

УДК 620.97: 621.31  
УКПП  
№ держреєстрації 0123U102760  
Інв. №

Міністерство освіти і науки України  
Сумський державний університет (СумДУ)  
40007, м. Суми, вул. Римського-Корсакова, 2; тел. 687878

ЗАТВЕРДЖУЮ

Ректор

\_\_\_\_\_ Василь КАРПУША

ЗВІТ

ПРО НАУКОВО – ТЕХНІЧНУ РОБОТУ

«РОЗРОБКА ПРОГРАМНОГО КОМПЛЕКСУ ТОЧНОГО ПРОГНОЗУВАННЯ  
ГЕНЕРАЦІЇ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ СОНЯЧНИМИ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯМИ ДЛЯ  
МІНІМІЗАЦІЇ ЗЕЛЕНО-ВУГІЛЬНОГО ПАРАДОКСУ»

(проміжний)

Керівник НДР  
канд. фіз-мат. наук., доцент

Ігор КОПЛИК

Рукопис закінчено 11 грудня 2023 р.

Результати цієї роботи розглянуто науковою радою СумДУ, протокол від  
12 грудня 2023 р. № 10

2023

## СПИСОК АВТОРІВ

Керівник теми,  
Канд. фіз.-мат. наук.,  
доцент

І. Коплик  
( розділ 2, висновки  
загальне компанування звіту)

Д-р тех. наук.,  
професор

М. Сотник  
(розділ 1, 3)

Канд. екон. наук.,  
доцент

Т. Курбатова  
(розділ 1)

Канд. тех. наук.,  
доцент

А. Неня  
(розділ 2)

Канд. фіз.-мат. наук.,  
доцент

О. Дрозденко  
(розділ 1,2)

Канд. тех. наук.,  
доцент

О. Д'яченко  
(розділ 3)

Канд. екон. наук.,  
с .н. с.

С. Шашков  
(розділ 1, 3)

Аспірант

С. Медвідь  
(розділ 3, оформлення звіту)

Студент

Д. Слатвицький  
(розділ 3),

## РЕФЕРАТ

Звіт про НТР: стор.142, рис.4, табл.24, джерел 58

ПРОГНОЗ, НЕБАЛАНС, СОНЯЧНА ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯ, ЗЕЛЕНОВУГІЛЬНИЙ ПАРАДОКС, АГРЕГАТОР, ВІРТУАЛЬНА ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯ, ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЯ, ЕНЕРГОРИНОК

Об'єкт дослідження – система генерації електричної енергії сонячними електростанціями.

Мета етапу – є розробка універсальних математичних моделей і алгоритмів генерації електроенергії та короткострокового прогнозування обсягів генерації сонячною електростанцією для подальшого розроблення базової версії програмно-розрахункового комплексу прогнозування та планування обсягів генерації, а також розробка обґрунтованих заходів, які можуть бути використані для сталого розвитку сонячної енергетики та її ефективної інтеграції до Об'єднаної енергетичної системи України

Предмет дослідження – вплив чинних факторів на обсяги та добові графіки генерації електроенергії сонячними електростанціями, існуючі математичні моделі генерації електроенергії та короткострокового прогнозування і планування обсягів генерації сонячною електростанцією.

Методи дослідження. Класичні методи аналізу та синтезу, методи математичного моделювання складних систем.

Головна ідея етапу полягає у проведенні досліджень існуючих математичних моделей генерації електроенергії та короткострокового прогнозування і планування обсягів генерації сонячною електростанцією і на їх базі розроблення програмних алгоритмів математичних моделей генерації, програмних алгоритмів математичної моделі короткострокового прогнозування та планування обсягів генерації електроенергії для подальшої розробки базової версії програмно-розрахункового комплексу прогнозування та планування обсягів генерації.

## ЗМІСТ

ВСТУП .....	7
1. Аналіз методичних підходів до моделювання короткострокового прогнозування та планування обсягів генерації сонячною електростанцією .....	10
1.1. Загальні підходи до моделювання генерації та споживання електроенергії .....	10
1.2. Інформаційне наповнення прогнозування генерації електроенергії сонячними електростанціями.....	18
1.3. Базові моделі прогнозування генерації та споживання електроенергії сонячними електростанціями.....	28
2 Програмні алгоритми математичних моделей генерації електроенергії сонячною електростанцією, прогнозування та планування обсягів генерації електроенергії .....	38
2.1 Вибір значущих чинників .....	38
2.2 Специфікація типів та структур даних .....	39
2.3 Алгоритм моделі визначення стану проміжка часу .....	41
2.4 Алгоритм підпрограми FillChar.....	44
2.5 Алгоритм підпрограми IlluminanceDiff .....	45
2.6 Алгоритм підпрограми StateIlluminanceD4 .....	50
2.7 Алгоритм моделі обробки метеоданих .....	51
2.8 Алгоритм моделі додавання усереднених даних.....	54
2.9 Алгоритм підпрограми SelectDayData .....	55
2.10 Алгоритм підпрограми Incl_24.....	58
2.11 Алгоритм моделі визначення параметрів руху Сонця у точці з заданими географічними координатами .....	59
2.12 Алгоритм переходу до всесвітнього зоряного часу .....	61
2.14 Алгоритм розрахунку зоряного часу .....	63

2.15 Алгоритм визначення екваторіальних геоцентричних координат Сонця .....	64
2.16 Алгоритм визначення екліптичних координат Сонця .....	65
2.17 Алгоритм визначення часу сходу та заходу Сонця .....	66
2.18 Алгоритм функції mod2pi .....	71
2.19 Алгоритм функції Hour_hm .....	72
2.20 Алгоритм функції Time24 .....	73
2.21 Алгоритм функції CorrectionDay .....	74
2.22 Алгоритм визначення азимуту та висоти Сонця у заданій точці та у заданий час .....	76
2.23 Алгоритм головної функції визначення азимуту та висоти Сонця .....	77
2.24 Алгоритм розрахунку юліанської дати модифікованої (MJdata) .....	78
2.25 Алгоритм розрахунку повної юліанської дати .....	79
2.26 Алгоритм розрахунку вектору Сонця .....	80
2.27 Модель для розрахунку геліоцентричних координат Землі .....	81
2.28 Алгоритм розрахунку аномалій геоїда .....	82
2.29 Алгоритм функції для розрахунку радіус-вектору еліпсу .....	83
2.30 Алгоритм перетворення прямокутних координат до геліоцентричних орбітальних елементів .....	84
2.31 Алгоритм перетворення екліптичних координат до екваторіальних ....	85
2.32 Алгоритм розрахунку координати точки спостереження .....	86
2.33 Алгоритм функції SubstrVector .....	87
2.34 Алгоритм функції AzimutalCoordinate .....	88
2.35 Алгоритм функції перетворення екваторіальних координат в азимутальні .....	89
2.36 Побудова нейронної мережі .....	90
2.37 Алгоритм реалізації нейронної мережі для прогнозування генерації енергії сонячної електростанцією .....	91
3. Організаційно-економічні заходи зі сталого розвитку сонячної енергетики та її інтеграції до об'єднаної енергетичної системи України .....	99

3.1. Практичні рекомендації з оцінки потенціалу сонячного випромінювання та прогнозних обсягів генерації електроенергії на основі ретроспективних даних.....	99
3.2 Загальні принципи реалізації агрегації в системі «генерація – мережі – споживання» на основі теорії колабораційних альянсів.....	107
3.3. Завдання та напрямки діяльності з агрегації в електроенергетиці на основі розвитку розподіленої генерації.....	118
3.4. Організаційно-економічні складові програм розвитку електромереж.	125
ВИСНОВКИ.....	133
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	135

## ВСТУП

**Метою 2-го етапу** є розробка універсальних математичних моделей та алгоритмів генерації електроенергії та короткострокового прогнозування обсягів генерації сонячною електростанцією.

Для досягнення мети проведено аналіз існуючих універсальних математичних моделей та алгоритмів генерації електроенергії та короткострокового прогнозування обсягів генерації сонячною електростанцією. Також було проведено аналіз умов і обмежень застосування окремих базових моделей для прогнозування генерації електроенергії сонячними електростанціями, зокрема *по класу математичних моделей* – моделі на основі динамічних систем і рівнянь; нелінійні методи; моделі на основі стохастичних диференціальних рівнянь; моделі на основі байєсівського висновку; *по класу моделей штучного інтелекту* – алгоритми машинного навчання; алгоритми глибокого навчання; алгоритми навчання з підкріпленням; алгоритми обчислення пластів. Проведено дослідження загальних умов та обмежень застосування методів: міжгалузевого балансу; прямого рахунку (нормативний метод); аналізу довгострокових тенденцій; міждержавних порівнянь; повних енергетичних витрат міжгалузевого балансу; укрупнених питомих показників для прогнозування генерації електроенергії.

Для досягнення мети другого етапу були виконані наступні роботи:

Проведено дослідження загальних умов та обмежень застосування методів: міжгалузевого балансу; прямого рахунку (нормативний метод); аналізу довгострокових тенденцій; міждержавних порівнянь; повних енергетичних витрат міжгалузевого балансу; укрупнених питомих показників для прогнозування генерації електроенергії.

