним часом і ділянкою електричної мережі;
- автоматичне відображення положення комутаційних апаратів під час виконання операцій на обладнанні;
- можливість дистанційного керування вимикачами;
- можливість контролю над діями оперативного персоналу під час виконання оперативних перемикань, що дозволяє виключити виникнення негативних наслідків, зокрема оперативних помилок і нещасних випадків.

5.6 Системи автоматичного регулювання частоти й потужності

Головним завданням системи автоматичного регулювання частоти й потужності (САРПЧ) є автоматичне забезпечення запланованого сальдо обміну потужності й частоти системи, а також надати диспетчерові можливість виконувати диспетчеризацію й економічне регулювання генерації, беручи до уваги вимоги до резервів як у нормальних, так і в аварійних умовах [15, 16].

Необхідно забезпечити основні можливості, які є важливими для контролю, диспетчеризації й керування генерацією, включаючи: операторський інтерфейс із можливостями контролю, аварійної сигналізації / реєстрації аварійних повідомлень.

Основні вимоги до функцій САРПЧ:

- інформацію про виміри перетоків потужності в граничних пунктах і стан комутувальних пристроїв необхідно брати з бази даних реального часу оперативно-інформаційного комплексу (ОІК);
- циклічність передачі даних 1 сек.;
- перевірка й достовірність (вибір достовірного значення параметру з найвищим пріоритетом під час надходження інформації з декількох вимірювальних пунктів) вимірювальних даних;
- пропорційно-інтегральний закон регулювання;
- регулювання або частоти, або сальдо перетікань, або комбінації цих двох змінних;
- інтегрування в часі відхилень між дійсним і плановим обміном потужності;
- створення бази даних процесу регулювання;
- ведення архіву бази даних;
- розрахунок помилки регулювання (АСІ) відповідності до рівняння:

$$ACI = z\Delta P \pm K \cdot \Delta f,$$

де $z\Delta P$ – відхилення фактичного сальдо обміну потужності від запланованого,

K – коефіцієнт потужності й частоти;

Δf – відхилення фактичної частоти від базової;

- генерація керуючого сигналу;
- посилення на об'єкт заданої базової частоти й керуючого сигналу, на вибір користувача, з інтервалом від 2 до 30 секунд;
- блокування посилення керуючого сигналу під час виявлення неправильної роботи системи;
- візуалізація регульовального процесу на терміналі;
- самоконтроль правильності роботи системи в цілому;
- обмін інформацією з ЕАСС у Варшаві;
- можливість ручного введення:
- заданої потужності обміну,
- базової частоти,
- статичних і динамічних параметрів регулятора;

- можливість інтервенційної зміни керуючого сигналу незалежно від зміни, розрахованої алгоритмом регулятора;
- протокол передачі даних ІЕ 870-5-101;
- виміри частоти системи з точністю до 1 мГц;
- точність вимірів активної потужності – 0,5%.

Структурну схему САПЧ Західної ЕС наведено на рисунку 5.4:

- ДП – диспетчерський пункт;
- ОІК – оперативно-інформаційний комплекс;
- КОТ – ПУ телемеханіки;
- АРМ – автоматизоване робоче місце;
- М – модем зв'язку.

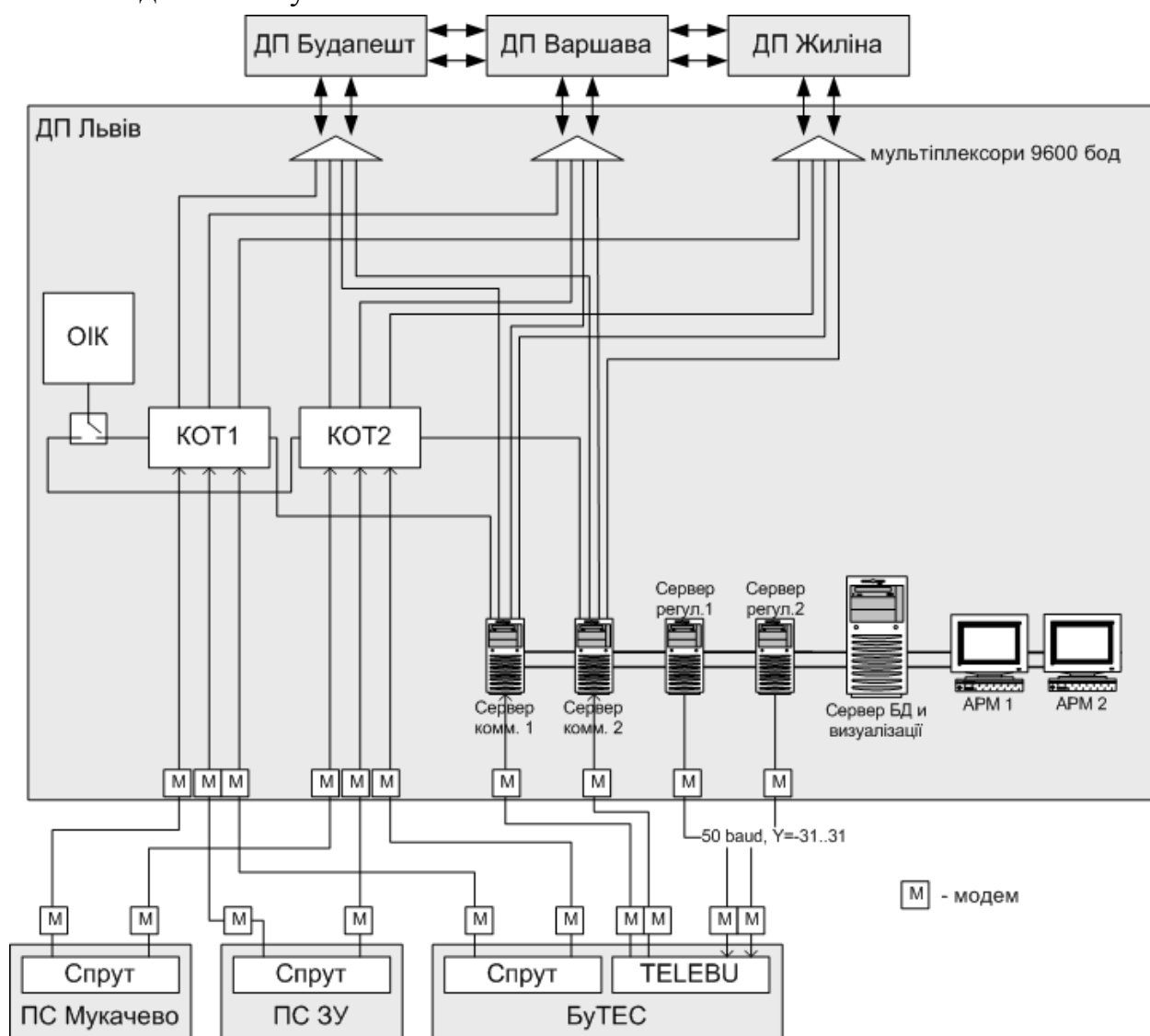


Рисунок 5.4 – Структурна схема САПЧ Західної енергосистеми

6 АВТОМАТИЗОВАНІ СИСТЕМИ ДИСПЕТЧЕРСЬКОГО УПРАВЛІННЯ РІВНЯ РАЙОНУ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

6.1 Завдання і функції автоматизованої системи диспетчерського управління

До завдань і функцій автоматизованої системи диспетчерського управління належать:

1. Збір ТС (положення вимикачів, стан захисту), ТВ (напруги, струму, потужності), їхня ретрансляція в інші РЕМ та на верхній рівень, архівування ТС (спорадичне) та ТВ (циклічне).
2. Видача ТУ.
3. Відображення ТС на мнемощиті та АРМ диспетчера РЕМ, тривожна сигналізація.
4. Ведення схеми комутації та ремонтних схем ПС, РП, ТП.
5. Ведення журналу подій.
6. Ведення поопорних схем.
7. Автоматизація документообігу.

6.2 Склад і структурна схема автоматизованої системи диспетчерського управління

Рівень ПС складається з КП ТМ (RTU – Remote Terminal Unit) із платами (модулями) ТС, ТВ, ТУ, ланцюгів телесигналізації, ланцюгів телеуправління (включаючи блоки проміжних реле) а також цифрових вимірювальних перетворювачів на приєднаннях 35 кВ.

Рівень РЕМ складається з ПУ ТМ (Front-End), серверної шафи з GPS-приймачем для синхронізації часу і АРМ диспетчера РЕМ з принтером. SCADA-сервер виконує обробку та накопичення даних на АРМ диспетчера забезпечує інтерфейс диспетчера із системою. Передбачено 1 резервний/технологічний УКП телемеханіки для перевірки відремонтованих модулів, а також джерело безперервного живлення у складі шафи. Модем забезпечує зв'язок із верхнім рівнем.

Канали зв'язку – радіоканали 1 200–2 400 бод, дротяний зв'язок із частотним ущільненням 100 бод, у майбутньому – супутникові та GPRS-канали.

Апаратура: Мікродат, Енергетик, ТМ-120, Граніт на ПС, КА-96 в РЕМ.

6.3 Телемеханіка та система передавання даних

Телемаханіка та системи передавання даних між підстанціями і центральною системою показані на рисунку 6.1

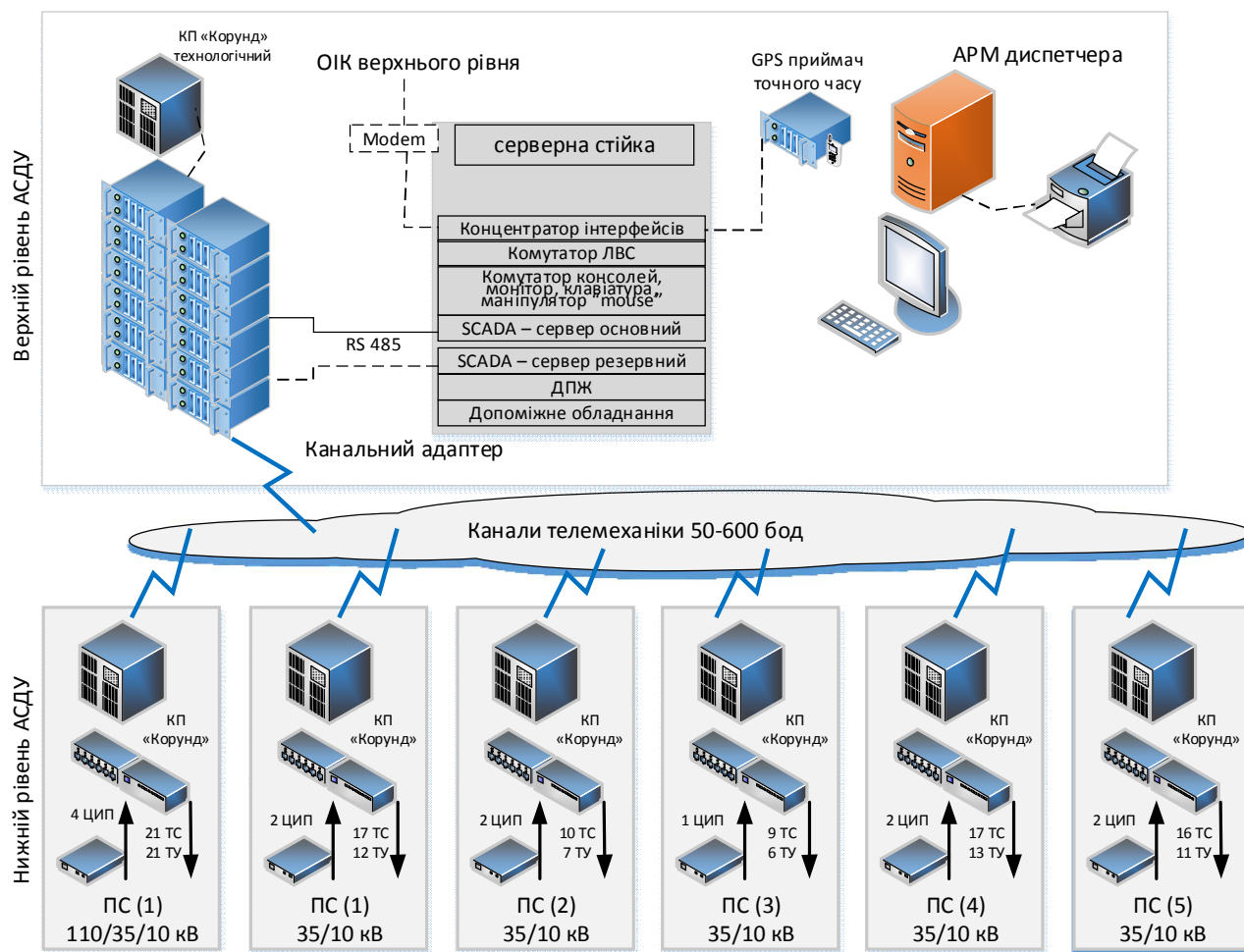


Рисунок 6.1 – Система передавання даних АСДУ

6.4 Автоматизовані системи диспетчерського управління рівня підприємства електромереж (ПЕМ) та обленерго

Завдання й функції АСДУ:

- збір ТС (положення вимикачів, стан захисту), ТВ (напруги, струму, потужності) і їх ретрансляція в інші РЕМ та на верхній рівень, прийом ретрансляції сигналів із підпорядкованих РЕМ та сусідніх обленерго;
- архівування ТС (спорадичне) та ТВ (циклічне);

- видача ТУ;
- відображення ТС на мнемощиті й АРМ диспетчера РЕМ, тривожна сигналізація;
- ведення схеми комутації таремонтних схем ПС, РП, ТП;
- достовірність даних ТС і ТВ, дорозрахунок, інтегрування потужності, ведення балансів потужності й енергії;
- ведення поопорних схем;
- автоматизація документообігу.

Структурна схема (2 рівні).

Рівень ПС складається з КП телемеханіки (RTU) із платами (модулями) ТС, ТВ, ТУ, ТВІ, ланцюгів телесигналізації, ланцюгів телеуправління (включаючи блоки проміжних реле) а також цифрових вимірювальних перетворювачів на приєднаннях 35 і 110 кВ. На обслуговуваних підстанціях, може бути встановлений АРМ чергового ПС.

Загальна кількість ТС у системі – близько 500, телевимірювання збирають з 500–1 000 приєднань.