Проведено аналіз існуючих програмних комплексів моделювання енергетичних систем в тому числі в частині прогнозування генерації відновлюваної електроенергії, зокрема: Model for Long-Term Energy Demand Evaluation (MEDEE-2); The Energy Flow Optimization Model (EFOM); система

моделей Price-Induced Market Equilibrium System (PRIMES); Very Long Energy and Environmental Model (VLEEM); Purchased Heat and Power System (PURHAPS); Model for Analysis of Energy Demand (MAED-2); Industrial Regional Activity and Energy Demand Model (INRAD) (складова системи моделей – National Acid Precipitation Assessment Program (NAPAP)); Organics risk identification model (ORIM); моделі ISTUM-2, ISTUM-PC – engineering energy demand forecasting model of the industrial sector.

Проведена класифікація існуючих програмних комплексів на три групи: перша – процесні моделі (MEDEE-2, EFOM, PRIMES, VLEEM, ISTUM-2, ISTUM-PC), які описують процеси послідовного в часі перетворення матеріальних та інформаційних потоків; друга – економетричні моделі (INRAD, PURHAPS) дозволяють оцінити кількісні взаємозв'язки економічних об'єктів та процесів за допомогою математичних та статистичних методів.; третя – гібридні моделі (ORIM, MAED-2) описують поведінку систем, які мають безперервні та дискретні аспекти поведінки.

З метою обґрунтування інформаційного наповнення моделювання генерації електроенергії сонячними електростанціями проведено аналіз відкритих інформаційних баз даних про потужності відновлюваної енергетики, виробництво електроенергії та баланси відновлюваної енергії, зокрема Open Power System Data, IRENA, Energy Map.info, Global Power Plant Database, OpenGridMap, Paul-Frederik Bach, Power grid frequency database, Renewables.ninja, SciGRID, FINO (I, II, III), Open-eGo та інші (всього 22 бази даних).

Проведено аналіз методичних рекомендації, програмних продуктів, енергетичних балансів та вимог до інформації зі статистики енергетики у відповідності до вимог Регламенту Європейського парламенту та ради № 1099/2008 від 22 жовтня 2008 року зі статистики енергетики (Regulation (EC) № 1099/2008 of the European Parliament and of the Council of 22 October 2008 on energy statistics (Text with EEA relevance) <http://data.europa.eu/eli/reg/2008/1099/oj>).



Проведено аналіз умов і обмежень застосування окремих базових моделей для прогнозування генерації електроенергії сонячними електростанціями, зокрема *із групи математичних моделей* – на основі динамічних систем і рівнянь, а також нелінійні методи; на основі стохастичних диференціальних рівнянь; на основі байєсівського висновку; *із групи моделей штучного інтелекту* – алгоритми машинного навчання; алгоритми глибокого навчання; алгоритми навчання з підкріпленням; алгоритми обчислення пластів.

З метою впровадження організаційно-економічного механізму регулювання ринку електроенергії на основі створення локальних агрегованих груп (у відповідності до ст.30<sup>2</sup> Закону України «Про ринок електричної енергії» <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19#Text>), проведено системний аналіз умов створення таких груп на основі положень теорії колабораційних альянсів.

Проведено аналіз існуючих універсальних математичних моделей та алгоритмів генерації електроенергії та короткострокового прогнозування обсягів генерації сонячною електростанцією.

# **1. Аналіз методичних підходів до моделювання короткострокового прогнозування та планування обсягів генерації сонячною електростанцією**

## **1.1. Загальні підходи до моделювання генерації та споживання електроенергії**

Тривалий час дослідження взаємозв'язків енергетики та економіки визначалися переважно потребами короткострокового та середньострокового прогнозування попиту на електроенергію та інші види енергоресурсів. Такі дослідження, як правило, обмежувалися моделями, які зв'язують динаміку споживання енергії з окремими макроекономічними показниками: індексом промислового виробництва, зростанням населення та іншими показниками. При цьому враховувалися лише односторонні зв'язки, зворотний вплив вартості енергоресурсів на макроекономічні показники та через них на показники енергоспоживання в даних моделях не розглядалися.

Тенденція до інтеграції енергетичних та економічних моделей пояснюється насамперед тим, що ізольовані моделі найчастіше дають некоректну оцінку взаємозв'язків між енергетикою та економікою. Енергетичні моделі, що враховують взаємозамінність різних енергоносіїв, приймають економічні зв'язки як задані. Разом з тим, це не завжди є виправданим, оскільки структурні економічні зрушення як галузевого так і територіального характеру, технологічні зміни та впровадження заходів з енергоефективності суттєво впливають на обсяги генерації. У свою чергу, макроекономічні моделі та моделі поведінки споживачів енергії розглядають енергетичну систему надмірно агреговано.

Для зняття цих протиріч розвиваються дослідження щодо створення економіко-математичних моделей прогнозування обсягів попиту на електричну енергію в Україні на перспективу до 10 років з урахуванням результатів аналізу

низки соціально-економічних показників, що є визначальними при формуванні попиту на електричну енергію [1]. З методичної точки зору розвиваються підходи до математичного моделювання, за допомогою яких можна розв'язати задачі оцінки потоку електроенергії та стану в системах електроенергії за допомогою мови математичного програмування (a mathematical programming language - AMPL).

Останнім часом відновлювана генерація відіграє все більшу роль в енергетичному балансі. Зокрема, сонячна енергетика розвивається швидкими темпами. При цьому, генерація сонячної електростанції залежить від метеокліматичних умов. Пік літа об'єктивно забезпечує більшу потужність сонячної станції, тоді як дощові дні призведуть до відсутності або дуже низької потужності. Через таку невизначеність виробництва точне прогнозування виробництва енергії від сонячної електростанції є дуже важливим з економічного погляду.

Якісні прогнози майбутнього виробництва електроенергії дозволяють виробникам електроенергії та мережевим операторам активно керувати змінною потужністю сонячних електростанцій і, таким чином, оптимально інтегрувати сонячні ресурси в загальну енергосистему країни.

Необхідно зазначити, що будь-які моделі прогнозування виробництва/споживання електроенергії взагалі та генерації сонячними електростанціями зокрема на певних базових методах.

**Модель міжгалузевого балансу**, принципи побудови яких було запропоновано В. Леонтьєвим. Ключовий недолік моделей міжгалузевого балансу – неврахування цінових факторів при взаємодії різних блоків моделі.

**Метод прямого рахунку (нормативний метод)**. На основі наявних прогнозів обсягів виробництва та даних про питомі показники енергоємності відповідних виробництв, проводяться розрахунки енергоспоживання як добуток запланованого обсягу виробництва на відповідну його енергоємність. Цей метод є досить трудомістким, але натомість дає можливість оцінити потенціал енергозбереження на основі зміни питомих енерговитрат на випуск

одиниці продукції. Відмінна риса методу прямого рахунки полягає у тому, що прогноз будується на перспективних даних.

**Метод аналізу довгострокових тенденцій** ґрунтується на вивченні довгих ретроспективних часових рядів енергоспоживання та факторів, що безпосередньо впливають на обсяги енергоспоживання. На основі аналізу ретроспективних даних про енергоспоживання, оцінюються тенденції та закономірності попереднього періоду, які є основою для подальшої екстраполяції на перспективу.

Як правило, метод спирається на прогноз макроекономічних показників розвитку економіки – структури та динаміки ВВП, темпів розвитку промисловості та її найбільш енергоємних галузей. Одним з недоліків методу є недостатня деталізація прогнозованих показників і неможливість виявлення причин змін енергоспоживання.

**Метод міждержавних порівнянь** заснований на виявленні загальних закономірностей у розвитку енергоспоживання та економіки різних країн. Метод міждержавних порівнянь використовують найчастіше для прогнозування показників енергоспоживання в окремих видах економічної діяльності, технологічних процесах, технічні тенденції розвитку яких у різних країнах можуть бути співставні, а також для верифікації отриманих прогнозних оцінок.

**Метод повних енергетичних витрат міжгалузевого балансу.** У світовій практиці цей метод отримав назву *energy analysis netto* (енергетичний аналіз-нетто). Метод повних енергетичних витрат міжгалузевого балансу у його класичному вигляді полягає у визначенні енергетичної ефективності джерел енергії на основі співвідношення енергетичної цінності виробленого енергоносія та повних витрат енергії на нього. У ринкових умовах метод повних енергетичних витрат становить основу ціноутворення в електроенергетиці.

**Метод укрупнених питомих показників.** На основі ретроспективних даних визначається енергоємність за видами економічної діяльності. Значення отриманих показників енергоємності поширюються весь прогнозний період і

отримують, так званий, базовий прогноз, у якому потреба в електроенергії для кожного виду економічної діяльності приймається пропорційно зростанню виробництва та послуг. Далі в отримані прогнозні значення вносяться відповідні коригування, пов'язані з міжгалузевими та внутрішньогалузевими структурними зсувами та з можливістю впровадження енергозберігаючих заходів, а також підвищення ефективності генерації.

Перелічені основні методи/моделі за своїм методичним принципом можна віднести до імітаційного моделювання та призначені для оцінки довгострокового попиту на енергію в країні в поєднанні з описом сценаріїв основних аспектів соціального, економічного та технологічного розвитку країни. Але ці підходи не дозволяють детально розглядати національну структуру попиту на енергію з секторальним структуруванням кінцевого використання (наприклад, опалення житлових приміщень, охолодження сфери послуг та ін.). За допомогою такого детального дослідження попиту на енергію можна краще врахувати вплив на попит на енергію змін у соціальних потребах, економічного зростання, державної політики чи технологій, особливо в нинішньому контексті високих цін на енергію. Крім того, це дає змогу ідентифікувати потенційний ринок (тобто максимальний попит, який технічно може бути задоволений) для кожного кінцевого виду енергії (наприклад, електроенергія, вугілля, газ, сонячна енергія, нафтопродукти та теплопостачання).

Саме виходячи із зазначених обставин в останні роки розвиваються дослідження щодо розробки моделей попиту на енергію [2]. При цьому, найбільш широке розповсюдження знайшли два типи підходів: економетричний і кінцевий облік. Хоча моделі обліку кінцевого споживання енергії з детальним представленням секторів дають більш реалістичні прогнози порівняно з економетричними моделями, вони є достатньо громіздкими та не завжди можуть бути забезпечені релевантними вихідними даними. Саме тому розробка та підтримка більш детальних енергетичних баз даних є ключовими вимогами до моделювання попиту на енергію.

Крім того, оцінка попиту на енергію є ключовим фактором для розробки ефективної альтернативної політики щодо економіки з низьким вмістом вуглецю. Цей фактор став основним в актуалізації моделювання галузевого попиту на енергію через енергоємність в новій системі інтегрованої оцінки на основі прогнозу кінцевої енергоємності секторів. Як правило динаміка кінцевої енергоємності кожного сектору розбивається на дві складові: підвищення енергоефективності та заміщення кінцевої енергії. Швидкість змін у цих факторах залежить від фізичного дисбалансу між попитом і пропозицією на ринку, пом'якшення наслідків клімату та іншої політики енергозбереження, а також сприйняття дефіциту різними економічними агентами.

Іншим важливим напрямком розвитку моделювання попиту на електроенергію є виокремлення муніципального сектору (CEDS - City Energy Demand Simulation) [3]. Цей інструмент надає містам і місцевій владі засоби для візуалізації попиту на енергію (включно з газом і електроенергією) починаючи від вулиці, району та самого міста, включаючи житлові та промислові райони. CEDS дозволяє легко візуалізувати вплив інвестиційних стратегій в енергетику з боку альтернативного попиту та пропозиції на загальні витрати на енергію, викиди та рівень паливної бідності. CEDS дозволяє зрозуміти вплив впровадження нових енергетичних технологій на енергоспоживання будівель та оцінити відносну економічну та екологічну привабливість місцевих схем енергопостачання, таких як централізоване теплопостачання в поєднанні з електроенергією проти споживання електроенергії з об'єднаної мережі, оцінити вплив розгортання технологій на соціальну географію в межах міста. Моделюючи сценарії майбутнього попиту, пропозиції та витрат, міста можуть визначати пріоритети розвитку місцевих енергетичних активів, таких як мережі централізованого теплопостачання, енергія з відходів, модернізація та нові місця будівництва (пріоритети щодо забезпечення економічно ефективних місць для бізнесу та промисловості) з безпечним постачанням, а також та зменшити викиди вуглецю та витрати на енергію.

В табл. 1.1 наведені дані про найбільш поширені моделі/програмні комплекси прогнозування виробництва та споживання електроенергії.

Таблиця 1.1. Найбільш поширені моделі прогнозування виробництва та споживання електроенергії.

№	Модель	Можливості/посилання
1	MEDEE - 2 Model for Long-Term Energy Demand Evaluation	Імітаційна модель оцінки довгострокового енергоспоживання з урахуванням соціальних, економічних та технологічних особливостей розвитку (структура промислового виробництва, рівень життя населення, політика енергозбереження в окремих секторах). Дозволяє прогнозувати енергоспоживання для виробничої та невиробничої сфер. <a href="https://pure.iiasa.ac.at/id/eprint/826/">https://pure.iiasa.ac.at/id/eprint/826/</a>
2	EFOM The Energy Flow Optimization Model)	Містить два блоки - енергопостачання (видобуток, експорт, імпорт первинних ресурсів, їх перетворення до кінцевих енергоносіїв) та енергоспоживання (внутрішні потреби паливно-енергетичного комплексу, основні промислові споживачі, решта промисловості, транспорт та інші). Модель дозволяє оптимізувати виробничу структуру паливно-енергетичного комплексу, обрати способи енергозбереження та використання енергоносіїв. <a href="https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/0140988391900474">https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/0140988391900474</a>
3	Система моделей PRIMES Price-Induced Market Equilibrium System	Дозволяє моделювати ринкову рівновагу енергетичного сектору, прогнозувати ціни на енергоресурси, за рахунок яких досягається баланс попиту та пропозиції кожного енергоресурсу в окремий період часу. У блоці енергоспоживання розраховуються потреби в енергії у житловому та комерційному секторах, сільському господарстві, промисловості, на транспорті, а також у галузях паливно-енергетичного комплексу. У житловому секторі розглядається п'ять категорій житлових будівель, згрупованих за основною технологією, що використовується для опалення. У комерційному секторі та сільському господарстві враховується понад 30 технологій споживання енергії. Промисловість включає 9 основних галузей (чорну та кольорову металургію, хімію, промисловість будівельних матеріалів, целюлозно-паперову, харчову та інші) та близько 30 підгалузей. <a href="https://web.jrc.ec.europa.eu/policy-model-inventory/explore/models/model-primес/">https://web.jrc.ec.europa.eu/policy-model-inventory/explore/models/model-primес/</a>
4	VLEEM Very Long Energy and Environmental Model	Модель дозволяє враховувати: «поточну технологічну парадигму», згідно з якою існуючі та нові технології споживають лише традиційні види енергії; «нову технологічну парадигму», що враховує нові нетрадиційні джерела енергії (наприклад, використання відновлюваних джерел енергії, сонячної та ін). Результати моделювання формують матрицю за видами енергії та процесами її використання. <a href="https://inis.iaea.org/search/search.aspx?orig_q=RN:34078843">https://inis.iaea.org/search/search.aspx?orig_q=RN:34078843</a>

Продовження табл. 1.1.

№	Модель	Можливості/посилання
5	PURHAPS Purchased Heat and Power System	Економетрична модель прогнозування енергоспоживання на основі аналізу даних за минулі періоди для окремих галузей виробничої та невиробничої сфери, а також на рівні окремих регіонів (для умов США). Споживання енергії розраховується як функція від обсягів промислового виробництва та поточних цін на енергоносії. Інші змінні моделі – ціна на працю, капітал та матеріали. <a href="https://www.osti.gov/biblio/5566372">https://www.osti.gov/biblio/5566372</a>
6	MAED-2 Model for Analysis of Energy Demand	Нова версія моделі MAED представляє гнучку структуру для дезагрегування попиту на енергію в шести секторах економіки. Попит на енергію в секторі домашніх господарств можна розбити на сільські та міські групи та різні категорії кінцевого використання в кожній групі домогосподарств. <a href="https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/CMS-18_web.pdf">https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/CMS-18_web.pdf</a>
7	INRAD Industrial Regional Activity and Energy Demand Model (складова системи моделей NAPAP - National Acid Precipitation Assessment Program)	Модель містить групу економетричних рівнянь, за допомогою яких розраховують потреби в електроенергії та органічному паливі на перспективу. Прогнозування здійснюється для восьми галузей промисловості: харчова, текстильна, хімічна, промисловість будівельних матеріалів, лако-фарбова промисловість та інші галузі промисловості. <a href="https://www.osti.gov/servlets/purl/6898531">https://www.osti.gov/servlets/purl/6898531</a> <a href="https://ieeexplore.ieee.org/document/716532">https://ieeexplore.ieee.org/document/716532</a>
8	ORIM Organatics risk identification model	Модель розроблена для прогнозування енергоспоживання у промисловому секторі на строк від 5 до 20 років. Вона дозволяє оцінювати перспективне енергоспоживання для 12 галузей економіки у регіональному розрізі. Прогнози виконуються на основі статистичних даних та виробничих параметрів. <a href="https://www.osti.gov/biblio/6218410">https://www.osti.gov/biblio/6218410</a>
9	ISTUM-2, ISTUM-PC engineering energy demand forecasting model of the industrial sector	Моделі дозволяють оцінювати застосування енергетичних технологій у промисловому секторі з урахуванням змін в економіці, коливань цін на енергоносії, вимог охорони навколишнього середовища на перспективу 20-30 років для десяти регіонів США. З їх допомогою можна оцінити застосування різних енергозберігаючих технологій. <a href="https://www.osti.gov/biblio/5743015">https://www.osti.gov/biblio/5743015</a> <a href="https://www.osti.gov/biblio/6218410">https://www.osti.gov/biblio/6218410</a>

Наведені в табл. 1.1 моделі можна класифікувати в три групи.



Перша – процесні моделі (MEDEE-2, EFOM, PRIMES, VLEEM, ISTUM-2, ISTUM-PC), які описують процеси послідовного в часі перетворення матеріальних та інформаційних потоків. Процесний підхід передбачає усунення акцентів від управління окремими структурними елементами системи до управління технологічними та бізнес-процесами, які пов'язують діяльність усіх структурних елементів аналізованої системи.

Друга – економетричні моделі (INRAD, PURHAPS) дозволяють оцінити кількісні взаємозв'язки економічних об'єктів та процесів за допомогою математичних та статистичних методів та моделей на основі статистичних даних та аналізу їх властивостей.

Третя – гібридні моделі (ORIM, MAED-2) описують поведінку систем, які мають безперервні та дискретні аспекти поведінки. У літературі можна зустріти такі визначення даних систем, як «безперервно дискретні системи», «системи зі змінною структурою» та ін.