Рівень обленерго складається з:

- ПУ ТМ (ЦППС) – як правило, дубльований з метою підвищення надійності роботи серверного обладнання, зокрема серверної стійки з GPS-приймачем для синхронізації часу. Серверне обладнання, як правило, дубльоване і працює в паралельному режимі. SCADA-сервер (основний та резервний) виконує обробку та накопичення даних. Електричне живлення шафи – через джерело безперервного живлення. Зв'язок з верхнім рівнем забезпечується через маршрутизатор;

- два АРМ диспетчера з принтером. АРМ диспетчера забезпечує інтерфейс диспетчера з системою. Також до складу системи входить АРМ телемеханіка для контролю роботи ПУ та каналів зв'язку, а також АРМ програміста для супроводження системи.

Канали зв'язку – радіоканали 1 200–2 400 бод, дротяний зв'язок із частотним ущільненням 100-600 бод, у майбутньому – супутникові та GPRS-канали.

Апаратура: Граніт, Граніт-Мікро, ТМ-800В, Корунд-М, Телур на ПС

6.3 Автоматизовані системи диспетчерського управління мережами 220-750 кВ

Завдання автоматизованих систем диспетчерського управління мережами – автоматизація диспетчерського керування магістральними електричними мережами (МЕМ) та енергосистемою (ЕС), автоматизація роботи чергового ПС і роботи технічних служб підприємства.

Основні функції системи:

- збір, верифікація, обробка оперативних параметрів, отриманих від систем телемеханіки;
- архівування зібраної інформації;
- діагностика стану пристроїв телемеханіки та каналів зв'язку;
- підтримка функціонування диспетчерського щита;
- відображення однолінійних схем телемеханізованих ПС із урахуванням стану комутаційних апаратів відносно до схеми нормального режиму мережі на моніторах АРМ;
- ведення схеми комутації мережі (СНР);
- ведення добової відомості;
- розрахунок режимів електричної мережі;
- сигналізація нештатних ситуацій;
- ведення оперативних заявок;
- планування режимів;
- введення інформації з файлів і макетів;
- масштабування планшетів ПС;
- швидка навігація у графічному інтерфейсі системи, зокрема швидка навігація до об'єкта, на якому відбулася подія;
- обчислення розрахункових втрат, побудова балансів споживання в різних розрізах;
- дорозрахунок нетелевимірюваних величин;
- ручне введення значень параметрів ТС, ТВ;
- автоматизоване, ручне й табличне введення планових значень;
- забезпечення зв'язку з суміжними системами.

АСДУ мереж 500-750 кВ (диспетчерський центр НЕК «Укренерго») також має групу функцій економічних розрахунків.

Зразки структурних схеми системи загалом, підсистем рівнів МЕМ та підстанції наведено на рисунках 6.2, 6.3, 6.4. Їхній опис поданов таблиці 6.1

Структурна схема КТС системи управління Львівських магістральних електричних мереж (ЛМЕМ)

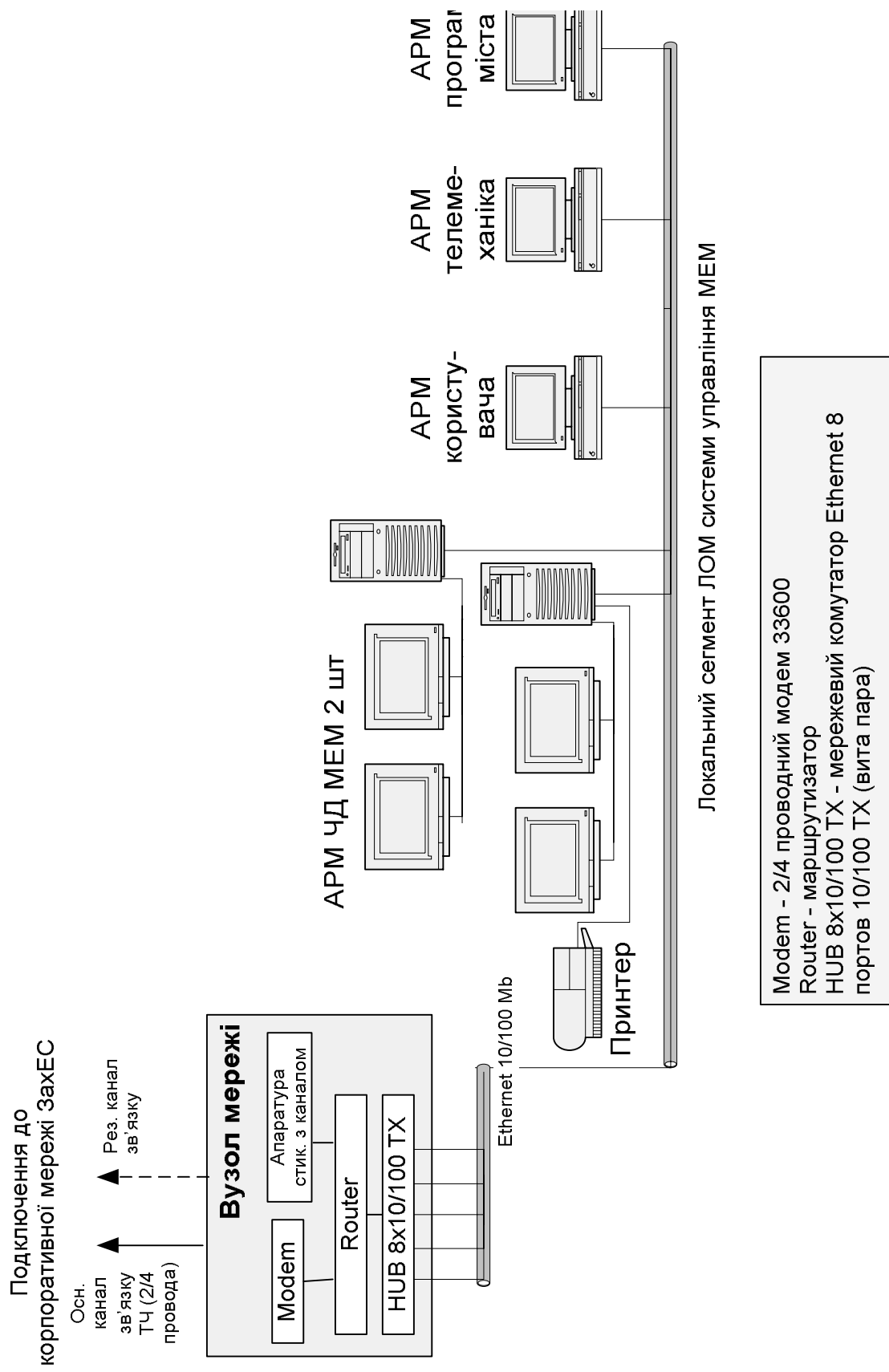


Рисунок 6.3 – Структурна схема АСДУ магістральних електричних мереж (у складі АСДУ енергосистеми)

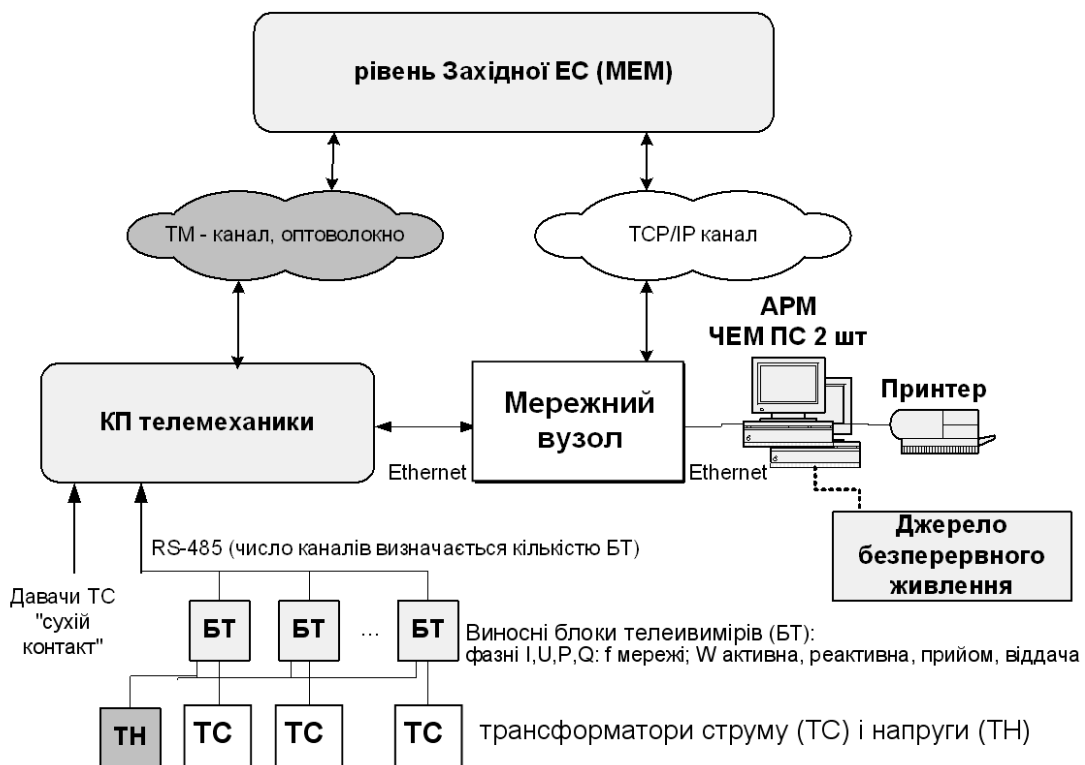


Рисунок 6.4 – Структурна схема комплексу технічних засобів АСДУ рівня підстанції

Таблиця 6.1 – Опис АСДУ

Складник КТЗ	Позначка	Призначення
1	2	3
Рівень енергосистеми		
ЦППС (основна та резервна)	Стійка ЦППС	ЦППС призначена для прийому телемеханічної інформації від контрольованих пунктів і передачі її на сервер збору даних автоматизованої системи диспетчерського контролю й керування
Серверне обладнання (дубльоване): сервери SCADA, архівів, термінальний, WEB/поштовий, технологічний	Серверна стійка	Сервери SCADA і архівів призначені для виконання диспетчерсько-технологічних задач, термінальний – для графічного термінального доступу користувачів, WEB – для доступу за допомогою WEB-браузера, поштовий – для забезпечення функціонування електронної пошти, технологічний – для налагодження програмного забезпечення системи
Робочі станції користувачів	АРМ	Забезпечення людино-машинного інтерфейсу під час виконання прикладних задач системи
Диспетчерський мнемощит з контролером ППУ	Диспетчерський щит/ППУ	Відображення поточних положень та сигналізація переключень вимикачів та аварійно-попереджувальних сигналів у реальному часі, що надійшли з підсистеми телемеханіки

Продовження таблиці 6.1

1	2	3
Комунікаційне обладнання системи (модульні маршрутизатори та міжмережеві екрани CISCO), сервери асинхронних портів, модемна стійка та конвертери інтерфейсів	Комунікаційна стійка	Підключення віддалених сегментів мережі ОІК до серверного обладнання, розділення з суміжними ЛОМ
Суміжні системи		
Система обліку електроенергії	DG C-300	дивись розділ «АСКОЕ»
Шлюз TASE.2	Шлюз TASE.2	Обмін даними з НЕК за протоколом TASE.2
Система автоматичного регулювання частоти та потужності	Центральний регулятор	дивись розділ «САРПЧ»
Рівень MEM		
Робоча станція диспетчера	АРМ ЧД MEM	Диспетчерське управління магістральною мережею
Робочі станції інших користувачів	АРМ користувача, телемеханіка, програміста	Супроводження системи, користування інформацією АСДУ
Мережний комутатор	HUB	Об'єднання АРМ у сегмент мережі
Маршрутизатор	Router	Забезпечення зв'язку з енергосистемою
Модем	Modem	Підключення маршрутизатора до каналу зв'язку
Рівень ПС		
Контрольований пункт телемеханіки	КП телемеханіки	Збір телемеханічної інформації та передача її на АРМ ПС та на верхній рівень
Шафа комунікаційна	Мережевий вузол	З'єднання між собою АРМ ПС, КП телемеханіки та підключення до TCP/IP-каналу зв'язку
Робоча станція чергового електромонтера (ЧЕМ) ПС	АРМ ЧЕМ ПС	Виконання задач управління електричною підстанцією
Телемеханічний канал зв'язку	ТМ-канал	Канал зв'язку, по якому передають сигнали телемеханіки (ТС, ТВ)
Канал зв'язку TCP/IP	TCP/IP канал	Канал зв'язку, по якому передається інформація за протоколом TCP/IP
Цифровий вимірювальний перетворювач (блок телевимірів)	БТ	Перетворення значень напруги та струму в цифрові сигнали
Трансформатори струму та напруги	ТС, ТН	Вимірювання струм 220–750 кВ та напруги 6–750 кВ

7 ПРИЗНАЧЕННЯ АВТОМАТИЗОВАНОЇ СИСТЕМИ КОМЕРЦІЙНОГО ОБЛІКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ (АСКОЕ)

В умовах лібералізації ринку електричної енергії автоматизовані системи контролю, обліку та управління енерговикористанням набувають чи не найважливішого значення в межах вирішення задач підвищення ефективності вироблення, передавання, розподілення та використання електроенергії. Лише за умови застосування високонадійних повномасштабних багатофункціональних АСКОВЕ суб'єктів енергоринку, які узгоджено взаємодіють в єдиній інформаційній системі і забезпечують вирішення задач управління попитом та проведення розрахунків на ринку, зокрема, з урахуванням вартості допоміжних послуг, може бути створено передумови для підвищення ефективності використання електричної енергії кінцевими споживачами [12, 13, 14, 15, 16].

Термін «АСКОЕ» в українській термінології має два поширених трактування. Вузьке розуміння обмежує сферу застосування АСКОВЕ і розкриває цей термін як автоматизовані системи комерційного обліку електроенергії, які, у свою чергу, є підкласом ширшого класу автоматизованих систем обліку електроенергії (АСОВЕ). Широке розуміння терміну АСКОВЕ – автоматизовані системи комерційного обліку та управління енерговикористанням – цілком відображає саму сутність таких систем, які почали створювати і впроваджувати в колишньому Радянському Союзі, зокрема в Україні, ще в 70-х роках минулого століття.

Зі створенням Оптового ринку електричної енергії (ОВЕ) України, де диференціація обліку електроенергії здійснюється погодинно, а розрахунки за неї проводяться щоденно, АСКОВЕ стали базовим інструментом визначення обсягів купівлі-продажу електроенергії. Перше десятиліття ХХІ ст. характеризується масовим упровадженням і об'єднанням АСКОВЕ в розподілену ієрархічну систему комерційного обліку ОВЕ України. З березня 2011 року розрахунки в ОВЕ цілком здійснюються на підставі показів АСКОВЕ.