При цьому слід зазначити, що застосування будь-яких моделей пов'язане з ключовою методологічною проблемою моделювання енергетики – невизначеністю перспективних умов розвитку. Як правило, багатоваріантність прогнозних досліджень досягається за допомогою сценарного моделювання та прогнозування.

Підсумовуючи проведений огляд методів і моделей споживання енергії в цілому та електроенергії зокрема можна виділити деякі тенденції в їх розвитку:

- розширення числа зовнішніх зав'язків паливно-енергетичного комплексу, що враховуються;
- прагнення врахувати комплексний вплив стратегій розвитку енергетики на економіку;
- перехід від створення ізольованих економічних та енергетичних моделей до їх синтезу;
- створення складних програмних комплексів, що відображають процес енергоспоживання в окремих секторах економіки з різним рівнем деталізації

та агрегації показників, що моделюються, а також дозволяють проводити багатоваріантні сценарні розрахунки.

## 1.2. Інформаційне наповнення прогнозування генерації електроенергії сонячними електростанціями

Важливим напрямком вдосконалення системи прогнозування та планування обсягів генерації сонячними електростанціями є імплементація Регламенту Європейського парламенту та ради № 1099/2008 від 22 жовтня 2008 року зі статистики енергетики [4].

Регламентом передбачається формування як національних так загальноєвропейських щорічних, щомісячних та короткострокових (в межах поточного місяця) статистичних даних. Враховуючи, що до статистичної інформації застосовуються доволі жорсткі вимоги/критерії (табл. 1.2), така інформація є цілком придатною для прогнозування та планування обсягів генерації та споживання електроенергії взагалі та сонячної/відновлюваної зокрема.

Таблиця 1.2. Вимоги/критерії до статистичної інформації зі статистики енергетики (у відповідності до вимог п. 3, Ст. 6 Регламенту [4])

№	Вимоги/критерії	Сутність
1.	Релевантність	Стосується ступеня, до якого статистика відповідає поточним і потенційним потребам користувачів.
2.	Точність	Означає близькість оцінок до справжніх поточних значень.
3.	Своєчасність	Означає допустиму затримку між доступністю інформації та подією чи явищем, яке вона описує.
4.	Пунктуальність	Означає допустиму затримку між датою оприлюднення даних і цільовою датою, коли вони повинні були бути надані для узагальнення.

Продовження табл. 1.2

№	Вимоги/критерії	Сутність
5.	Доступність і ясність	Стосуються умов і методів, за допомогою яких користувачі можуть отримувати, використовувати та інтерпретувати дані.
6.	Порівнянність	Стосується оцінки впливу відмінностей у статистичних концепціях та інструментах і процедурах вимірювання, коли статистичні дані порівнюються за географічним та галузевим принципом або в часі.
7.	Узгодженість	Означає адекватність даних для надійного об'єднання різними способами та для різних цілей.

Окрема стаття Регламенту (Ст. 9) встановлює порядок формування статистики відновлюваних джерел енергії та статистики кінцевого споживання енергії. Зокрема, порівнянність, прозорість, деталізація та гнучкість такої статистичної інформації забезпечується шляхом:

- перегляду методології, що використовується для створення статистики відновлюваної енергії, щоб зробити доступною додаткову, відповідну, детальну статистику щодо кожного джерела відновлюваної енергії щорічно та економічно ефективним способом;
- перегляду та визначення методології, що використовується на національному рівні та рівні ЄС для формування статистики кінцевого споживання енергії (джерела, змінні, якість, витрати) на основі поточної ситуації, існуючих досліджень та пілотних досліджень здійсненності, а також аналізу «витрати – вигоди» з метою встановлення напрямів розподілу кінцевої енергії за секторами.

З науково-методичної точки зору положення Ст. 9 Регламенту актуалізують задачу точного прогнозування генерації електроенергії сонячними електростанціями на основі моделювання системи «генерація – сектори споживання – кінцеве споживання».

В якості інтегрального продукту Регламент визначає енергетичний баланс, який складається як на національних рівнях так і для Європейського Союзу.

Енергетичний баланс дозволяє користувачам оцінити загальний обсяг енергії, видобутої з навколишнього середовища, проданої, перетвореної та використаної кінцевими споживачами. Енергетичний баланс дозволяє вивчати загальний внутрішній енергетичний ринок і контролювати вплив енергетичної політики.

У відповідності до Регламенту енергетичний баланс є багатоцільовим інструментом для вирішення ряду прикладних задач:

- формувати та підтримувати інформаційну базу для оцінки попиту та пропозиції на відповідні види енергії, ефективного функціонування енергетичних ринків, формування енергетичної політики;
- забезпечити основу для розрахунку різних показників/індикаторів (показники енергоефективності, частка відновлюваної енергії, енергетична залежність тощо);
- забезпечити порівнянність статистичної інформації між різними звітними періодами та між різними країнами/регіонами;
- формувати базу даних для розрахунку викидів парникових газів від спалювання палива;
- формувати базу даних для моделювання та прогнозування.

Загалом, енергетичний баланс є надзвичайно корисним і потужним інструментом, який доповнюється додатковими показниками, зокрема:

- детальні дані про походження та призначення міжнародної торгівлі енергоносіями (дані імпорту/експорту);
- технічні дані про генеруючі та виробничі потужності, дані про запаси палива, різноманітні показники специфічних продуктів або потоків;
- додаткова дезагрегація окремих статистичних даних на конкретні підкатегорії.

В загальному вигляді формування енергетичних балансів здійснюється у три кроки.

**Першим кроком** є формування товарних балансів для кожного енергоносія в натуральних одиницях виміру – фізичних одиницях (тонни та кубічні метри) або енергетичних одиницях (ГВт-год для електроенергії та ТДж для тепла).

**Другим кроком** є перетворення товарного балансу в різних одиницях у загальну енергетичну одиницю шляхом множення всіх даних на відповідний коефіцієнт перерахунку (теплотворна здатність енергоносіїв у фізичних одиницях і коефіцієнт перетворення одиниць енергоносіїв, виміряний в енергетичних одиницях).

**Третій крок** полягає у формуванні стовпців і рядків енергетичного балансу, щоб уникнути подвійного підрахунку енергії.

Енергетичний баланс являє собою табличну матрицю, представлену стовпцями та рядками. Колонки енергетичного балансу представляють енергоносії (паливо). Рядки представляють потоки балансу (виробництво – перетворення – сектори споживання).

Енергетичний баланс складається на кожен календарний рік. На даний момент доступні енергетичні баланси для всіх держав-членів ЄС, починаючи з 1990 року. Дані Євростату також охоплюють кілька країн, що не входять до ЄС (в тому числі і для України), і для більшості з них дані також доступні, починаючи з 1990 року [5].

Регіональний щорічник Євростату – це онлайн-видання Євростату, яке можна завантажити у форматі PDF (<https://ec.europa.eu/eurostat/en/web/products-flagship-publications/w/ks-ha-23-001>). Також було створено інтерактивну версію видання: «Регіони в Європі – видання 2023» (<https://ec.europa.eu/eurostat/web/interactive-publications/regions-202>).

Розділи в цьому онлайн-виданні оновлюються або замінюються раз на рік. Поточні версії базуються на наборі даних, отриманих у березні та квітні 2023 року (за винятком розділу про умови життя, де дані були отримані в липні 2023 року).

Усі карти можна досліджувати в інтерактивному режимі за допомогою статистичного атласу Євростату (<https://ec.europa.eu/statistical-atlas/viewer/?config=RUB-2023.json>). Інструкція для користувача статистичним атласом Євростату - <https://ec.europa.eu/eurostat/documents/7116161/7188962/Eurostat-Statistical-Atlas-Guide.pdf>.

Енергетичний баланс охоплює національну територію країни. Торгівля енергетичними товарами між країнами охоплюється імпортом та експортом.

Енергетичний баланс, розрахований Євростатом, доступний у тисячах тонн нафтового еквівалента (ktoe), у тераджоулях (TJ) і в гігават-годинах (GWh).

В табл. 1.3 наведено приклад енергетичного балансу для 28 країн Європейського Союзу за 2017 рік. Додаткова інформація про енергетичні баланси міститься в базах даних наведених в табл. 1.4

Для розробки моделей прогнозування генерації електроенергії об'єктами відновлюваної енергетики потрібні точні та належним чином оброблені дані. Такі бази даних допомагають аналітикам приймати обґрунтовані рішення, а академічній спільноті проводити дослідження щодо сценаріїв використання відновлюваної енергії. Бази даних доступні як приватні (оплачувані) інформаційні ресурси або як набори даних з відкритим кодом. Бази даних з відкритим кодом зазвичай використовуються дослідниками для аналізу та моделювання. З кожним роком кількість таких баз даних збільшується які надають доступ до даних з конкретних ВДЕ. У табл. 1.5 наведений вичерпний перелік баз даних їх інформаційне наповнення.



Таблиця 1.4. Методичні рекомендації, програмні продукти та енергетичні баланси

База даних	Посилання
Посібник з енергетичного балансу.	<a href="https://ec.europa.eu/eurostat/documents/38154/4956218/ENERGY-BALANCE-GUIDE-DRAFT-31JANUARY2019.pdf/cf121393-919f-4b84-9059-cdf0f69ec045">https://ec.europa.eu/eurostat/documents/38154/4956218/ENERGY-BALANCE-GUIDE-DRAFT-31JANUARY2019.pdf/cf121393-919f-4b84-9059-cdf0f69ec045</a>
Інструмент побудови енергетичного балансу.	<a href="https://ec.europa.eu/eurostat/documents/38154/4956218/Energy-balance-builder-90409.xlsm/e4e9f6eb-00f1-4b3b-b53d-6f4b8ef0b8e7">https://ec.europa.eu/eurostat/documents/38154/4956218/Energy-balance-builder-90409.xlsm/e4e9f6eb-00f1-4b3b-b53d-6f4b8ef0b8e7</a>
Енергетичні баланси у форматі MS Excel.	<a href="https://ec.europa.eu/eurostat/documents/38154/4956218/Energy-Balances-April-2019-edition.zip/7f1e6290-0653-4c7b-b0cb-4cb27d4819bf">https://ec.europa.eu/eurostat/documents/38154/4956218/Energy-Balances-April-2019-edition.zip/7f1e6290-0653-4c7b-b0cb-4cb27d4819bf</a>
Зв'язки між продуктами та потоками енергетичних балансів.	<a href="https://ec.europa.eu/eurostat/documents/38154/4956218/Energy-Balance-Formulas.xlsx/cc2f9ade-5c0b-47b5-b83d-c05fe86eef6c">https://ec.europa.eu/eurostat/documents/38154/4956218/Energy-Balance-Formulas.xlsx/cc2f9ade-5c0b-47b5-b83d-c05fe86eef6c</a>

Таблиця 1.5. Бази даних про об'єкти електрогенерації та характеристика інформаційного наповнення

№	База даних (БД)	Інформаційне наповнення/посилання
1	Open Power System Data	БД містить безкоштовні відкриті дані європейських енергетичних систем, наданих окремими особами та дослідниками, а також у рамках дослідницьких проектів, асоціацій чи компаній. Дані можуть бути використані лише для некомерційних програм. <a href="https://data.open-power-system-data.org/">https://data.open-power-system-data.org/</a>
2	IRENA	БД містить вичерпну інформацію щодо потужностей відновлюваної енергії, виробництва електроенергії та балансів відновлюваної енергії. Представлені дані зібрані безпосередньо від учасників за допомогою анкети IRENA Renewable Energy Statistics. Доступна інформація про виробництво відновлюваної енергії та баланси відновлюваної енергії. <a href="https://www.irena.org/Statistics">https://www.irena.org/Statistics</a>
3	Energy Map.info	БД усіх генераторів електроенергії з відновлюваних джерел енергії в Німеччині. <a href="http://www.energymap.info">http://www.energymap.info</a>
4	Enipedia	БД глобальних даних про електростанції. БД підтримує Delft University of Technology ( <a href="https://www.tudelft.nl/en/">https://www.tudelft.nl/en/</a> ). <a href="https://datahub.io/dataset/enipedia">https://datahub.io/dataset/enipedia</a>

Продовження табл. 1.5



№	База даних (БД)	Інформаційне наповнення/посилання
5	Global Power Plant Database	БД яку підтримує Інститут світових ресурсів - World Resources Institute (WRI). Містить розширену базу даних електростанцій у всьому світі з відкритим кодом. БД даних містить детальну інформацію про кожну електростанцію, таку як її географічне розташування, потужність, виробництво, право власності та тип палива. БД охоплює більше 25000 електростанцій із 162 країн. <a href="https://datasets.wri.org/dataset/globalpowerplantdatabase">https://datasets.wri.org/dataset/globalpowerplantdatabase</a>
6	OpenGridMap	БД використовує методи краудсорсингу для збору повних даних про компоненти електромережі. Використовуючи статистичні методи та теорію графів, ці дані використовуються для визначення реалістичної структури мережі. <a href="https://github.com/OpenGridMap">https://github.com/OpenGridMap</a>
7	Paul-Frederik Bach	БД містить компіляцію даних часових рядів про вітер, сонце, навантаження, ціну на енергію та транскордонний потік для 11 країн. <a href="http://www.pfbach.dk/">http://www.pfbach.dk/</a>
8	Power grid frequency database	БД містить записи про частоти електромережі, зібраних з електромереж Європи, США та Південної Африки. <a href="https://power-grid-frequency.org/database/">https://power-grid-frequency.org/database/</a>
9	Renewables.ninja	БД містить інформацію про вітрові та сонячні профілі, які генеруються за допомогою даних Modern-Era Retrospective analysis for Research and Applications (MERRA) <a href="https://gmao.gsfc.nasa.gov/reanalysis/MERRA/">https://gmao.gsfc.nasa.gov/reanalysis/MERRA/</a> про погоду з різних місць у всьому світі. Ця платформа використовує R-коди (R - це безкоштовне програмне середовище для статистичних обчислень і графіки, дивись, наприклад: <a href="https://cran.r-project.org/">https://cran.r-project.org/</a> ) для розрахунку виробництва енергії вітру на основі швидкості вітру MERRA-2 <a href="https://gmao.gsfc.nasa.gov/reanalysis/MERRA-2/">https://gmao.gsfc.nasa.gov/reanalysis/MERRA-2/</a> за допомогою моделі Climate based Optimization of renewable Power Allocation (COPA) <a href="https://homepage.boku.ac.at/jschmidt/copa/index.html">https://homepage.boku.ac.at/jschmidt/copa/index.html</a> . БД містить ілюстративні приклади генерації енергії з урахуванням просторово розподілених даних про вітер, а також колекцію функцій для вертикальної та горизонтальної інтерполяції швидкості вітру та корекції зсуву. <a href="https://www.renewables.ninja/">https://www.renewables.ninja/</a>
10	SciGRID	БД містить дані про топологію сітки та є відкритою. БД була розроблена Next Energy і є похідною від OpenStreetMap. <a href="https://www.scigrad.de/">https://www.scigrad.de/</a>

Продовження табл. 1.5

№	База даних (БД)	Інформаційне наповнення/посилання
11	FINO (I, II, III)	<p>FINO - Forschungsplattformen In Nord-und Ostsee, (дослідницькі платформи в Північному та Балтійському морях). Основна мета цих платформ полягає в дослідженні та вивченні екологічних умов на відповідних ділянках акваторії морів. Досліджується потенційний вплив морських вітрових електростанцій на морську екосистему. FINO I знаходиться в безпосередній близькості від районів, де будуються або вже працюють вітрові електростанції. <a href="https://www.fino3.de/en/">https://www.fino3.de/en/</a></p> <p>FINO II була створена в південно-західній частині Балтійського моря в 2007 році. <a href="https://www.fino2.de/en/fino2.html">https://www.fino2.de/en/fino2.html</a></p> <p>FINO III містить базу метеорологічних, океанографічних і екологічних даних. Ця платформа відіграє вирішальну роль в оптимізації будівництва морських споруд, таких як вітрові турбіни та підстанції, а також мінімізує пов'язані з цим ризики. <a href="https://www.fino1.de/en/">https://www.fino1.de/en/</a></p>
12	Open-eGo	<p>БД містить інструменти грид-планування, включаючи роботу між рівнями сітки. Це дозволяє досліджувати різні сценарії розширення мережі з різними варіантами зберігання та повторної диспетчеризації для оцінки їх економічної ефективності. <a href="https://openegoproject.wordpress.com/">https://openegoproject.wordpress.com/</a></p>
13	React Energy Lab	<p>БД містить візуалізацію місць розташування відновлюваних електростанцій переважно в Німеччині, з особливим акцентом на відновлюваних електростанціях. <a href="https://data.open-power-system-data.org/renewable_power_plants/">https://data.open-power-system-data.org/renewable_power_plants/</a></p>
14	Agorameter	<p>БД Agora Energiewende працює з графіками, наближеними до реального часу, які відображають виробництво електроенергії та ціни в Німеччині. Діаграми містять актуальну інформацію про поточний стан виробництва електроенергії та ціни в Німеччині. <a href="https://www.agora-energiewende.de/en/publications/agorameter-documentation/">https://www.agora-energiewende.de/en/publications/agorameter-documentation/</a></p>
15	Energy Charts	<p>БД містить графіки виробництва електроенергії в Німеччині та відповідні ціни. <a href="https://www.energy-charts.info/index.html?l=de&amp;c=DE">https://www.energy-charts.info/index.html?l=de&amp;c=DE</a></p>
16	EU ETS Dashboard	<p>Інтерактивна БД дозволяє користувачеві аналізувати дані Системи торгівлі викидами Європейського Союзу. <a href="https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/dashboards/emissions-trading-viewer-1">https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/dashboards/emissions-trading-viewer-1</a></p>

Продовження табл 1.5

№	База даних (БД)	Інформаційне наповнення/посилання
17	SMARD	БД містить містить інформацію про часову візуалізацію даних ринку електроенергії, зібраних у Німеччині та деяких інших регіонах Європи. <a href="https://www.smard.de/home">https://www.smard.de/home</a>
18	Tmrow Electricity Map	БД містить інформацію про викиди CO <sub>2</sub> при виробництві електроенергії, зібрані кількома країнами по всьому світу. <a href="https://electricitymaps.com/">https://electricitymaps.com/</a>
19	WattTime Explorer	БД містить інформацію про викиди CO <sub>2</sub> при виробництві електроенергії у Сполучених Штатах Америки. <a href="https://www.watttime.org/explorer/#3/41.23/-97.64">https://www.watttime.org/explorer/#3/41.23/-97.64</a>
20	IAEE EDL	БД містить список каналів даних енергетичної мережі. БД створена і підтримується Міжнародною асоціацією економіки енергетики. <a href="http://www.iaee.org/en/EnergyDataLinks/">http://www.iaee.org/en/EnergyDataLinks/</a>
21	Open Energy Modeling Initiative	Інтерфейс на основі Wiki містить перелік різних відкритих джерел даних про енергію. <a href="https://wiki.openmod-initiative.org/wiki/Data">https://wiki.openmod-initiative.org/wiki/Data</a>
22	Yahoo Finance	БД містить фінансові дані, котирування акцій і дані про міжнародний ринок енергії та іншу економічну інформацію. <a href="https://finance.yahoo.com/">https://finance.yahoo.com/</a>

Слід зазначити, що референтна область узагальнення статистичної інформації в системі Eurostat охоплює усі країни-члени Європейського Союзу, країни-кандидати на вступ до ЄС (Албанія, Боснія та Герцеговина, Молдова, Республіка Північна Македонія, Чорногорія, Сербія, Туреччина, **Україна**) та потенційні країни-кандидати (Грузія та Косово).