7.1 Автоматизована система комерційного обліку електричної енергії, технічні засоби

Інформаційне забезпечення розрахунків за електричну енергію в ОВЕ України формується АСКОВЕ, які створюють суб'єкти енергоринку відповідно до чинного українського законодавства у сфері електроенергетики [11, 12, 13,

14, 15, 16]. Загальну структуру побудови АСКОЕ в умовах енергоринку України наведено на рисунку 7.1. У такій АСКОЕ виділяють рівень вимірювальних комплексів – трансформатори напруги (ТН), трансформатори струму (ТС), лічильники електроенергії (ЛЧ), пристрої перетворення (ПП) та вторинні вимірювальні кола, з'єднані між собою за встановленою схемою для вимірювання та обліку електроенергії в точці обліку [13]; рівень об'єктів обліку (генеруюча компанія (ГК), промислове підприємство (ПП), побут та сфера послуг); локальний рівень (ГК, 13 районних електричних мереж (РЕМ), ПП); регіональний рівень (електроенергетичні системи (ЕС), обласні електропередавальні компанії – ПРТ, ПНТ) і центральний рівень (Головний оператор – Державне підприємство (ДП) «Енергоринок», НЕК «Укренерго», національний регулятор – НКРЕКП) [13].

Дані комерційного обліку (зокрема, агреговані дані) мають обчислюватися і зберігатися протягом визначеного терміну на тому рівні розподіленої АСКОЕ, на якому вони вимірюються та/або формуються [12, 13, 14, 15]. Одночасно необхідно вирішувати технологічні завдання забезпечення синхронності вимірювань, повноти і достовірності даних комерційного обліку електроенергії, а також їхньої своєчасної доставки на верхні рівні розподіленої АСКОЕ та до ІОК Головного оператора відповідно до розрахункових періодів і особливостей функціонування балансуючого механізму з метою подальшої обробки, агрегування, аналізу й використання. При чому дані, які передаються на верхні рівні АСКОЕ, мають містити достатньо інформації для здійснення розрахунків за електричну енергію, інформаційного забезпечення задач управління попитом і балансування ринку та надання інших допоміжних послуг. Також, варто враховувати, що кількість суб'єктів ринку електричної енергії, а відповідно й обсяги інформаційного забезпечення будуть поступово зростати внаслідок лібералізації ринку та розширення каталогу допоміжних послуг [14, 15].

Джерелом первинних даних мають бути лише прилади обліку – засоби вимірювальної техніки (ЗВТ), які занесено до Державного реєстру ЗВТ, допущених до застосування в Україні [15, 16]. Відповідно до принципів системної побудови всі вимірювальні операції, які пов'язані з формуванням вимірювальної інформації, мають здійснюватися ВІС. Первинні дані обліку разом із позначками часу, яким вони відповідають, та кодами їхньої якості (достовірності) необхідно зберігати в необробленому вигляді в ПБД пристроїв обліку і забезпечити їхній надійний захист від несанкціонованого доступу [15]. Інша частина АСКОЕ є суто інформаційною системою (ІС), яка вимірювальних

операцій не виконує. У процесі свого функціонування ІС отримує від ВІС первинні дані і піддає їх обробці, під час якої похибки результатів визначаються лише похибками первинних даних та похибками округлення [12, 13, 14, 15, 16].

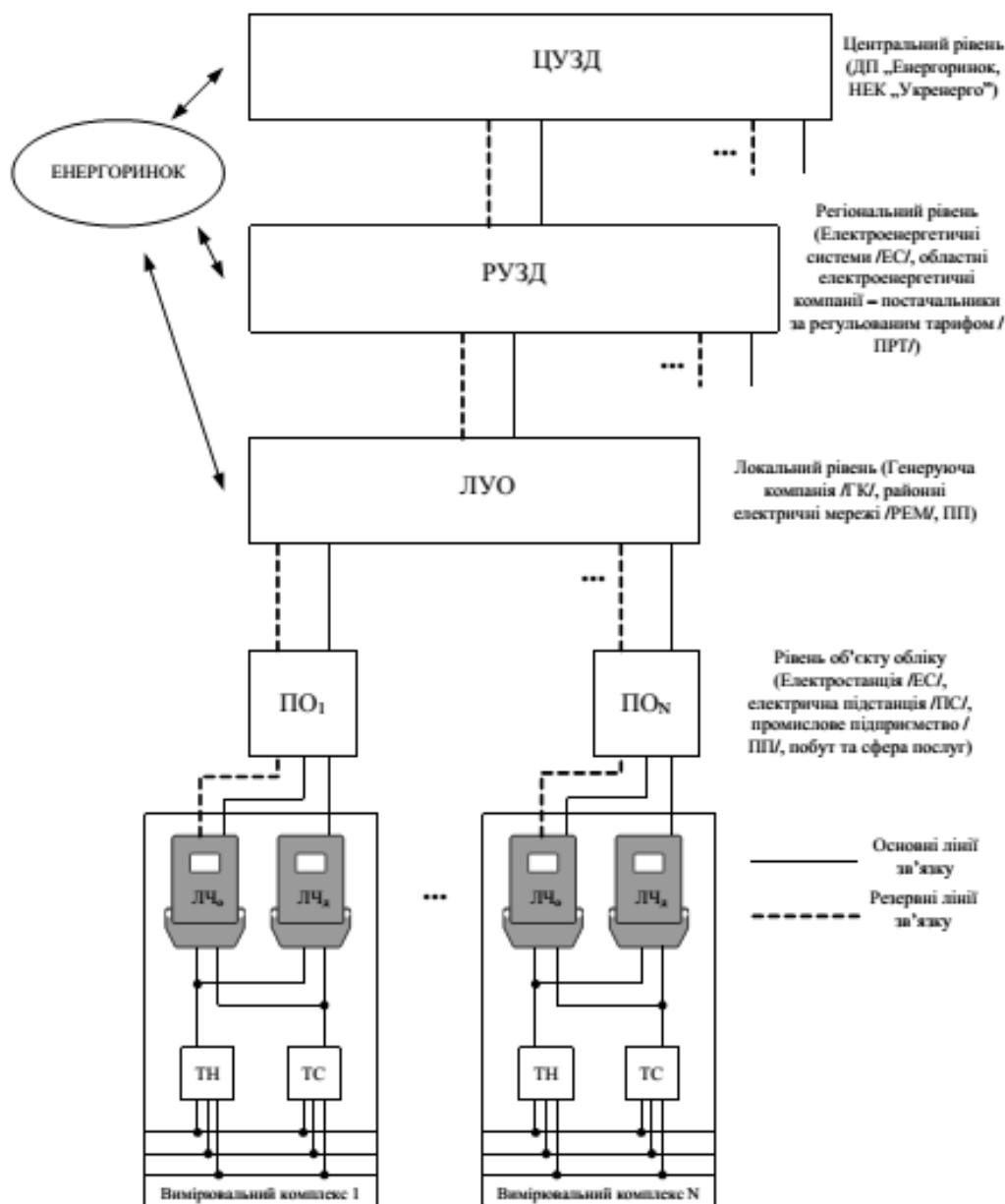


Рисунок 7.1 – Основні принципи організації збору та обробки даних комерційного обліку в АСКОЕ в умовах енергоринок України

Аналізуючи структуру розподіленої АСКОЕ в умовах енергоринок України доцільно виділити ВІС на рівні АСКОЕ об'єктів обліку, які є сукупністю занесених до Держреєстру України або метрологічно атестованих

ЗВТ, устаткування збирання, оброблення і збереження інформації, засобів зв'язку, засобів синхронізації часу, функціонально об'єднаних для забезпечення обліку електричної енергії, реалізують завершену процедуру вимірювань і мають нормовані метрологічні характеристики (МХ) [15, 16]. Відмінною особливістю АСКОЕ об'єктів обліку як ВІС, є наявність ПБД, яка містить первинні дані обліку. Саме для об'єкта обліку мають визначатися обсяги кожного з продуктів, які продаються/купуються на ринку, СКОЕ об'єкта обліку створюється на об'єкті автоматизації з вимірювальних комплексів та пристроїв обліку (ПО), з'єднаних між собою лініями та каналами зв'язку. На підставі інформації, яка надходить від вимірювальних комплексів, ПО обчислює дані комерційного обліку, зберігає їх у ПБД та забезпечує доступ до ПБД через цифрові комунікаційні інтерфейси. За певних умов дані обліку можуть частково обчислюватися та зберігатися на рівні вимірювальних комплексів. Вимірювальний комплекс разом із лінією (каналом) зв'язку, що з'єднує його з відповідним входом ПО, та частиною ПО, яка зчитує (приймає), обчислює, зберігає та відображає дані комерційного обліку електроенергії, пов'язані із цим вимірювальним комплексом, утворюють вимірювальний канал (ВК) АСКОЕ об'єкта обліку [16].

7.2 Системи АСКОЕ

Розрізняють системи, в яких інформація передається до ПО у вигляді імпульсів (імпульсні ВК), і системи, в яких інформація передається до ПО у вигляді цифрового коду (цифрові ВК) [13, 14]. У першому випадку (рис. 7.2) лічильники електроенергії, які входять до складу вимірювальних комплексів, вимірюють активну електричну енергію та / або інтегровану в часі реактивну потужність в прямому та / або зворотному напрямках. ПП зазвичай інтегровані до лічильників і перетворюють кількість активної електроенергії (інтегрованої в часі реактивної потужності), виміряної опорним лічильником, у кількість імпульсів (число-імпульсний код). Останні передаються до ПО дротовими лініями зв'язку. Застосовують приєднання ПП до ПО за двопровідною схемою, за схемою зі спільним «+» (спільним «-») або за матричною схемою (рис. 7.2). З метою заощадження кабельної продукції для передавання даних між ПП та ПО в певних випадках застосовують пристрої збирання даних (ПЗД).

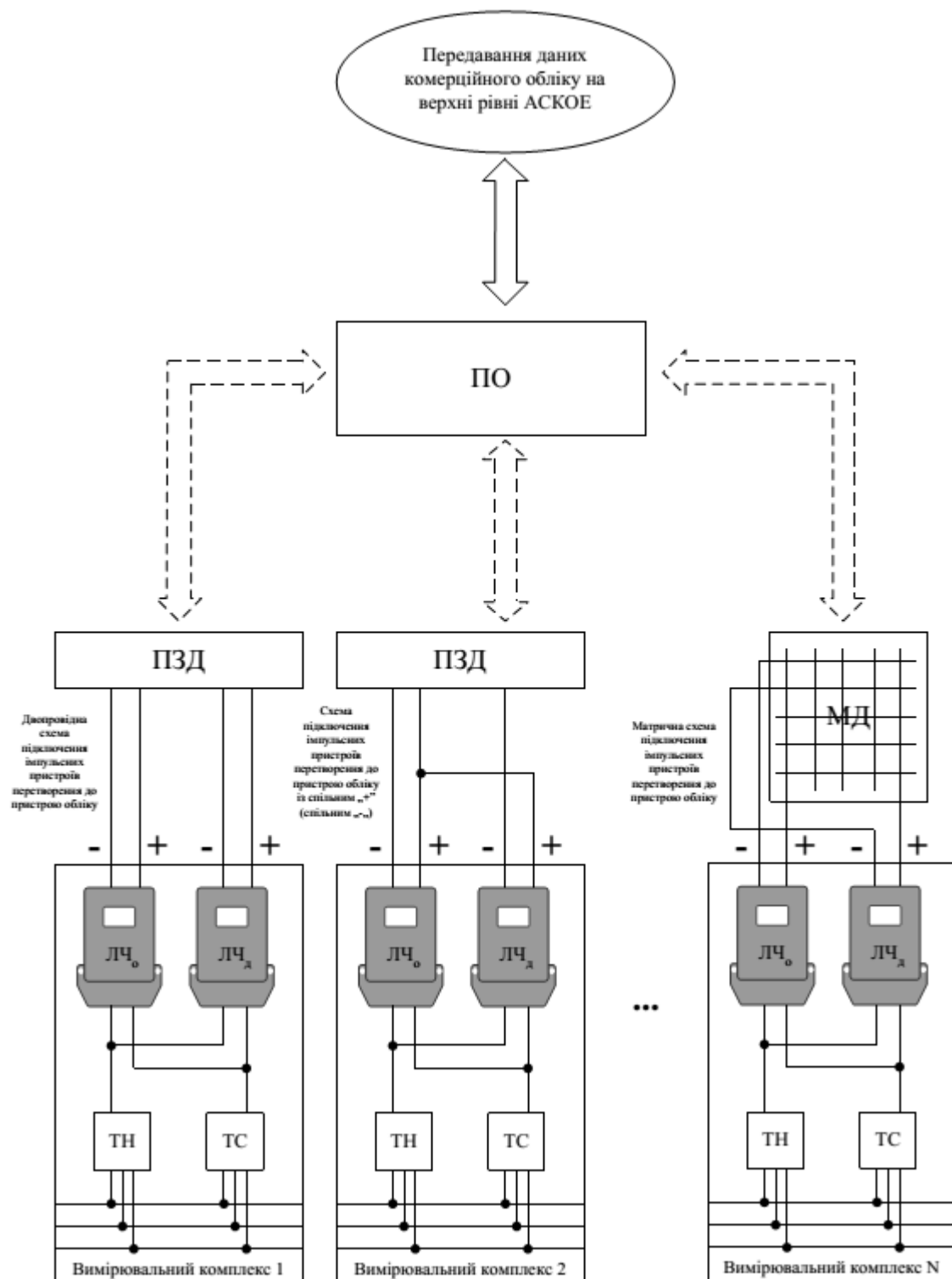


Рисунок 7.2 – Схема побудови АСКОЕ на базі імпульсних вимірювальних каналів

На підставі кількості імпульсів, що надійшли до ПО, та швидкості їхнього надходження, ПО за допомогою інтегрованого програмного забезпечення (ПЗ) обчислює дані комерційного обліку, зберігає їх у ПБД та забезпечує доступ до ПБД через цифрові комунікаційні інтерфейси. На цьому принципі засновано

багато вітчизняних систем обліку електроенергії: КТС КІУС ЦТ5000, ІТЕК-210, СІНЕТ-1, а також системи іноземного виробництва, які застосовують в Україні, наприклад: ПСЕ (Литва), КТС «Энергия» (Росія), MEGADATA (Shlumberger, Франція). Перевагами такої структури АСКОЕ є висока швидкість обчислення, відображення і передавання інформаційною мережею даних обліку, зокрема агрегованих даних, можливість застосовування у складі АСКОЕ різних типів лічильників, від індукційних до багатфункціональних електронних лічильників електроенергії, а також порівняно низька вартість.

Функціональні обмеження АСКОЕ першого типу, які побудовано на базі імпульсних ВК, зумовлені двома причинами:

- передавання імпульсів від вимірювальних комплексів до ПО відбувається практично в реальному часі;
- первинні дані, що надходять до ПО від вимірювальних комплексів, містять інтегровану в часі інформацію.

Виходячи з цього в АСКОЕ першого типу дані обліку обчислюються (зокрема, агрегуються), відображуються і передаються на верхні рівні практично в реальному часі, що дозволяє ефективно використовувати такі системи не лише для комерційного обліку електроенергії, а й для контролю ППРЕ [35]. Інша суттєва перевага АСКОЕ першого типу полягає в можливості використання в їхньому складі будь-яких лічильників електроенергії, допущених до застосування в Україні: електронні лічильники випускаються з виробництва з інтегрованими ПП, індукційні лічильники обладнуються ПП на етапі виробництва, під час регулювання або ремонту.

Крім того, варто зазначити, що АСКОЕ першого типу мали критичні до однієї з найважливіших умов ефективного застосування розподілених ВІС – синхронності вимірювань [16]. Оскільки управління процедурою вимірювань та визначення даних обліку здійснюється в масштабі часу ПО, для забезпечення синхронності вимірювань достатньо прив'язати шкалу часу (ШЧ) інтегрованого годинника ПО до національної шкали координованого часу (НШКЧ) [12, 13, 14, 15, 16].

З точки зору комерційного обліку електроенергії, головним недоліком АСКОЕ першого типу є необхідність передавання лініями зв'язку необробленої інформації (імпульси) і, як наслідок, імовірність втрати даних у разі пошкодження лінії зв'язку. Обмеженням також можна вважати неможливість визначення в таких системах миттєвих значень потужності і параметрів режимів електричної мережі внаслідок того, що первинна вимірювальна інформація надходить до ПО у вигляді інтегральних даних. Тому АСКОЕ

першого типу не можуть бути застосовані для контролю частоти мережі, рівня напруги, сили електричного струму, $\cos(\varphi)$, миттєвої потужності тощо [13].

В АСКОЕ другого типу (рис. 7.3) параметри обліку визначаються і зберігаються безпосередньо в багатофункціональних електронних лічильниках електроенергії (Smart-лічильниках). ПО в таких системах вирішує завдання зчитування сформованих даних із ПБД лічильників каналами зв'язку та передавання зчитаних даних на верхні рівні АСКОЕ (тому в системах другого типу замість визначення «пристрій обліку» застосовують визначення «пристрій збирання та передавання даних» /ПЗПД/). У таких системах ПЗПД може забезпечувати агрегування даних та визначення додаткових параметрів обліку, наприклад прогнозованих величин електричної потужності (електроспоживання), а також зберігати дані комерційного обліку у власній ПБД. За таким принципом функціонують системи DATAGYR (Landis+Gyr, Швейцарія), COLLECTOR (Shlumberger, Франція), ALPHA PLUS (Elster-Метроніка, Росія) та багато інших. Про особливості АСКОЕ другого типу, які побудовано на базі цифрових ОК, детально йшлося в програмі послідовного впровадження АСКОЕ в Україні [13]. АСКОЕ другого типу вимагають застосування усвоєму складі багатофункціональних електронних лічильників електроенергії (зазвичай однотипних) і характеризуються досить високою надійністю, що зумовлює їхню порівняно високу вартість. Утім варто зазначити, що АСКОЕ другого типу також мають певні обмеження. Швидкість обміну інформацією між вимірювальними комплексами та ПЗПД в АСКОЕ другого типу незначна (виключаючи випадок побудови АСКОЕ за радіальною схемою, вартість якої надто висока), внаслідок чого обчислення ППРЕ, особливо агрегованих, у більшості АСКОЕ другого типу, які на цей час застосовуються в Україні, не можливе. Для забезпечення синхронності вимірювань в АСКОЕ другого типу необхідно забезпечити прив'язку ШЧ інтегрованих годинників ПЗПД і кожного багатофункціонального електронного лічильника електроенергії до НШКЧ, що з причин, докладно викладених в програмі послідовного впровадження АСКОЕ в Україні [13], є нетривіальним завданням для лічильників, які застосовуються в Україні. Унаслідок зазначених недоліків АСКОЕ другого типу практично не можуть бути досить ефективно застосовані для контролю ППРЕ.

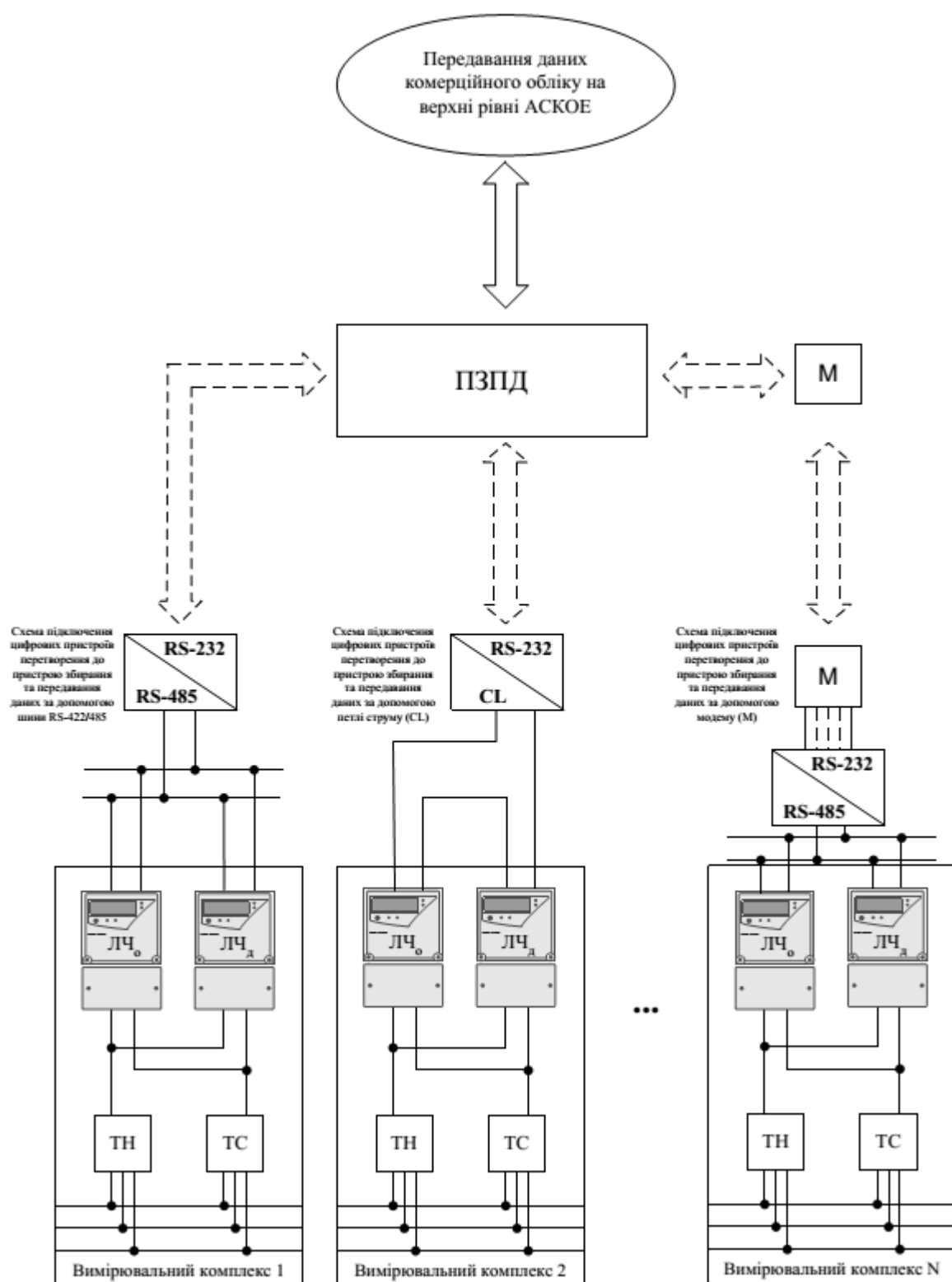


Рисунок 7.3 – Схема побудови АСКОЕ на базі цифрових вимірювальних каналів

7.3 Загальна структура АСКОЕ

Загальну структуру АСКОЕ об'єкта обліку, що забезпечує надійний облік електроенергії, контроль ППРЕ в реальному часі та інформаційну взаємодію з АСКОЕ верхніх рівнів наведено на рисунку 7.4 [13]. Запропонована типова АСКОЕ об'єкта обліку складається з вимірювальних комплексів, ПО та ПЗПД, з'єднаних лініями та/або каналами зв'язку. Розрізняють вимірювальні комплекси, призначені для комерційного обліку електроенергії в точках на межі суб'єкта із суміжними суб'єктами ринку електричної енергії, та технічного (технологічного) обліку електроенергії в мережі суб'єкта. До АСКОЕ об'єкта обліку можуть також входити засоби відображення та документування даних комерційного обліку, наприклад автоматизовані робочі місця (АРМ) операторів.

До складу вимірювальних комплексів у загальному випадку входять ТН, ТС, основний (ЛЧо) і дублювальний (ЛЧд) лічильники електроенергії з інтегрованими ПП та прилад контролю (ПК) показників якості електроенергії (ПЯЕ). ТН і ТС здійснюють масштабне перетворення первинних значень напруги і струму в точці вимірювання у вторинні уніфіковані значення напруги і струму, прийнятні для прямих вимірювань, а також забезпечують ізолювання вимірювальних приладів, з якими працює обслуговувальний персонал, від кіл високої напруги. Лічильники електроенергії із вбудованими ПП здійснюють вимірювання активної електричної енергії та / або інтегрованої в часі реактивної електричної потужності, що перетікають у точці обліку в прямому та/або зворотному напрямках, відображення виміряних значень на відліковому пристрої (табло) і перетворення виміряних значень енергії (інтегрованої потужності) в цифровий та/або число-імпульсний код. Багатофункціональні електронні лічильники електроенергії додатково здійснюють:

- відлік часу від заданого початкового значення та формування інтервалів часу на підставі показів інтегрованого годинника;
- зберігання в ПБД параметрів обліку, констант та інших службових даних, які завантажуються до лічильника під час його параметрування;
- визначення (шляхом обчислення, порівняння, фіксування тощо) первинних даних обліку (параметрів обліку) за точкою вимірювання і зберігання їх у ПБД лічильника протягом терміну, відповідного вибраному типу лічильника;

– вимірювання (за запитом) поточних параметрів режимів електричної мережі (частота, напруга, сила електричного струму, $\cos(\varphi)$, миттєві значення активної, реактивної і повної потужності тощо);

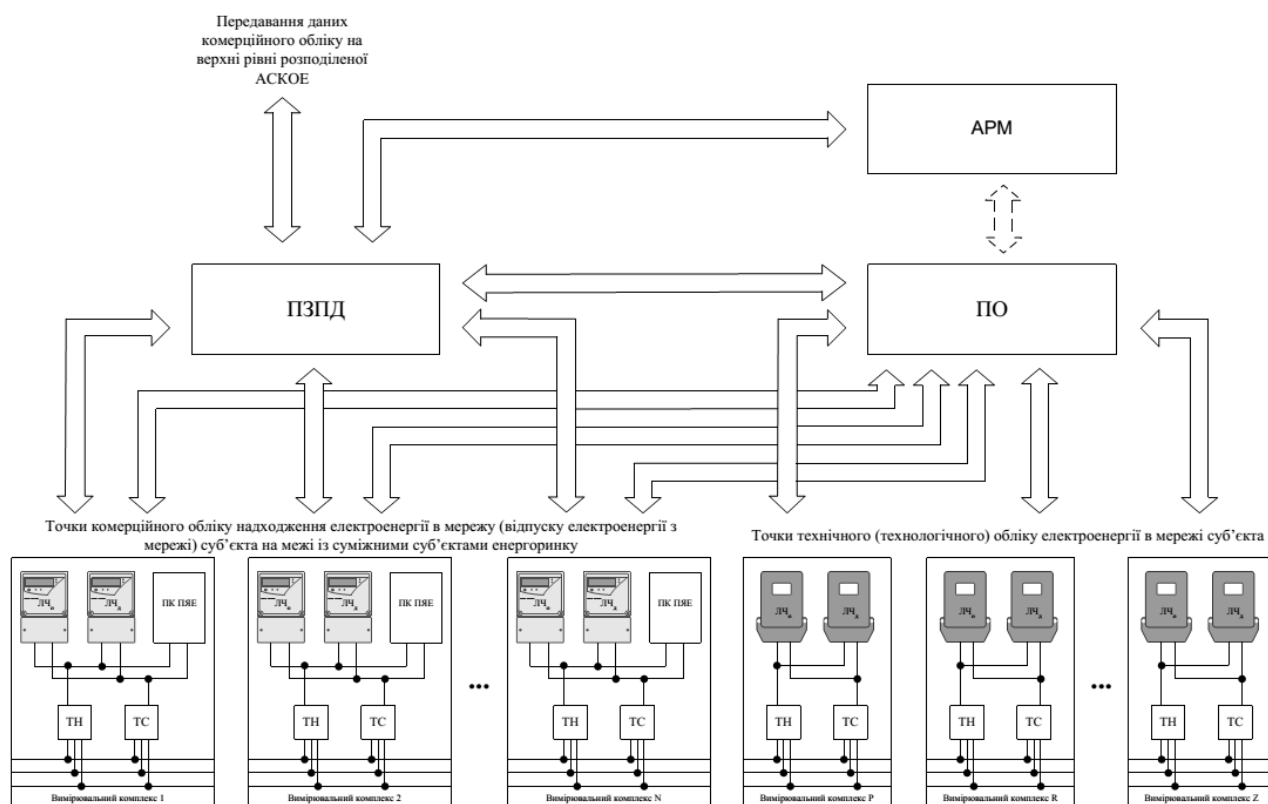


Рисунок 7.4 – Схема побудови АСКОЕ на базі цифрових та імпульсних вимірювальних каналів

– передавання первинних даних обліку, що зберігаються в ПБД лічильника, та вимірюваних значень параметрів режимів електричної мережі на верхні рівні АСКОЕ за запитом.

ПК ПЯЕ призначені для вимірювання і контролю показників якості електричної енергії в точках обліку електроенергії (переважно комерційного) з метою контролю якості електроенергії, що постачається в точці обліку, та врахування якості електричної енергії під час здійснення комерційних розрахунків.