Саме ці обставини актуалізують задачу імплементації в національну систему статистичної звітності (створення та підтримка окремої національної бази даних) енергетичних балансів на основі методології Eurostat [6] як універсальної бази даних для моделювання виробництва і споживання електроенергії.

### 1.3. Базові моделі прогнозування генерації та споживання електроенергії сонячними електростанціями

Методи реалізації прогнозування виробництва фотоелектричної енергії, в основному, поділяються на традиційні методи прогнозування у фізиці та статистиці, методи прогнозування з використанням машинного навчання, алгоритмів оптимізації та глибокого навчання, а також гібридні моделі [7].

На методологічних підходах штучного інтелекту (AI) або нейронної мережі (NN) був запропонований новий короткостроковий метод прогнозування на основі штучної нейронної мережі (ANN) або рекурентної нейронної мережі (RNN). Цей метод використовує динамічні штучні нейронні мережі для прогнозування сонячного випромінювання та температури, завдяки чому забезпечується прогнозування сонячної енергії. Методи штучного інтелекту в новій адаптивній топології, заснованій на технології портфельної теорії (PT), широко застосовуються для короткострокового прогнозування виробництва сонячної фотоелектричної енергії на основі показників глобальної сонячної радіації.

Прогнозування вихідної потужності сонячної зазвичай складається з трьох кроків. Перший полягає у виділенні енергетичних характеристик та аналізі факторів, які на них впливають. Другий – вибір методу прогнозування. Третій – оптимізація моделі прогнозування. Методи прогнозування вихідної потужності PV можна в цілому класифікувати на три категорії – фізичні, статистичні та гібридні.

Фізичний підхід. Цей метод моделює перетворення сонячного опромінення в електроенергію з використанням фізичних параметрів погоди, таких як хмарність, температура навколишнього середовища, сонячне опромінення тощо, як вхідний вектор у фізичні рівняння, які прогнозують вихідну потужність. Фізичні моделі розроблені з використанням інформації про конкретне місцезнаходження станції, параметри погоди, орієнтацію панелі та історичні дані. Моделі, розроблені з використанням цієї техніки, прості, коли в

якості вихідної інформації використовуються дані глобального сонячного опромінення. Разом з тим, ці моделі поступово ускладнюються шляхом додавання інших погодних параметрів (таких як покриття, температура навколишнього середовища тощо) [8]. На техніку значною мірою впливають раптові зміни погодних умов. Фізична модель досягає вищої точності при стабільній погоді [9]. Модель чисельного прогнозування погоди (NWP) [10], зображення загального неба (TSI) [11] і супутникові зображення є деякими прикладами реалізації фізичного методу [12].

Одним із прикладів фізичного підходу є метод зображення. Він дозволяє робити прогнози, аналізуючи поверхнєве сонячне опромінення (SSI) зображень, отриманих із геостаціонарних (метеорологічних) супутників. Метод хмарного індексу є одним із поширених підходів, який використовується для аналізу та створення моделей на основі даних SSI. Метод порівнює супутникові зображення коефіцієнта відбиття з відповідними зображеннями наземного альбедо, а також основний коефіцієнт відбиття хмар, щоб створити індекс хмарності.

Перетворення SSI на модель прогнозування сонячної енергії зазвичай складається з трьох кроків. Перший полягає в транспонуванні (або розділенні) GHI на дифузне горизонтальне опромінення (DHI) і пряме нормальне опромінення (DNI). Другим кроком є обчислення глобального нахиленого освітлення (GTI) фотоелектричних модулів (також називається освітленням площини масиву (POAI)). Третім кроком є моделювання вихідної потужності PV за допомогою POAI. Два основні методи можуть бути застосовані для супутникового прогнозування вихідної потужності PV, покладаючись лише на часову інформацію та як на просторову, так і на часову (просторово-часову) інформацію [12].

Архіви накопичених зображень SSI місць або регіонів у полі зору геостаціонарного супутника можна використовувати для прогнозування вихідної потужності PV для місць, використовуючи статистичні моделі разом із часовими рядами даних про опромінення. Методи стійкості (на основі індексу

ясного неба та інтелектуальної стійкості) [13] використовують часову інформацію для моделювання та прогнозування вихідної потужності PV. Авторегресійні моделі (AR), авторегресійне ковзне середнє (ARMA) та авторегресійне інтегроване ковзне середнє (ARIMA) [14], штучна нейронна мережа (ANN) [15] також використовують лише тимчасову інформацію для прогнозування вихідної потужності PV.

Геостаціонарні супутники надають дані довгострокових часових рядів майже в реальному часі для всіх місць у полі зору для карт часових рядів SSI. Поєднання просторової та часової інформації можна досліджувати різними методами для прогнозування вихідної потужності PV. Деякі з цих підходів аналізують вектори руху хмари, тоді як інші покладаються на використання статистичних методів для моделювання просторово-часової мінливості даних.

Прогноз, заснований на аналізі вектора руху хмари (CMV), починається з прогнозування сонячного випромінювання за допомогою зображень часового ряду геостаціонарних супутників та рекомендується для горизонту прогнозу від 1 до 5 годин [14, 15]. Цей метод «працює» шляхом визначення векторів хмарності на основі аналізу послідовних супутникових зображень. Якщо характеристики зображення не змінюються суттєво протягом короткого інтервалу, CMV обчислюється за допомогою зіставлення шаблонів або до послідовних зображень застосовуються методи оптичного потоку. Майбутні умови хмари апроксимуються екстраполяцією її руху, припускаючи, що швидкість, розмір і форма хмари, а також її оптичні властивості зберігаються.

Статистичні методи, в основному, розроблені на основі принципу постійності або випадкових часових рядів. Моделі прогнозування вихідної сонячної фотоелектричної потужності розробляються шляхом визначення зв'язку між вхідними змінними (векторами) та відповідною вихідною потужністю за допомогою перевірених стандартних/наукових процедур. Параметри погоди (хмарність, температура, дощ, вітер, вологість, температура тощо), які вплинули на вихідну потужність сонячної фотоелектричної системи, яка використовувалася як вхідні дані для алгоритму прогнозування,

використовуються тут як вхідні змінні або вектори. Деякі приклади методів, які використовуються в цій категорії, – це традиційний статистичний аналіз і штучний інтелект (AI) або машинне навчання (ML), аналітика. Традиційні підходи до прогнозування [18] застосовують методи регресійного аналізу до даних часових рядів для створення моделей, які прогнозують вихідну потужність PV. Прикладами методів прогнозування штучного інтелекту є штучні нейронні мережі (ANN) [16, 17], опорних векторів (SVM) [16, 18], довготривалої пам'яті (LSTM) [19, 20] тощо. Слід зазначити, що також застосовуються різні модифікації згаданих методик ШІ.

Моделі прямого прогнозування використовують історичні масиви вихідних даних PV для прогнозування. Моделі прямого прогнозування дозволяють визначити зв'язок між вхідними змінними та вихідною потужністю PV шляхом аналізу історичних даних. Методи непрямого прогнозування складаються з двох етапів. На першому кроці моделюються погодні фактори, які впливають на вихідну потужність сонячної фотоелектричної системи, наприклад сонячне опромінення. На другому етапі результат першого кроку перетворюється на прогнозовану вихідну потужність фотоелектричної системи. Основна відмінність між цими двома методами полягає в тому, що прямий метод не потребує розрахунку значення сонячного опромінення на проміжному етапі. Цифрове прогнозування погоди на основі зображень (NWP), штучна нейронна мережа (ANN) і гібридна ANN використовують непрямі методи прогнозування в різних часових масштабах для прогнозування вихідної потужності сонячної фотоелектричної системи [21 – 23].

Багато комерційних програм моделювання вихідної фотоелектричної енергії, використовують ці методи для прогнозування виробництва фотоелектричної енергії. Ці програмні додатки використовують прогнозоване сонячне опромінення та відповідні дані про погоду (довкілля) як вхідні дані для своїх прогнозів. Вони запровадили прямі та непрямі методи для прогнозування наступного дня виробництва електроенергії фотоелектричною системою та показали, що прямий метод є кращим із двох.

В роботі [25] проведено огляд літератури щодо короткострокового прогнозування вихідної сонячної фотоелектричної потужності на основі впливу хмарного покриву. Непрямі методи забезпечують більш точний прогноз, оскільки перед прогнозуванням значень виходу енергії вони враховують втрати, характерні для конкретного місця.