ПО здійснює:

- відлік часу від заданого початкового значення та формування інтервалів часу на підставі показів інтегрованого годинника;
- зберігання в ПБД параметрів обліку, констант та інших службових даних, які завантажуються до ПО під час його параметрування;
- зчитування (приймання) імпульсів, що надходять від вимірювальних комплексів, та зберігання їх у ПБД;

- на підставі прийнятої кількості імпульсів, швидкості їхнього надходження та показів інтегрованого годинника визначення (шляхом обчислення, порівняння, фіксування тощо) первинних даних обліку за точками обліку і зберігання їх у ПБД протягом терміну, відповідного вибраному типу ПО;

- агрегування первинних даних обліку за заданими алгоритмами, визначення даних за групами обліку та зберігання агрегованих даних у ПБД протягом терміну відповідного вибраному типу ПО;

- визначення за заданими алгоритмами прогнозованих величин використання електричної потужності (енергії), зокрема агрегованих;

- відображення на табло визначених значень первинних даних обліку та прогнозованих величин використання електричної потужності (енергії), зокрема агрегованих;

- передавання визначених значень первинних даних обліку та прогнозованих величин використання електричної потужності (енергії), зокрема агрегованих, на верхні рівні АСКОВЕ автоматично за заданим розкладом та / або запитом.

ПЗПД здійснює:

- відлік часу від заданого початкового значення та формування інтервалів часу на підставі показів інтегрованого годинника;

- зберігання в ПБД параметрів обліку, констант та інших службових даних, які завантажуються до ПЗПД під час його параметрування;

- зчитування первинних даних обліку та інших даних з ПБД багатифункціональних електронних лічильників електроенергії і ПК ПЯЕ, що входять до складу вимірювальних комплексів, та ПО і зберігання зчитаних даних в ПБД;

- оброблення зчитаних даних за заданими алгоритмами (зокрема, обчислення втрат електроенергії та приведення первинних даних обліку до межі балансової належності, агрегування та верифікування даних тощо), визначення даних комерційного обліку та зберігання їх у ПБД протягом терміну, відповідного вибраному типу ПЗПД;

- визначення за заданими алгоритмами прогнозованих величин використання електричної потужності (енергії), зокрема агрегованих;

- обчислення відхилень поточних і прогнозованих параметрів режимів електроспоживання, зокрема агрегованих, від заданих лімітів (планових величин), та зберігання обчислених значень у ПБД;

- відображення на табло визначених значень первинних даних обліку та прогнозованих величин використання електричної потужності (енергії), зокрема агрегованих;

- передавання визначених значень даних комерційного обліку (даних, приведених до межі балансової належності електричних мереж), первинних даних обліку, вимірюваних значень параметрів режимів електричної мережі та прогнозованих величин використання електричної потужності (енергії), зокрема агрегованих, на верхні рівні АСКОЕ автоматично за заданим розкладом та / або за запитом.

- синхронізацію показів інтегрованого годинника із показами еталонних годинників, доступними інформаційною мережею АСКОЕ верхніх рівнів, та коригування показів інтегрованих годинників багатфункціональних електронних лічильників електроенергії, ПК ПЯЕ і ПО за показами власного годинника.

Під час функціонування ПЗПД забезпечує:

- обмін інформацією в реальному часі між АСКОЕ верхніх рівнів (ЛЮО, РУЗД, ЦУЗД) з одного боку, та АСКОЕ об'єкта обліку (багатфункціональними електронними лічильниками електроенергії, ПК ПЯЕ, ПО, власне ПЗПД) з другого боку;

- уніфікацію специфікації та форматів даних, що передаються, та протоколів обміну цими даними між АСКОЕ верхніх рівнів та АСКОЕ об'єкта обліку;

- маршрутизацію даних між АСКОЕ верхніх рівнів та АСКОЕ об'єкта обліку відповідно до пріоритету даних, прав доступу клієнтів та черговості надходження запитів.

Після створення на об'єкті автоматизації АСКОЕ об'єкту обліку підлягає оцінці відповідності (до 2016 року – державній метрологічній атестації /ДМА/) з метою визначення її МХ, порівняння їхніх значень із нормованими та підтвердження придатності системи до застосування. В наслідок побудови АСКОЕ за запропонованою схемою на рівні об'єктів обліку буде вимірюватися, формуватися і зберігатися протягом нормованого терміну повна інформація, необхідна для забезпечення контролю ППРЕ об'єкта обліку та здійснення комерційних розрахунків за електроенергію, зокрема з урахуванням її якості, за будь-якої моделі ринку електричної енергії. Клієнти АСКОЕ об'єкта обліку, в першу чергу оператори, адміністратори обліку, агрегатори даних, у будь-який момент часу зможуть отримати доступ до:

- достовірних (підтверджених процедурою верифікації) даних комерційного обліку, зокрема агрегованих, визначених метрологічно атестованим ЗВТ і приведених до межі балансової належності електричних мереж суб'єкта ринку електричної енергії;

- первинних даних обліку, виміряних і сформованих ЗВТ, занесеними до Держреєстру і допущеними до застосування в Україні;

- актуальних значень ППРЕ, зокрема агрегованих, параметрів режимів електричної мережі, показників якості електроенергії;

- прогнозованих значень електричної потужності (електроенергії), зокрема, агрегованих;

- аналітичної інформації, яка формується ЗВТ – приладами обліку електричної енергії – з метою визначення ступеня достовірності первинних даних обліку (журналів подій).

Доступні дані, зокрема, агреговані для об'єкта обліку, приведені до межі балансової належності електричних мереж суб'єкта ринку електричної енергії, верифіковані (мають високий рівень достовірності) і можуть бути використані без додаткового оброблення. Завдання на рівні АСКОЕ об'єкта обліку лімітів потужності (планових величин щодо вироблення/споживання електроенергії) разом із результатами прогнозування зазначених величин надасть можливість оператору отримувати безпосередньо «з перших рук» готові для прийняття рішень дані щодо управління попитом. У майбутньому стане можливим надання АСКОЕ об'єкта обліку окремих функцій автоматичного управління режимами електроспоживання (наприклад, управління споживачами-регуляторами), що дозволить підвищити дієвість балансуючого механізму ринку електричної енергії. В наслідок створення високонадійних багатофункціональних АСКОЕ об'єктів обліку споживачі отримують можливість закуповувати на ринку електроенергію нормованої якості відповідно до законтракованих обсягів та узгоджених режимів електроспоживання. З іншого боку, застосування таких АСКОЕ суттєво підвищить ефективність роботи оператора ринку.

Переваги запропонованої структури АСКОЕ об'єкта обліку:

- висока надійність комерційного обліку електроенергії, зумовлена формуванням даних комерційного обліку метрологічно забезпеченими ЗВТ, багатократним дублюванням даних комерційного обліку, утворенням розподіленої ПБД, застосуванням процедури верифікації для всіх даних, що вимірюються (визначаються) безпосередньо на рівні їхнього формування – об'єкті обліку;

– можливість визначення та доступу в реальному часі клієнтів АСКОЕ до поточних, інтегральних і прогнозованих значень параметрів обліку, зокрема агрегованих, що базується на високих обчислювальних потужностях ПО і ПЗПД;

– забезпечення практично одночасного доступу кількох клієнтів до будь-яких даних АСКОЕ, що ґрунтується на високих комунікаційних можливостях ПЗПД і ПО та застосуванню механізмів визначення пріоритетів даних;

– забезпечення високого рівня захисту даних комерційного обліку та службових даних завдяки застосуванню багаторівневих алгоритмів розмежування прав доступу;

– висока адаптивність АСКОЕ до актуальної моделі ринку електричної енергії завдяки можливості актуалізації алгоритмів функціонування АСКОЕ шляхом перепрограмування ПЗПД.

8 БІЛІНГОВІ СИСТЕМИ

Розглянемо походження слова «білінг» [17]. Англійське слово «bill» можна перекласти як «рахунок» (інші переклади: вексель, банкнота). «Billing» перекладається виразом «виписування рахунка».

8.1 Визначення білінгової системи

Системи, що обчислюють вартість послуг зв'язку для кожного клієнта і зберігають інформацію про всі тарифи та інші вартісні характеристики, які використовуються телекомунікаційними операторами для виставлення рахунків абонентам і взаєморозрахунків з іншими постачальниками послуг, носять назву білінгових; цикл виконуваних ними операцій називають білінгом. Білінгова система (БС) – це бухгалтерська система, програмне забезпечення, іншими словами – «софт», розроблений спеціально для операторів. Яких операторів? Телекомунікаційних. Мова не йде лише про операторів стільникового зв'язку. БС використовуються також операторами звичайного (стаціонарного, проводового) зв'язку. У малих офісах, наприклад, можна вести білінг телефонії (аналізувати, хто дзвонив, коли, скільки тривала розмова). IP-телефонія – інша сфера застосування БС. А інтернет-провайдери? Вони теж використовують БС, наприклад, для формування рахунків, обліку трафіку. Будь-яка БС створюється на основі певної системи управління базами даних (СКБД). Більшість БС у світі створювалося на основі СУБД Oracle. Серед інших СУБД можна виділити Sybase і Informix як розраховані на великі обсяги інформації. А ось назви деяких білінгових систем: BIS, Flagship, CBOSS, Arbor, Bill-2000-prepaid. Варто згадати, що під БС можуть розуміти й апаратне забезпечення, що бере участь в організації білінгу.

8.2 Термінологія

Існує кілька назв білінгової системи (БС): АСР – автоматизована система розрахунків; ІБС – інформаційна білінгова система.

Однією з важливих властивостей БС є її гнучкість, тобто здатність пристосовуватися до обставин, що змінилися. Гнучка система адаптована не тільки до нагальних потреб оператора; за рахунок таких властивостей, як налаштування, модульність і відкритість, вона дозволяє вирішувати перспективні завдання. Модульний принцип побудови системи – це такий

принцип, за якого вся система збирається з окремих частин (модулів). БС теж складається з таких модулів – підсистем. БС містить у собі, наприклад, підсистему попередньої обробки даних, підсистему оперативного керування білінгом, підсистему оповіщення клієнтів. Під відкритістю системи мають на увазі відкритість вихідного коду програмного продукту, що дозволяє оператору не залежати від розробника в майбутньому і самостійно обслуговувати і модернізувати систему. Тісно пов'язана з гнучкістю БС і наступна властивість автоматизованих систем розрахунку – масштабованість.

Масштабованість за навантаженням. Під час зростання абонентської бази, появи додаткових послуг не має з'являтися необхідність змінювати або допрацьовувати програмну частину БС. Збільшення можливостей БС має досягатися за рахунок модернізації апаратної частини системи. Необхідно використовувати СУБД, розраховані на великі обсяги даних. СУБД має бути сумісна з різними комп'ютерними платформами, щоб забезпечувати підтримку багатопроцесорного режиму роботи.

Надійність – одна з основних вимог до будь-якої системи. Надійність БС визначається надійністю СУБД і технологій, що використовуються під час розробки системи. Далеко не останню роль відіграє надійність постачальника (розробника) прикладного програмного забезпечення: час його роботи на ринку і, як непрямий показник, відсоток присутності розроблених ним систем на телекомунікаційному ринку. Однак надійність БС забезпечується також дотриманням певних стандартів під час їхньої розробки.

Багатомовність – можливість встановлювати різні мови для подання інформації.

Мультивалютність – можливість працювати з будь-якими валютами

Відкладений білінг – білінг, у якому розрахунки проводяться після проведених дзвінків.

Гарячий білінг – зміна балансу рахунку відбувається в процесі розмови, і інформацію про залишок на рахунку клієнт може отримати відразу після дзвінка.

Оптимізація білінгу – поліпшення, вдосконалення оператора БС.

Великі БС – системи, що застосовуються великими операторами.

Постинг білінгу – фіксація результатів розрахунку білінгу; після розрахунків результати стають доступними користувачам (розсилаються, друкуються).

8.3 Можливості білінгових систем

Оскільки БС призначена для автоматизації розрахунків із клієнтом, то вона і має забезпечувати автоматизацію, починаючи з укладення договору, і закінчуючи випискою рахунків за послуги стільникового зв'язку, причому коректною. За допомогою підсистем автоматичних послуг та автоматичного збору даних АСР має надавати абонентам можливість самообслуговування. Деякі БС дозволяють абонентам оформляти замовлення на підключення і проводити оплату послуг через Інтернет [17].

8.4 Структура і функції білінгових систем

Схема організації білінгу не складна (рис. 8.1): інформація про з'єднання та їхню тривалість записується комутатором і після попередньої обробки передається в розрахункову систему. Розрахунковій системі «відомі» тарифи. Вона ідентифікує виклик і виконує необхідні розрахунки, формуючи тим самим рахунок абонента. Очевидно, що в пам'яті системи мають зберігатися не тільки нормативи, тарифи та інформація про послуги, а й дані про клієнтів, укладені контракти з абонентами і сторонніми постачальниками послуг зв'язку (якщо такі є), а також про вартість передачі інформації різними каналами і напрямками. Крім цього, у будь-якій БС має бути база, де зберігається історія платежів: тільки ці відомості дозволяють контролювати процес оплати і автоматизувати так звану активацію – деактивацію абонентів. Цю функцію БС можна ще назвати захисною, оскільки вона не дозволяє користуватися послугами стільникового зв'язку тим, хто за них не платить.

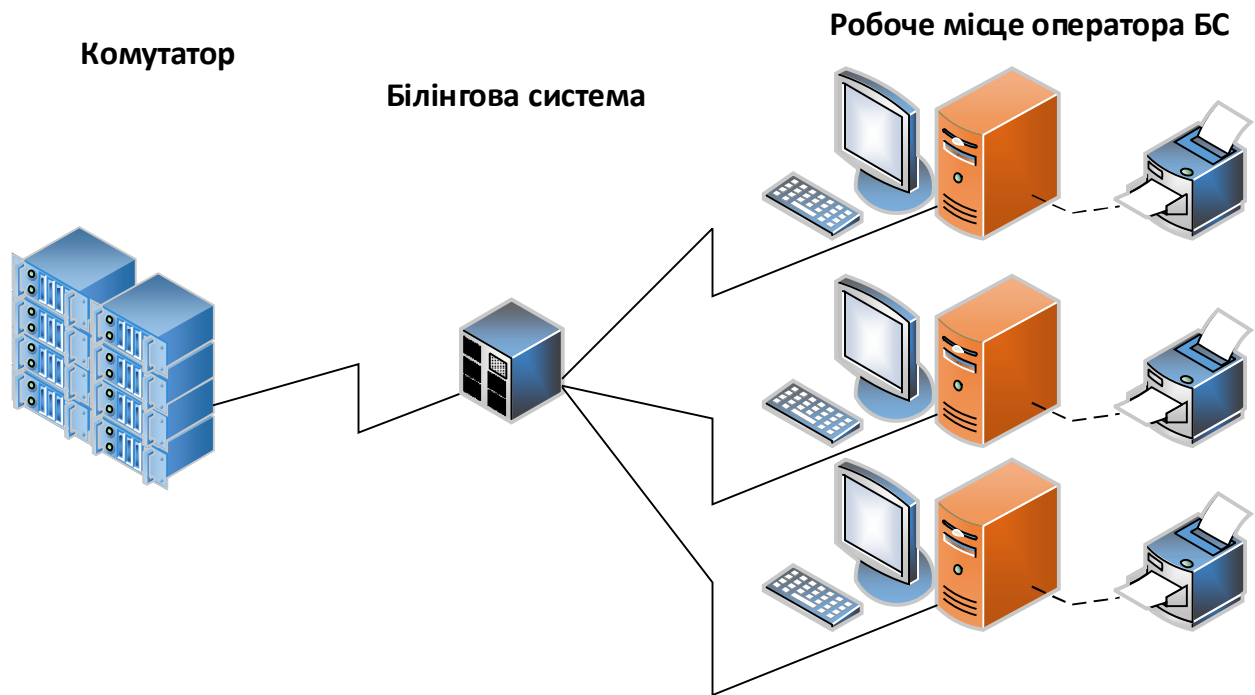


Рисунок 8.1 – Спрощена структура білінгової системи

За функціональними можливостями БС можна поділити на три класи: призначені для транснаціональних операторів зв'язку, замовні національного масштабу і системи середнього класу для регіональних мереж.

БС, що належать до першого класу, мають забезпечувати взаємодію мереж на міжнаціональному рівні, в різних часових зонах, тобто вони мають бути мультивалютними і мультимовними.

Замовні системи національного масштабу створюють під певного оператора. Оператору може знадобитися нова БС, сумісна з уже чинною розрахунковою системою. Зрозуміло, вартість таких одиничних систем значно вища.

У масштабі регіону можна цілком задовільнитися стандартними БС. Однак і в таких систем мають бути властивостями, перераховані вище: гнучкість, масштабованість, надійність.

Будь-яку БС створюють і налаштовують на бізнес-процес певного оператора зв'язку, вона має власний набір функцій, відповідний до технологічного циклу надання послуг, і може працювати з конкретним мережевим обладнанням, яке постачає їй інформацію про виклики і з'єднання, – тобто БС не є «коробочним» продуктом. Але існує і стандартний набір функцій, підтримуваний практично всіма БС. До нього входять:

- операції, що виконуються на етапі попередньої обробки й аналізу вихідної інформації, наприклад, функція отримання даних про з'єднання та послуги (запити до комутатора);

– операції управління мережевим обладнанням: функції активації – деактивації (блокування – розблокування) абонентів і команди зміни умов передплати абонентів, що передаються безпосередньо в комутатор;

– основні функції програми СУБД, що включають в себе: тарифікацію записів комутатора про виклики і послуги; формування та редагування таблиць бази даних розрахункової системи; виставлення рахунків і їх друк; кредитний контроль рахунків; складання звітів; архівацію.

Як уже було сказано, БС має характеризуватися гнучкістю або модульністю. Кожен елемент АСР забезпечує реалізацію конкретної ділянки технологічного ланцюжка обслуговування клієнта. Основні підсистеми, характерні для білінгу, це: підсистема попередньої обробки даних про з'єднання, оперативне управління білінгом і підсистема оповіщення клієнтів.

8.5 Підсистема попередньої обробки даних

Ця програма аналізує вихідну інформацію про з'єднання, визначає клас наданої послуги і параметри трафіку (напрямок виклику, джерело, зони взаєморозрахунків, умови роумінгу). До складу даної підсистеми входить декодер вихідної інформації про з'єднання. Одна з найскладніших процедур цієї підсистеми – підтримка роумінгу. Справа в тому, що потрібно конвертувати роумінгові записи різноманітних форматів від різних комутаторів (з урахуванням різних стандартів передачі інформації в каналі зв'язку) і різних білінгових систем у той формат запису, яким користується дана БС. Програмне забезпечення (ПЗ) тарифікує всі записи про з'єднання між операторами і створює службові таблиці, які використовуються іншими підсистемами для виконання розрахунків з абонентами, взаєморозрахунків операторів зв'язку і формування звітів. Сучасні БС дозволяють обробляти різні телекомунікаційні послуги, забезпечуючи зручне виставлення рахунків (один клієнт – один баланс – один рахунок). Цього досягають за рахунок застосування «інтелектуальних систем» попередньої обробки вихідної інформації про з'єднання, трафік і послуги, виконують тарифікацію незалежно від виду зв'язку.

Підсистема оперативного керування білінгом.

Ця підсистема дає можливість автоматично або через оператора білінгової системи змінювати умови підписки абонентів на комутаторі, тобто блокувати зв'язок конкретного абонента або знімати це блокування, включати або скасовувати послугу. Ви телефонуєте оператору і говорите: «Включіть мені, будь ласка, голосовий ящик». Вам відповідають: «Будь ласка, назвіть свій

номер». Після ще кількох «обмінів люб'язностями» Ваш голосовий ящик виявляється включеним.

Підсистема оповіщення клієнтів.

Невід'ємна частина сучасного білінгу – підсистема оповіщення клієнтів за допомогою голосових або електронних повідомлень. Інформацію для розсилки повідомлень і оголошень дана підсистема бере з таблиць бази.

Перерахований розподіл на функціональні підсистеми не є «суворим» для всіх БС. Це лише приклад «класичної» АСР.

8.6 Стандарти білінгу

Щоб забезпечити взаєморозуміння між різними БС різних операторів (це, наприклад, потрібно у роумінгу), були розроблені групи стандартів білінгу. Основних міжнародних груп стандартів три.

1998 року американський інститут стандартів ANSI затвердив стандарт ANSI 124. Подальшим удосконаленням і підтримкою ANSI 124 займається асоціація TIA. Після цього компанія CIBERNET створила робочу групу для визначення специфікацій бізнес-процесів під час передачі повідомлень у стандарті ANSI 124, які отримали назву NSDP-B&S. Дані специфікації встановлюють однозначну відповідність між бізнес-процесами телекомунікаційних операторів та інформацією, що передається під час обміну даними між комутаторами за стандартом ANSI 124.

1998 року було опубліковано опис першого північноамериканського білінгового стандарту CIBER, який нині підтримується фірмою CIBERNET і її комітетом SAC-IS. Цей комітет об'єднує розробників білінгових систем і телекомунікаційних операторів. Головна сфера застосування CIBER – стільникові мережі стандарту AMPS.

Європейський (за походженням) стандарт TAP з'явився 1992 року. Він підтримується робочою групою TADIG. Більшість операторів Європи використовують TAP2, хоча існує і третя версія. З 1995 р модифікацію TAP2, відому як специфікація TD.27 або NAGTAP2, почали застосовувати і в США

9 СИСТЕМИ MRP, MRPII, ERP, CSRP

9.1 Опис систем MRP, MRP II, ERP, ERP II, CRM, SCM, CSRP, B2C, B2B

Для початку дамо короткий опис методологій (систем) [18].

MPS (Master Planning Shedule) – методологія «об’ємно-календарного планування». Є базовою практично для всіх планово-орієнтованих методологій. Застосовується переважно у виробництві, але також може використовуватися в інших галузях бізнесу, наприклад дистрибуції.

MRP (Material Requirements Planning) – методологія планування потреби в матеріальних ресурсах, яка полягає у визначенні кінцевої потреби в ресурсах за даними об’ємно-календарного плану виробництва. Ключовим поняттям методології є поняття «розв’язування», тобто приведення деревовидного складу виробу до лінійного списку (Bill of Materials), за яким планується потреба і здійснюється замовлення комплектувальних частин та елементів. Її вдосконалена версія, Closed Loop MRP (планування потреби в матеріалах у замкнутому циклі), дозволила динамічно коригувати плани закупівель під час виникнення нештатних відхилень від них.

CRP (Capacity Requirements Planning) – планування виробничих ресурсів. Дана концепція подібна до MRP, але замість єдиного поняття складу виробу вона оперує такими поняттями, як «обробний центр», «машина», «робочі ресурси», через що технічно реалізація CRP складніша. Зазвичай застосовується спільно з MRP, зважаючи на тісний логічний зв’язок під час планування. Методології MRP, CRP застосовуються в АСУП виробничих підприємств.

FRP (Finance Requirements Planning) – планування фінансових ресурсів.

MRP II (Manufacturing Resources Planning II) – планування виробництва. Інтегрована методологія, що включає MRP і CRP та як правило, MPS і FRP. Під час використання даної методології обов’язково виконують аналіз фінансових результатів виробничого плану.

ERP (Enterprise Resources Planning) – концепція бізнес-планування. Під ERP мається на увазі «інтегрована» система, що виконує функції, передбачені концепціями MPS-MRP / CRP-FRP. Важливою відмінністю від методології MRP II є можливість «динамічного аналізу» і «динамічної зміни плану» по всьому ланцюжку планування. Конкретні можливості методології ERP істотно залежать від програмної реалізації. Концепція ERP більш «розмита», ніж MRP II. Якщо MRPII має явно виражену спрямованість на виробничі компанії,

то методологія ERP застосовують і в торгівлі, і у сфері послуг, і у фінансовій сфері.

CSRP (Customer Synchronized Resources Planning) – планування ресурсів, синхронізоване з покупцем. CSRP містить в собі повний цикл – від проектування майбутнього виробу з урахуванням вимог замовника до гарантійного і сервісного обслуговування після продажу. Суть CSRP полягає в тому, щоб інтегрувати покупця в систему управління підприємством. Причому не відділ продажів, а сам покупець розміщує замовлення на виготовлення продукції, сам відповідає за правильність його виконання і за необхідності відстежує дотримання термінів виробництва і поставки. Підприємство ж може дуже чітко відстежувати тенденції попиту на його продукцію.

ERP II (Enterprise Resource and Relationship Processing) – основна ідея ERP II полягає у виході за рамки задач з оптимізації внутрішніх процесів організації: крім інтеграції таких традиційних для ERP систем областей діяльності підприємства, як управління фінансами, бухгалтерський облік, управління продажами і покупками, відносини з дебіторами і кредиторами, управління персоналом, виробництво, управління запасами, системи класу ERP II дозволяють управляти взаємовідносинами з клієнтами, ланцюжками поставок, вести торгівлю через Інтернет.

SCM (Supply Chain Management) – управління ланцюжками поставок. Концепцію SCM придумали для оптимізації управління логістичними ланцюгами, вона дозволяє істотно знизити транспортні та операційні затрати шляхом оптимального структурування логістичних схем поставок. Концепція SCM підтримується в більшості систем ERP– і MRP II-класу.

CRM (Customer Relationship Management) – концепція побудови автоматизованих систем обслуговування клієнтів компанії. CRM передбачає накопичення, обробку та аналіз не тільки фінансово-бухгалтерської, а й іншої інформації про взаємини з клієнтами. Це сприяє підвищенню продуктивності менеджерів, покращує якість обслуговування клієнтів і сприяє збільшенню продажів.

PLM (Product Lifecycle Management) – управління життєвим циклом продукту.

CAD / CAM / CAE / PDM (Computer-Aided Design / Computer-Aided Manufacturing / Computer-Aided Engineering / Project Data Management) – автоматизовані системи проектування / технологічної підготовки виробництва / інженерних розрахунків / документообігу.

MES (Management Execution System) – існує кілька формулювань визначення MES систем. MES – інформаційна і комунікаційна система виробничого середовища підприємства (визначення APICS). MES – автоматизована система управління й оптимізації виробничої діяльності, яка в режимі реального часу ініціює, відстежує, оптимізує, документує виробничі процеси від початку виконання замовлення до випуску готової продукції (визначення MESA International). MES – інтегрована інформаційно-обчислювальна система, яка об'єднує інструменти і методи управління виробництвом у реальному часі (визначення Michael'a McClellan'a, автора книги «Застосування MES систем»).

SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition System) – у назві присутні дві основні функції, покладені на SCADA систему: збір даних про контрольований технологічному процесі; управління технологічний процес, що реалізовується відповідальними особами на основі зібраних даних і правил (критеріїв), виконання яких забезпечує найбільшу ефективність і безпеку технологічного процесу.

Взаємозв'язок різних систем візуально представлений на рисунку 9.1.



Рисунок 9.1 – Піраміда зв'язків різних систем

Що таке MRP, MRP II, ERP, ERP II, CRM, SCM, CSRP, B2C, B2B?

Потреба в автоматизації управлінських процесів уперше була усвідомлена наприкінці 60-х на початку 70-х років, коли стало ясно, що

управління великою корпорацією здійснюється за тими ж законами, що й керування будь якою бюрократичною структурою.

Один із законів Паркінсона стверджує: «Штат організації ніяк не пов'язаний з обсягом виконуваної нею роботи». Іншими словами, зі зростанням чисельності управлінського персоналу ККД його роботи падає до нуля.

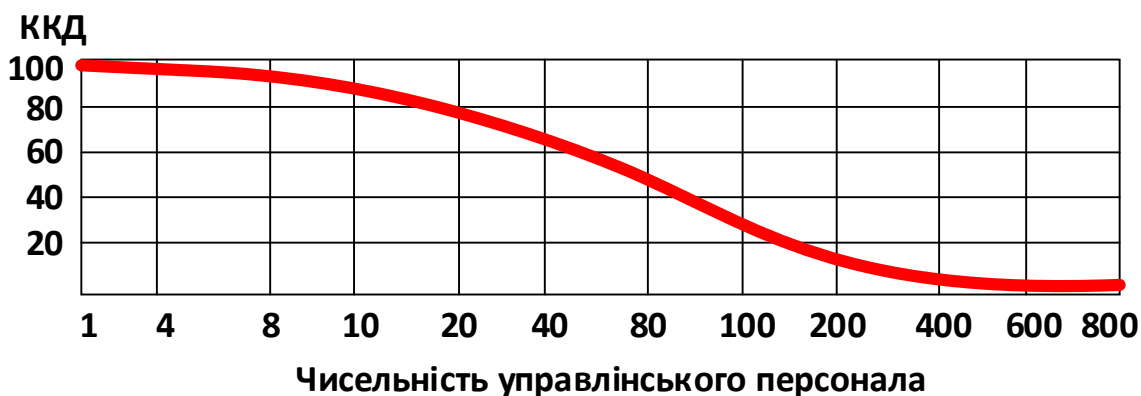


Рисунок 9.2 – Залежність чисельності управлінського персоналу та коефіцієнта корисної дії (за законом Паркінсона)

У зв'язку з цим зародилася ідея організувати працю управлінців за допомогою автоматизованої системи приблизно так, як конвеєр організовує працю робітників. У підсумку з'явилася концепція регулярного менеджменту, що спирається не так на талановитих одинаків, а на формально описані процедури, які роблять ефективною працю кожного управлінця.