Важливе значення для практичних розрахунків має класифікація прогнозування фотоелектричної потужності на основі горизонту прогнозу. Горизонт прогнозу – це відрізок часу в майбутньому, на який робиться прогноз вихідної фотоелектричної потужності. Точність прогнозу змінюється в залежності від періоду прогнозу в майбутньому з використанням однакових параметрів моделі. Отже, при розробці моделі слід враховувати горизонт прогнозу. Виходячи з горизонту прогнозу, прогноз виробництва фотоелектричної енергії можна розділити на чотири типи: дуже короткостроковий прогноз, короткостроковий прогноз, середньостроковий прогноз і довгостроковий прогноз. Дуже короткострокове прогнозування – це коли горизонт прогнозу складає від кількох секунд до однієї хвилини, але менше однієї години. Короткостроковим вважається прогноз виробництва фотоелектричної енергії на період від одного до кількох днів. Короткостроковий прогноз забезпечує процеси планування та диспетчеризації виробленої електроенергії. Це також підвищує безпеку роботи електромережі. Середньостроковий прогноз – це категорія, яка проводиться на період від тижня до місяця. Ця категорія згладжує планування енергосистеми та графік технічного обслуговування шляхом прогнозування доступності електроенергії в майбутньому. Якщо горизонт прогнозу фотоелектричної потужності становить від одного місяця до одного року, це вважається довгостроковим прогнозом. Ця категорія життєво важлива для виробництва, планування, передачі та розподілу електроенергії. Хоча горизонт прогнозування розглядається, як правило, як підклас статистичного методу, кожна техніка прогнозування використовується для прогнозування вихідної потужності PV на деякий період у майбутньому. Отже, всі вони належать до цієї категорії.



Окремими самостійними задачами прогнозування є прогнозування електроенергії на одній станції та в регіоні. Електроенергію, вироблену декількома сонячними електростанціями або станціями, можна об'єднати для формування регіональної мережі. Коли модель прогнозування розроблена для прогнозування вихідної потужності PV однієї станції, це вважається як прогнозуванням потужності однієї установки або станції. Регіональне прогнозування вихідної фотоелектричної потужності – це прогноз для групи станцій в одному адміністративному регіоні чи області.

Регіональне прогнозування, як правило, здійснюють трьома способами:

- підсумовуючи результати прогнозів, отриманих моделями окремих станцій, які складають розташовані в певному регіоні;
- статистичним масштабованням прогнозу з окремих установок (або станцій);
- моделюванням вихідної потужності PV для регіону з використанням об'єднаних історичних даних окремих станцій.

Методи прогнозування вихідної фотоелектричної потужності можна класифікувати як імовірнісні або детерміновані. Імовірнісний підхід дозволяє наближено оцінити ймовірність усіх можливих результатів вихідної потужності сонячної фотоелектричної системи, тоді як детермінований підхід робить прогноз вихідної потужності фотоелектричної енергії в майбутньому без урахування невизначеності прогнозу. Перший дає однозначну оцінку прогнозу вихідної потужності PV і дає похибку прогнозу. Він надає більш детальну інформацію про його прогноз порівняно з детермінованим методом [24, 25].

Гібридна методика поєднує фізичні та статистичні методи для прогнозування. Спочатку застосовується фізична модель, надана виробниками для фотоелектричних модулів, а потім, для підвищення точності, використовується статистичний підхід. Поєднання двох різних фізичних або статистичних методів також є формою гібриду. Дослідження [24, 25] об'єднали техніку фізичного прогнозування з іншими методами штучного інтелекту та статистичними методами для досягнення вищої точності. Вони поєднали ШНМ і фізичні методи, щоб сформулювати гібрид фізично-ШНМ моделі (PHANN).

Автори розробили теоретичну модель неба (для певного місця) – шляхом моделювання сонячного опромінення для неба без хмар (з використанням моделі сонячного випромінювання ясного неба) і використали це змодельоване опромінення для встановлення оптимального денного ліміту. Таким чином, PHANN оптимізує функції двох методів. Одним із недоліків гібридного методу є те, що він стає більш складним, оскільки включає більше ніж одну техніку та споживає відносно більше машинних ресурсів.

В табл. 1.6 наведені основні методичні принципи основних базових моделей прогнозування генерації та споживання електроенергії сонячними електростанціями.

Таблиця 1.6. Методичні принципи основних базових моделей прогнозування генерації та споживання електроенергії сонячними електростанціями

№	Моделі	Методичні принципи
Математичні моделі		
1	Моделі на основі динамічних систем і рівнянь, а також нелінійні методи.	Динамічні системні підходи припускають, що сонячна електростанція знаходиться в стані, представленому набором змінних, які є функціями часу і відповідають часовому (диференціальному) рівнянню.
2	Моделі на основі стохастичних диференціальних рівнянь.	Рівняння включають стохастичні змінні, що описують імовірнісні особливості еволюції змінних у часі.
3	Моделі на основі байєсівського висновку.	Увага зосереджується не на еволюції відповідних змінних у часі, а більше на статистичних властивостях різних наборів даних, отриманих із системи електромережі.
Моделі штучного інтелекту		
4	Алгоритми машинного навчання.	Машинне навчання – це галузь, зосереджена на розробці обчислювальних методів, керованих даними, які вивчають із вибірки даних про функціонування певної системи та здатних моделювати або прогнозувати її поведінку досліджуваної системи.

Продовження табл. 1.6

№	Моделі	Методичні принципи
5	Алгоритми глибокого навчання.	Глибоке навчання стало сферою, незалежною від машинного навчання, спрямованою на розширення складності таких архітектур навчання до рівня, що виходить за межі людського розуміння, що іноді викликає нові наукові виклики, а саме здатність пояснити основні механізми, що виправдовують або пояснюють результат конкретного передбачення. В основному метод базується на, так званих, архітектурах нейронних мереж, у яких обчислення виконуються через послідовність шарів, вузлів і з'єднань, оцінюючи конкретні функції та комбінації різних вхідних значень, що використовуються для навчання моделі.
6	Алгоритми навчання з підкріпленням.	Навчання з підкріпленням охоплює сімейство підходів, об'єднуючи алгоритми навчання з ML і DL зі схемами оптимізації, які максимізують точність результатів прогнозування.
7	Алгоритми обчислення пластів.	Парадигма, що лежить в основі обчислення пластів базується на резервуарі величезної, але фіксованої кількості вихідних одиниць, кожна з яких дає один можливий результат, який потім піддається критерію відбору.

Джерело: сформовано на основі [26].

Слід зазначити, що застосування тієї або іншої моделі залежить від багатьох факторів: наявність вихідної інформації, необхідна точність прогнозування, клас проектних, управлінських або економічних задач, для вирішення яких проводиться прогнозування.

Дані, наведені в табл. 1.7 дають уявлення про інформаційне наповнення окремих моделей прогнозування. Як зазначалося в підрозділі 1.2 звіту, проблематика інформаційного наповнення є надзвичайно актуальною та такою, яка потребує практичного вирішення на державному рівні.

Таблиця 1.7. Інформаційне наповнення окремих моделей прогнозування.

№	Тип моделі	Метод	Параметри, які використовують при моделюванні
1	Нейронні мережі.	Аналіз головних компонентів , штучні нейронні мережі з виходами з використанням Mixture DOE. {Principal component analysis (PCA), artificial neural networks (ANNs) with the outputs using Mixture DOE (MDOE)}.	Миттєва температура (°C), Миттєва вологість (%), Миттєва кількість опадів (°C), Миттєвий тиск (Па), Швидкість вітру (м/с), Напрямок вітру, Пориви вітру (м/с), Радіація (КДж/м <sup>2</sup> ). <a href="https://www.mdpi.com/1996-1073/16/1/369">https://www.mdpi.com/1996-1073/16/1/369</a>
2	Машинне навчання або алгоритми оптимізації	Дерево рішень із підвищенням градієнта. {Gradient boosting decision tree (GBDT)}.	Температура (°C) Атмосферний тиск (кПа) Відносна вологість (%) Швидкість вітру (м/с) Загальна сонячна радіація (0,01 МДж/м <sup>2</sup> ) <a href="https://www.mdpi.com/2071-1050/12/6/2247">https://www.mdpi.com/2071-1050/12/6/2247</a>
3	Глибоке навчання.	Мережа кодера-декодера. {The encoder–decoder LSTM network}.	Температура повітря (°C), Відносна вологість (%) Глобальне опромінення на горизонтальній площині (Вт/м <sup>2</sup> ) Промінь/пряме випромінювання Дифузне опромінення в горизонтальній площині Позаземне опромінення <a href="https://www.mdpi.com/1996-1073/15/12/4361">https://www.mdpi.com/1996-1073/15/12/4361</a>
4	Гібридна модель прогнозування.	Стратегії адаптивної еволюції коваріаційної матриці з екстремальним посиленням градієнта і моделями мультиадаптивних регресійних сплайнів. {Covariance matrix adaptive evolution strategies (CMAES) with extreme gradient boosting (XGB) and multi-adaptive regression splines (MARS) models}.	Швидкість вітру, максимальна і мінімальна вологість погоди, максимальна і мінімальна температура погоди, дефіцит тиску пари, випаровування <a href="https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0957417422014300">https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0957417422014300</a>
5	Інші методи статистичного аналізу.	Моделі прогнозування на основі подібності. {Similarity-based forecasting models (SBFMs)}.	Температура, вологість, точка роси, швидкість вітру <a href="https://ieeexplore.ieee.org/document/9108282">https://ieeexplore.ieee.org/document/9108282</a>

Джерело: сформовано на основі [27].