9.2 Material Requirements Planning

Наприкінці 60-х років великі компанії зі значною кількістю автоматизованих робочих місць стали шукати способу спростити управління виробничими процесами. Першим кроком на цьому шляху стала поява ідеї єдиної моделі даних у масштабі всієї організації. Так з'явилася концепція систем MRP (Material Requirements Planning) – автоматизоване планування потреби сировини і матеріалів для виробництва.

Головне досягнення MRP-систем – мінімізація витрат, пов'язаних зі складськими запасами.

Отже, суть концепції MRP полягає в тому, щоб мінімізувати затрати, пов'язані зі складськими запасами і на різних ділянках у виробництві. В основі цієї концепції лежить поняття специфікації виробу (bill of material – BOM), яке показує залежність попиту на сировину, напівфабрикати тощо, від плану випуску готової продукції (з урахуванням часу). На основі плану випуску

продукції, специфікації виробу і врахування особливостей технологічного ланцюжка здійснюється розрахунок потреб виробництва в матеріалах (обов'язково прив'язаний до конкретних термінів).

Концепція MRP лягла в основу побудови так званих MRP-систем. Головним завданням MRP-систем є забезпечення наявності на складі необхідної кількості необхідних матеріалів (комплектувальних частин) у будь-який момент часу в межах терміну планування. Програмні системи, реалізовані на базі MRP-методології, дозволили оптимально регулювати поставки комплектувальних частин для виробництва продукції, контролювати складські запаси і саму технологію виробництва. Крім того, використання MRP-систем дозволило зменшити обсяг постійних складських запасів.

Спочатку за допомогою MRP-систем на основі затвердженої виробничої програми просто формувався план замовлень на певний період. Це не цілком задовільняло зростаючі потреби підприємств. Із метою підвищення ефективності планування в кінці 70-х рр. у MRP-системах була реалізована ідея відтворення замкнутого циклу (Closed Loop Material Requirement Planning), що передбачає складання виробничої програми та її контроль на цеховому рівні. До базових функцій планування виробничих потужностей і планування потреб у матеріалах були додані додаткові функції (наприклад, контролю відповідності кількості виробленої продукції кількості використаних у процесі складання комплектувальних частин, складання регулярних звітів про затримки замовлень, про обсяги та динаміку продажів продукції, про постачальників тощо). Створені в процесі роботи модифікованої MRP-системи звіти аналізували і враховували на подальших етапах планування, змінюючи (за необхідності) програму виробництва і план замовлень (забезпечуючи тим самим гнучкість планування відносно таких зовнішніх факторів, як рівень попиту, поточний стан справ у постачальників комплектувальних і інше).

9.3 Material Requirements Planning II

MRP II – Manufacturing Resource Planing (планування виробничих ресурсів) У MRP є серйозний недолік. Його суть в тому, що, розраховуючи потреби в матеріалах, ми не враховуємо (як мінімум) виробничі потужності, їх завантаження, вартість робочої сили тощо. Тому виникла концепція MRP II (Manufacturing Resource Planing – планування виробничих ресурсів). MRP II дозволяв планувати всі виробничі ресурси підприємства (сировина, матеріали, обладнання, персонал тощо). Згодом концепція MRP II розвивалася, і до неї

поступово додавалися можливості з обліку інших витрат підприємства – з'явилася концепція ERP (Enterprise Resource Planning – планування ресурсів підприємства), звана іноді також плануванням ресурсів у масштабі підприємства (Enterprise-wide Resource Planning).]

Наступний етап розвитку корпоративних інформаційних систем пов'язаний із появою концепції MRP II (Manufacturing Resource Planning – та ж аббревіатура, але інший зміст).

Системи цього класу здатні планувати всі виробничі ресурси підприємства: сировину, матеріали, обладнання з його реальною продуктивністю, трудозатрати.

MRP II – це набір перевірених на практиці розумних принципів, моделей і процедур управління та контролю, що служать підвищенню показників економічної діяльності підприємства. Ідея MRP II спирається на кілька простих принципів, наприклад, поділ попиту на залежний і незалежний.

Стандарт Material Requirements Planning II

Розвитком концепцій автоматизованого управління займається американська некомерційна організація APICS (American Production and Inventory Control Society), www.apics.org. Вона об'єднує виробників (замовників), консультантів і розробників програмного забезпечення.

За стандартом APICS, MRP II включає наступні функції:

Sales and Operation Planning – планування продажів і виробництва;

Demand Management – управління попитом;

Master Production Scheduling – складання плану виробництва;

Material Requirement Planning – планування потреб у сировині і матеріалах;

Bill of Materials – специфікації продукції;

Inventory Transaction Subsystem – складська підсистема;

Scheduled Receipts Subsystem – відвантаження готової продукції;

Shop Flow Control – управління виробництвом на цеховому рівні;

Capacity Requirement Planning – планування виробничих потужностей;

Input / output control – контроль входу / виходу;

Purchasing – матеріально-технічне постачання;

Distribution Resource Planning – планування запасів збутової мережі;

Tooling Planning and Control – планування і управління інструментальними засобами;

Financial Planning – фінансове планування;

Simulation – моделювання;

Performance Measurement – оцінка результатів діяльності.

Клас **ERP**, на відміну від **MRP** і **MRP II**, для яких є чіткі визначення і формалізовані переліки вимог, описаний тільки на рівні концепції. Тому твердження про те, що така-то система належить до класу ERP, прямо кажучи, є рекламним твердженням, або, в кращому випадку, експертним висновком.

Завданням інформаційних систем класу **MRP II** є оптимальне формування потоку матеріалів (сировини), напівфабрикатів (зокрема тих, що знаходяться в провадженні) і готових виробів. Система класу MRP II має на меті інтеграцію всіх основних процесів, що реалізуються підприємством, таких як постачання, запаси, виробництво, продаж та дистриб'юція, планування, контроль за виконанням плану, затрати, фінанси, основні засоби та інше.

Стандарт **MRP II** ділить сфери окремих функцій (процедур) на два рівня: необхідний та опціональний. Для того, щоб програмне забезпечення було віднесено до класу **MRP II**, воно має виконувати певний обсяг необхідних (основних) функцій (процедур). Деякі постачальники ПЗ прийняли різний діапазон реалізацій опціональної частини процедур цього стандарту.

Результати використання інтегрованих систем стандарту MRP II:

- отримання оперативної інформації про поточні результати діяльності підприємства як загалом, так і з повною деталізацією за окремими замовленнями, видами ресурсів, виконанням планів;
- довгострокове, оперативне і детальне планування діяльності підприємства з можливістю коригування планових даних на основі оперативної інформації;
- вирішення завдань оптимізації виробничих і матеріальних потоків;
- реальне скорочення матеріальних ресурсів на складах;
- планування і контроль за всім циклом виробництва з можливістю впливу на нього з метою досягнення оптимальної ефективності у використанні виробничих потужностей, всіх видів ресурсів і задоволення потреб замовників;
- автоматизація робіт договірної відділу з повним контролем за платежами, відвантаженням продукції і термінами виконання договірних зобов'язань;
- фінансове відображення діяльності підприємства загалом;
- значне скорочення невиробничих затрат;
- захист інвестицій, включених в інформаційні технології;
- можливість поетапного впровадження системи з урахуванням інвестиційної політики конкретного підприємства. В основу MRP II покладено ієрархію планів. Плани нижніх рівнів залежать від планів вищих рівнів, тобто

план вищого рівня надає вхідні дані, намічені показники і / або якісь обмежувальні рамки для планів нижчого рівня. Крім того ці плани пов'язані між собою таким чином, що результати планів нижнього рівня зворотно впливають на плани вищого рівня.

Якщо результати плану нереалістичні, то цей план або плани вищого рівня мають бути переглянуті. Таким чином можна проводити координацію попиту і пропозиції ресурсів на певному рівні планування і ресурсів на вищих рівнях планування.

9.4 Enterprise Resources Planning

ERP – Enterprise Resource Planning (планування ресурсів підприємства). В основі ERP лежить принцип створення єдиного сховища даних (repository), що містить усю ділову інформацію, накопичену організацією в процесі ведення ділових операцій, включаючи фінансову інформацію, дані, пов'язані з виробництвом, управлінням персоналом або будь-які інші відомості. Це усуває необхідність передачі даних від системи до системи. Крім того, будь-яка частина інформації, якою володіє дана організація, стає одночасно доступною для всіх працівників, що володіють відповідними повноваженнями. Концепція ERP стала дуже відомою у виробничому секторі, оскільки планування ресурсів дозволило скоротити час випуску продукції, знизити рівень товарно-матеріальних запасів, а також поліпшити зворотний зв'язок зі споживачем із одночасним скороченням адміністративного апарату. Стандарт ERP дозволив об'єднати всі ресурси підприємства.

Коли до списку враховуваних під час планування ресурсів додалися інші, зокрема фінансові, з'явився термін ERP (Enterprise Resource Planning) – планування ресурсів й масштабі підприємства.

Різниця між концепціями MRP II і ERP полягає в тому, що перша орієнтована на виробництво, а друга – на бізнес. Наприклад, такі речі, як умови кредитування замовника з відвантаження готової продукції, потрапляють у поле зору ERP, але не MRP II.

Інструментарій OLAP, засоби підтримки прийняття рішень – прилади ERP, але не MRP / MRP II систем.

Основні поняття виробничого менеджменту (зокрема і термін «ERP») можна вважати цілком усталеними. У цій сфері визнаним «стандартом де-факто» служить термінологія Американської асоціації з управління запасами і виробництвом (American Production and Inventory Control Society, APICS).

Основні терміни та визначення наводяться в Словнику APICS, який регулярно оновлюється у міру розвитку теорії і практики управління. Саме в цьому виданні міститься найповніше і точніше визначення ERP-системи.

Відповідно до Словника APICS, термін «ERP-система» (Enterprise Resource Planning – управління ресурсами підприємства) може вживатися у двох значеннях.

По-перше, це інформаційна система для ідентифікації та планування всіх ресурсів підприємства, які необхідні для здійснення продажів, виробництва, закупівель і обліку в процесі виконання клієнтських замовлень.

По-друге (в більш загальному значення), це методологія ефективного планування і управління всіма ресурсами підприємства, які необхідні для здійснення продажів, виробництва, закупівель і обліку під час виконання замовлень клієнтів у сферах виробництва, дистрибуції і надання послуг.

Таким чином, термін ERP може означати не тільки інформаційну систему, а й відповідну методологію управління, що реалізовується і підтримувана цієї інформаційною системою.

Основні функції Enterprise Resources Planning–системи.

Більшість сучасних ERP-систем побудовані за модульним принципом, що дає замовнику можливість вибору і впровадження лише тих модулів, які йому дійсно необхідні. Модулі різних ERP-систем можуть відрізнятися як за назвами, так і за змістом. Проте є певний набір функцій, який може вважатися типовим для програмних продуктів класу ERP. Такими типовими функціями є:

- ведення конструкторських і технологічних специфікацій. Такі специфікації визначають склад кінцевого виробу, а також матеріальні ресурси та операції, необхідні для його виготовлення (включаючи маршрутизацію);
- управління попитом і формування планів продажів і виробництва. Ці функції призначені для прогнозу попиту і планування випуску продукції;
- планування потреб у матеріалах. Дозволяють визначити обсяги різних видів матеріальних ресурсів (сировини, матеріалів, комплектувальних), необхідних для виконання виробничого плану, а також терміни поставок, розміри партій тощо;
- управління запасами і закупівельною діяльністю. Дозволяють організувати ведення договорів, реалізувати схему централізованих закупівель, забезпечити облік і оптимізацію складських запасів та інше;
- планування виробничих потужностей. Ця функція дозволяє контролювати наявність доступних потужностей і планувати їх завантаження. Включає укрупнення планування потужностей (для оцінки реалістичності

виробничих планів) і більш детальне планування, аж до окремих робочих центрів;

- фінансові функції. До цієї групи входять функції фінансового обліку, управлінського обліку, а також оперативного керування фінансами;

- функції управління проектами. Забезпечують планування задач проекту та ресурсів, необхідних для їх реалізації.

9.5 Customer Relationship Management та Supply Chain Management

ERP, однак, не є вершиною еволюції. Фундаментальне обмеження систем ERP – вони автоматизують внутрішню діяльність підприємства (т. зв. back-office).

Із другої половини 90-х років визнані постачальники ERP-систем, такі як SAP, відчували зростаючий тиск із боку молодих компаній, що пропонують засоби автоматизації функцій, звернених назовні (front-office).

Широкого поширення набули концепції CRM (Customer Relations Management) і SCM (Supply Chain Management) – управління відносинами із замовниками і з постачальниками.

До теперішнього часу провідні постачальники ERP-систем так чи інакше навчилися справлятися з цими завданнями. Особливо досягла успіху в цьому компанія Oracle з системою Oracle Applications, чому сприяла більш адекватна, ніж у конкурентів, системна платформа. Завдяки використанню браузера з підтримкою java як робочого місця ця система від спочатку орієнтована на доступ до додатків не тільки з локальної мережі підприємства, а й іззовні через Інтернет.

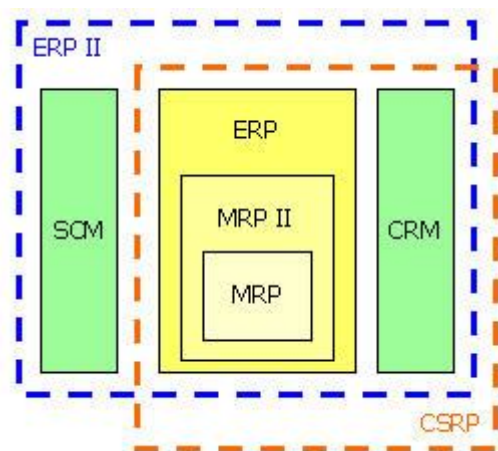


Рисунок 9.3 – Взаємний перетин різних систем

9.6 Customer Synchronized Resource Planning

CSRP – Customer Synchronized Resource Planning (планування ресурсів, синхронізоване з покупцем). Стандарт CSRP (Customer Synchronized Resource Planning) охоплює також взаємодію з клієнтами: оформлення наряд-замовлення, техзавдання, підтримка замовника на місцях та інше. Таким чином, якщо MRP, MRP II, ERP орієнтувалися на внутрішню організацію підприємства, то CSRP містить у собі повний цикл від проектування майбутнього виробу (з урахуванням вимог замовника), до гарантійного і сервісного обслуговування після продажу. Основна суть концепції CSRP у тому, щоб інтегрувати Замовника (Клієнта, Покупця тощо) в систему управління підприємством. Тобто не відділ збуту, а сам покупець безпосередньо розміщує замовлення на виготовлення продукції – відповідно сам несе відповідальність за його правильність, сам може відслідковувати терміни поставки, виробництва та інше. При чому підприємство може дуже чітко відстежувати тенденції попиту і тощо.

На розширення функціональності на сферу взаємодії підприємства з його замовниками націлена концепція CSRP (Customer Synchronized Resource Planning).

Корпоративні ресурси, які охоплюються CSRP-системою, обслуговують такі етапи виробничої діяльності, як проектування майбутнього виробу з урахуванням специфічних вимог замовника, гарантійне та сервісне обслуговування.

CSRP – це перша бізнес-методологія, яка інтегрує діяльність підприємства, орієнтовану на покупця, у центр системи управління бізнесом.

CSRP установлює методологію ведення бізнесу, засновану на поточній інформації про покупця. CSRP зрушує фокус підприємства з планування від потреб виробництва до планування від замовлень покупців. Інформація про покупців і послуги вплавається в основу організації. Діяльність із виробничого планування не просто розширюється, а віддаляється і замінюється запитами покупців, переданими з підрозділів організації, орієнтованих на роботу з покупцями.

CSRP перевизначає практику бізнесу, фокусуючи її на ринковій активності, а не на виробничій діяльності. Бізнес-процеси синхронізуються з діяльністю покупців.

CSRP перевизначає обслуговування покупців і розширює його за межі звичайної телефонної підтримки і видачі довідки про рахунки. Із

використанням моделі CSRP купівельні послуги стають «спинним мозком» цілого підприємства, «командним пунктом» для організації. Центр технічної підтримки покупців відповідає за доведення критичної інформації про покупців до виконавчих центрів організації.

Вигоди успішного застосування CSRP – це підвищення якості товарів, зниження часу поставки, підвищення цінності продуктів для покупця і так далі, а як наслідок цього – зниження виробничих затрат, але що більш важливо, це створення інфраструктури пристосованої для створення продуктів, що задовільняють потреби покупця, поліпшення зворотного зв'язку з покупцями і забезпечення кращих послуг для покупців. Це не ефективність виробництва, яка буде забезпечувати тимчасові конкурентні переваги, скоріше це здатність створювати продукти, які задовільняють потреби покупця, і кращий сервіс. Здатність створювати купівельну цінність веде до зростання доходів і сталої конкурентної переваги.

Під час використання моделі бізнесу CSRP традиційні бізнес-процеси переглядаються в напрямку до обслуговування покупців і створення продуктів, що задовольняють їхні потреби. Впровадження програм CSRP підштовхує керівників підприємства до змін. Внутрішня сфокусованість традиційних виробничих структур, сегментована за відділами і функціональністю, перефокусується назовні. CSRP дозволяє побудувати двоспрямований вільний потік інформації між покупцем і виробником.

9.6 Enterprise Resources Planning II

У світовому масштабі ERP можна розглядати як пройдений етап. У розвинених країнах більшість корпорацій впровадило у себе систему такого класу.

Авторитетна консалтингова компанія Gartner Group заявила про завершення епохи ERP-систем у 1999 році. На зміну їй була запропонована концепція ERP II – Enterprise Resource and Relationship Processing, управління внутрішніми ресурсами і зовнішніми зв'язками підприємства (рис. 9.4).

За визначенням, яке дає Gartner Group, ERP II, – це бізнес-стратегія підприємства, що належить до певної галузі, і набір ключових для даної галузі додатків, що допомагають клієнтам та акціонерам компаній збільшувати вартість бізнесу за рахунок ефективної ІТ-підтримки та оптимізації операційних і фінансових процесів як усередині свого підприємства, так і в зовнішньому світі – в межах співпраці з іншими корпораціями.

Основна ідея ERP II полягає у виході за межі задач з оптимізації внутрішніх процесів організації крім інтеграції таких традиційних для ERP систем сфер діяльності підприємства, як управління фінансами, бухгалтерський облік, управління продажами і покупками, відносини з дебіторами і кредиторами, управління персоналом, виробництво, управління запасами. Системи класу ERP II дозволяють управляти взаємовідносинами з клієнтами, ланцюжками поставок, вести торгівлю через Інтернет.

Порівняння функцій ERP і функцій ERP II рисунку 9.4.

ERP		ERP II
оптимізація процесів підприємства	роль	участь в ланцюжку, що забезпечує збільшення вартості, створення умов для спільної комерції
виробництво і дистрибуція	галузь діяльності	всі сегменти і сектори
виробництво, торгівля (дистрибуція) і фінансові процеси	функції	міжгалузеві і галузеві сектори, специфічні виробничі процеси
внутрішні заховані	тип процесів	пов'язані на зовнішньому рівні
з елементами, що дозволяють працювати з Web, закрита, монолітна	архітектура	інтернет орієнтована, відкрита компонента
генеруються і використовуються всередині підприємства	дані	призначені як для внутрішнього так і для зовнішнього використання

Рисунок 9.4 – Функції ERP у порівнянні з ERP II

Функції і переваги систем, які реалізовані в ERP II:

Управління взаємовідносинами з клієнтами (CRM)

Нова функціональність ERP II дозволяє ефективно управляти контактами з клієнтами, рекламними кампаніями, збутом, проводити маркетингові дослідження. Це досягається за рахунок створення персональних профілів клієнтів, класифікації клієнтів за різними категоріями, визначення цільових груп для рекламних кампаній, планування і контролю взаємодії з клієнтами (телефонні дзвінки, візити, розсилання рекламних і маркетингових матеріалів та інше), спрощеного доступу до даних про нинішніх і потенційних клієнтів, постачальників. Існує також можливість тарифікувати різні типи контактів і точно оцінювати затрати на проведення різних заходів. Завдяки інтеграції з іншими підсистемами з'являється можливість зіставлення результатів маркетингових кампаній з фактичними даними продажів. Це дозволяє підвищити координацію роботи служб маркетингу, збуту і постачання.

Сервісним підрозділам система дає можливість організувати ефективне управління післяпродажним обслуговуванням клієнтів. Функціональні засоби дозволяють реєструвати дії, здійснювані компанією після продажу товарів. Причому заявки на сервісне обслуговування можуть бути ініційовані як самими клієнтами, так і автоматично, відповідно до сервісного контракту. Дані в

сервісне замовлення можуть бути внесені як співробітником, який прийняв дзвінок, так і працівником сервісної служби. система має можливість визначати пріоритетні сервісні замовлення і завантаження персоналу, вибирати персонал і працівників технічної служби за їхньою зайнятістю, професійною орієнтацією. Проаналізувавши історичні дані про сервісні роботи можна виявляти найбільш «слабкі місця» у виробленій продукції. Інтеграція з підсистемою управління запасами дозволяє під час прийому замовлення на сервісне обслуговування з'ясувати наявність запасних частин, а в разі їх відсутності визначити терміни надходження на склад або зареєструвати заявку на придбання. Клієнт у будь-який момент може простежити, як виконувалося замовлення та його статус.

9.7 Business to Customer та Business to Business

B2C (Business to Customer) і B2B (Business to Business) – позначення широких класів програмних продуктів, які обслуговують взаємовідносини підприємств із покупцями (B2C) і між собою (B2B).

Приклад B2C-системи – онлайновий інтернет-магазин. До класу B2B належать SCM і CSRP-рішення.

Бум B2B-технологій

Технології B2B нині переживають справжній бум. Аналітики змагаються в прогнозуванні астрономічних сум, які будуть витрачені на них у найближчі роки.

Цей бум пов'язаний із вступом розвинених країн у постіндустріальний період. У все більших масштабах великі корпорації прагнуть позбутися виробництва, залишаючи за собою дослідження, проектування, маркетинг та продаж. Виробництво ж розміщують на фабриках, розташованих у країнах із дешевою робочою силою, і ці фабрики є незалежними підприємствами-підприємцями. Зрозуміло, що така схема ведення бізнесу неможлива без створених B2B-систем.

СПИСОК ДЖЕРЕЛ

1. Капустин Н. М. Автоматизация производственных процессов в машиностроении: учеб. пособие для вузов / Н. М. Капустин. – М. : Высшая школа, 2004. – 415 с.
2. Стефани Е. П. Основы построения АСУ ТП / Е. П. Стефани. – М. : Энергоиздат, 1982.
3. Гриценко В. И. Информационная технология: вопросы развития и применения / В. И. Гриценко, Б. Н. Панышин. – Киев : Наукова думка. – 1988. – 272 с.
4. Карпінський Ю. О. Стандартизація географічної інформації: міжнародний досвід та шляхи розвитку в Україні / Ю. О. Карпінський, А. А. Лященко, Є. П. Волчко // Вісник геодезії та картографії. – 2002. – №3. – С.32–38.
5. Черемісін М. М. Автоматизація обліку та управління електроспоживанням : посібник для вищих навчальних закладів / М. М. Черемісін, В. М. Зубко. – Харків : Факт, 2005. – 192 с.
6. Соколов В. Ю. Інформаційні системи і технології : навч. посібник / В. Ю. Соколов. – Київ : ДУІКТ, 2010. – 138 с.
7. Электроэнергетические системы в примерах и иллюстрациях. / под ред. В. А. Веникова. – М. : Энергоатомиздат, 1983. – 504 с.
8. Информатика. Базовый курс : учебник для вузов. Стандарт третьего поколения / под ред. С. В. Симоновича. – 3-е изд. – СПб. : Питер, 2017 – 640 с.
9. Системы мониторинга качества электрической энергии. Проблемы и пути контроля и управления качеством электрической энергии в электроэнергетике [Электронный ресурс] – Режим доступа : <http://www.energsovet.ru/stat688.html> , свободный. – заголовок с экрана
10. Бройдо В. Л. Вычислительные системы, сети и телекоммуникации : учебное пособие / В. Л. Бройдо . – СПб. : Питер, 2003 . – 688с.
11. Воробієнко П. П. Телекомунікаційні та інформаційні мережі : підручник / П. П. Воробієнко, Л. А. Нікітюк, П. І. Резніченко. – Київ : САММІТ – Книга , 2010. – 708 с.
12. Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг / Закон України // Відомості Верховної Ради – 2016. – № 51. – с 833.

13. Програма послідовного впровадження АСКОВ в ОРЕ України // [затв. Радою ОРЕ, протокол від 25.11.2005 №12]
14. Концепція Інформаційно-обчислювального комплексу Головного оператора Системи комерційного обліку Оптового ринку електроенергії України / розроб.: А. В. Праховник, О. В. Коцар, Ю. О. Расько // [затв. ДП «Енергоринок» 10.11.2011] – 68 с.
15. Інструкція про порядок формування кодів якості даних комерційного обліку електроенергії [Електронний ресурс] / розроб.: О. В. Коцар, Ю. О. Расько // [затв. ТОВ «УНВК-ЕТУ», 03.05.2012] – 32 с.– Режим доступу : <http://www.er.gov.ua/doc.php?c=13>, вільний. – назва з екрана
16. Кодекс комерційного обліку електричної енергії. Проект. Версія 1.1 від 31.10.2016.
17. Биллинговые системы: основные понятия. [Електронний ресурс] Режим доступу : <http://www.ixbt.com/mobile/review/billing.shtml>, свободный. – заголовок с екрана
18. Краткая концепция ERP II – Enterprise Resource and Relationship Processing (Управление внутренними ресурсами и внешними связями предприятия)

ПОКАЖЧИК

Bill of Materials	107	Shop Flow Control	107
Business to Business	115	Simulation	107
Business to Customer	115	Supervisory Control And Data	
Capacity Requirement Planning	107	Acquisition System	104
Computer-Aided Design	103	Supply Chain Management	103
Customer Relationship		Tooling Planning and Control	107
Management	103	Автоматизація технологічного	
Customer Synchronized Resources		процесу	41
Planning	103	Автоматизована система	
Demand Management	107	розрахунків	96
Distribution Resource Planning	107	Автоматизована систему	
Enterprise Resources Planning	102	управління технологічним	
Finance Requirements Planning	102	процесом	42
Financial Planning	107	АСКОЕ	82
Input / output control	107	АСКОЕ, функції і завдання	66
Inventory Transaction Subsystem	107	АСУ ТП	7
Management Execution System	104	Білінгова система	96
Manufacturing Resources		Відхилення напруги	48
Planning II	102	Відхилення частоти	48
Master Planning Shedule	102	Галузеві інформаційні системи	
Master Production Scheduling	107	управління	13
Material Requirement Planning	107	Географічна інформаційна	
Performance Measurement	108	система	22
Product Lifecycle Management	103	Державні АС	12
Purchasing	107	Документальна структура	16
Sales and Operation Planning	107	Економічна інтеграція	11
Scheduled Receipts Subsystem	107	Електромагнітна перешкода	48

Зникнення напруги	47	Розподілена система управління	44
IACU	9	Система SCADA	69
Імпульс напруги	48	Система протиаварійного	
Інформаційна білінгова система	96	автоматичного захисту	46
Інформаційна інтеграція	9	СППР	15
Інформаційна структура	16	СУБД	6
Інформаційне забезпечення	17	Телемеханіка	36
Інформаційні системи управління		Територіальні (регіональні) АС	13
підприємствами	13	Технічна інтеграція	11
Компонент (підсистема) АС	17	Технічна структура	16
Лінгвістичне забезпечення	18	Технічне забезпечення	18
Методичне забезпечення	18	Тимчасова перенапруга	49
Несинусоїдальність напруги	49	Функціональна інтеграція	9
Організаційна інтеграція	9	Функціональна структура	16
Організаційна структура	16	Функціональний підхід	18
Перенапруга	48	Функція АС	17
Провал напруги	47	Штучний інтелект	15
Програмна інтеграція	10	Якість електричної енергії	47
Програмне забезпечення	18		

Навчальне видання

КАРПАЛЮК Ігор Тимофійович

**КОМП'ЮТЕРНІ ІНФОРМАЦІЙНІ ТЕХНОЛОГІЇ
В ЕНЕРГЕТИЦІ**

КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ

*(для студентів 5 курсу денної, 6 курсу заочної
форми навчання освітньо-кваліфікаційного рівня «магістр»
за спеціальністю 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка)*

Відповідальний за випуск *П. П. Рожков*

Редактор *Ю. Ц. Ільницька*

Комп'ютерне верстання *І. Т. Карпалюк*

План 2018, поз. 133Л

Підп. до друку 05.05.2018. Формат 60 × 84/16.

Друк на ризографі. Ум. друк. арк. 7,1

Тираж 50 пр. Зам. № _____

Видавець і виготовлювач:

Харківський національний університет
міського господарства імені О. М. Бекетова,
вул. Маршала Бажанова, 17, Харків, 61002

Електронна адреса: rectorat@kname.edu.ua

Свідоцтво суб'єкта видавничої справи:

ДК № 5328 від 11.04.2017.