На основі аналізу базових методів і моделей прогнозування генерації та споживання електроенергії сонячними електростанціями встановлені тенденції їх розвитку:

- розширення числа зовнішніх зав'язків паливно-енергетичного комплексу;
- врахування комплексного впливу стратегій розвитку енергетики на економіку;
- перехід від розробки ізольованих економічних та енергетичних моделей до їх синтезу;
- розробка складних програмних комплексів, що відображають процес енергоспоживання в окремих секторах економіки.

Ці тенденції об'єктивно обумовлюють доцільність застосування/адаптації/удосконалення нейромережових моделей з формуванням відповідної структури нейромережі для короткострокового прогнозування обсягів генерації сонячною електростанцією. Це, в свою чергу, актуалізує завдання створення адаптованого алгоритму навчання нейромережі, розробки методичного комплексу прогнозування обсягів генерації електричної енергії сонячними електростанціями з горизонтом прогнозування місяць, сезон, рік з використанням ретроспективних статистичних даних функціонування сонячних електростанцій.

## **2 Програмні алгоритми математичних моделей генерації електроенергії сонячною електростанцією, прогнозування та планування обсягів генерації електроенергії**

### **2.1 Вибір значущих чинників**

Потужність, що виробляється сонячними панелями при генеруванні електричної енергії, залежить від великої кількості факторів, що впливають на вироблення електроенергії. З погляду прогнозування виробництва електроенергії сонячними електростанціями, найскладніше врахувати ті чинники, вплив яких описується наближеними математичними залежностями, чи такі залежності відсутні, або можливий лише якісний опис процесу цього впливу.

Деякі з цих факторів мають системний характер, а деякі – випадковий. Для сучасних сонячних панелей, а відповідно, і для сонячних електростанцій, можна виділити два найбільш значущі фактори, які впливають на потужність, що виробляється: освітленість панелей і їх температуру.

Освітленість пропорційна енергії світлового випромінювання, що припадає на одиницю площі. Її величина залежатиме від кількості сонячної енергії, що проходить через атмосферу Землі і може визначатися такими факторами як: втрата сонячної енергії в атмосфері (вона залежить від шляху, пройденого сонячним промінням в атмосфері; прозорості атмосфери тощо); взаємна орієнтація вектора нормалі до поверхні панелі та вектора розповсюдження сонячного випромінювання. Для зменшення вартості конструкції кріплення панелей не передбачають, як правило, механізм відстеження положення Сонця. Висвітлення таких поверхонь, отже, залежить від положення Сонця на небесній сфері, що описується азимутом Сонця та його висотою над горизонтом.

Враховуючи наведене вище, можна виділити такі значущі фактори, що впливають генерацію електроенергії сонячними електростанціями:

- час доби: ніч / сутінки / день (значення змінної - ціле число з множини {0; 1; 2}, відповідно);
- температура повітря (градуси Цельсія);
- тривалість світлого часу за період спостереження/прогнозу (годинник);
- хмарність за період спостереження/прогнозу (кількість (%) всіх хмар, що спостерігаються);
- азимут сонця (градуси);
- висота сонця над горизонтом (градуси).

З урахуванням цього були побудовані програмні алгоритми моделей, що дозволяють виділяти значущі фактори з масиву історичних даних, що накопичені у процесі роботи сонячної електростанції, та з масиву погодних даних.

## 2.2 Специфікація типів та структур даних

1. TtabEstRow – рядкова структура, що зберігає значення днів та годин відповідно визначення далі:

```
TtabEstRow = record
  day: integer;
  hh: integer;
  val: array [1 .. 12] of double;
end;
```

2. TtabEstMtr – масив даних, що має структуру запису TtabEstRow

```
TtabEstMtr = array of TtabEstRow;
```

3. TLineRow – рядкова структура, що зберігає значення відповідно визначення далі:

```

TLineRow = record
  yy: integer; // рік
  mm: integer; // місяць
  day: integer; // день
  hh_in: double; // час (початковий)
  hh: double; // час (кінцевий)
  val: double; // електрична енергія кВт·год
  st_s: integer; // стан проміжку часу за сонцем ( 0 – ніч; 1 – сутінки; 2 – день)
  t: double; // температура повітря (градуси Цельсія) на висоті 2 метра над
поверхнею землі
  p0: double; // атмосферний тиск на рівні станції (мм рт ст)
  p: double; // атмосферний тиск, приведений до середнього рівня моря (мм рт
ст)
  Pa: double; // барична тенденція: зміна атмосферного тиску за останні три
години (мм рт ст)
  U: double; // відносна вологість (%) на висоті 2 метра над поверхнею землі
  DD: double; // напрям вітру (градуси) на висоті 1-12 метрів над поверхнею
землі
  Ff: double; // швидкість вітру на висоті 10-12 метрів над поверхнею землі
(м/с)
  Nh: double; // кількість (процент) всіх спостережених змар Cl або, за умови
відсутності хмар Cl, кількість всіх спостережених хмар Cm
  RRR_a: double; // осереднена кількість випавших опадів (мм)
  // hot: double; // теплова енергія МВт*год
  // peple: integer; // кількість людей
  h_svetl: double; // світлий час за період від hh_in до hh;
  day_of_weak: Word; // день тижня (Monday = 1; Tuesday = 2; Wednesday = 3;
Thursday = 4; Friday = 5; Saturday = 6; Sunday = 7);
  AzSun: double; // азимут (від півночі) сонця
  Hsun: double; // висота сонця над горизонтом
  WW: double; // поточна погода
end;

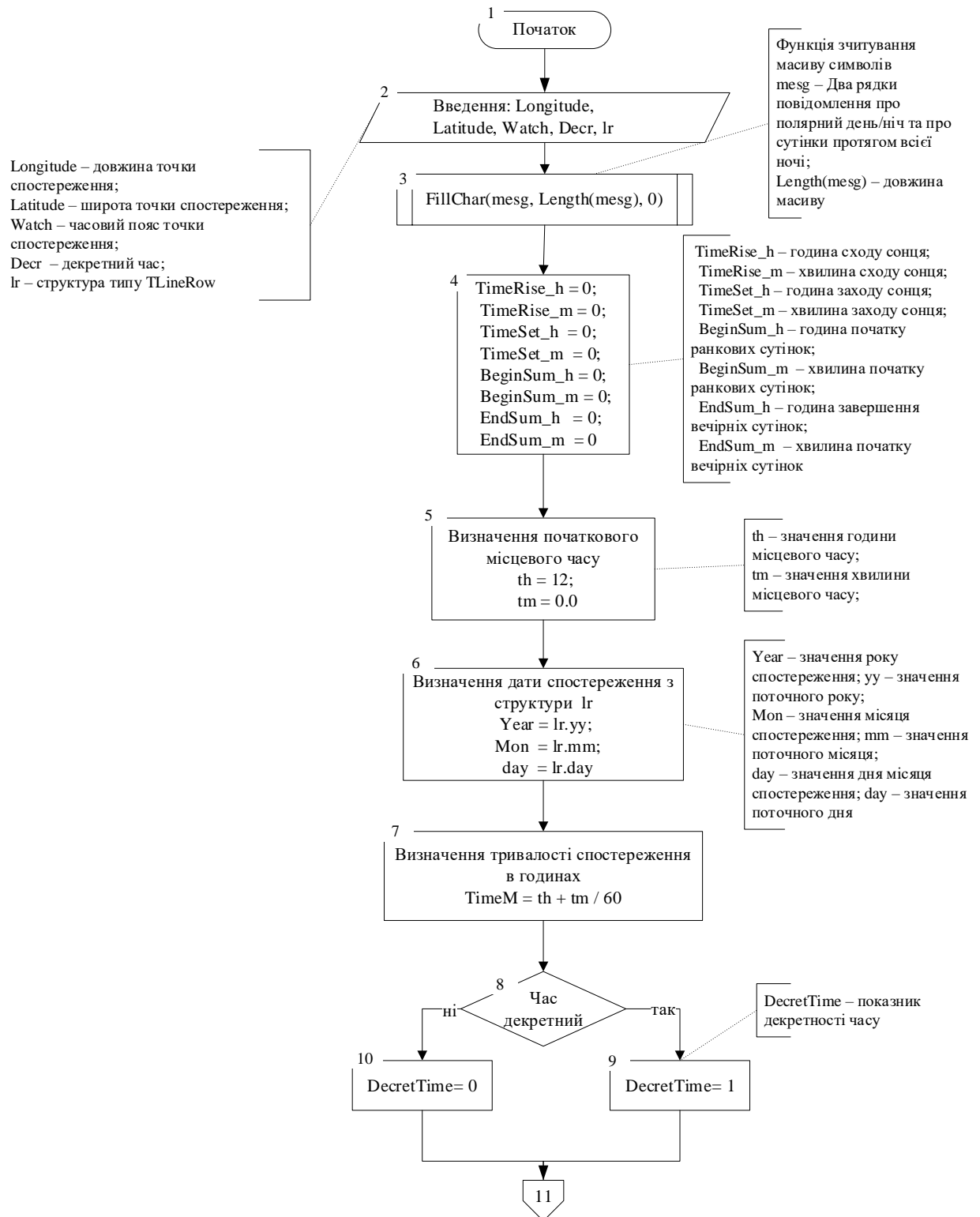
```

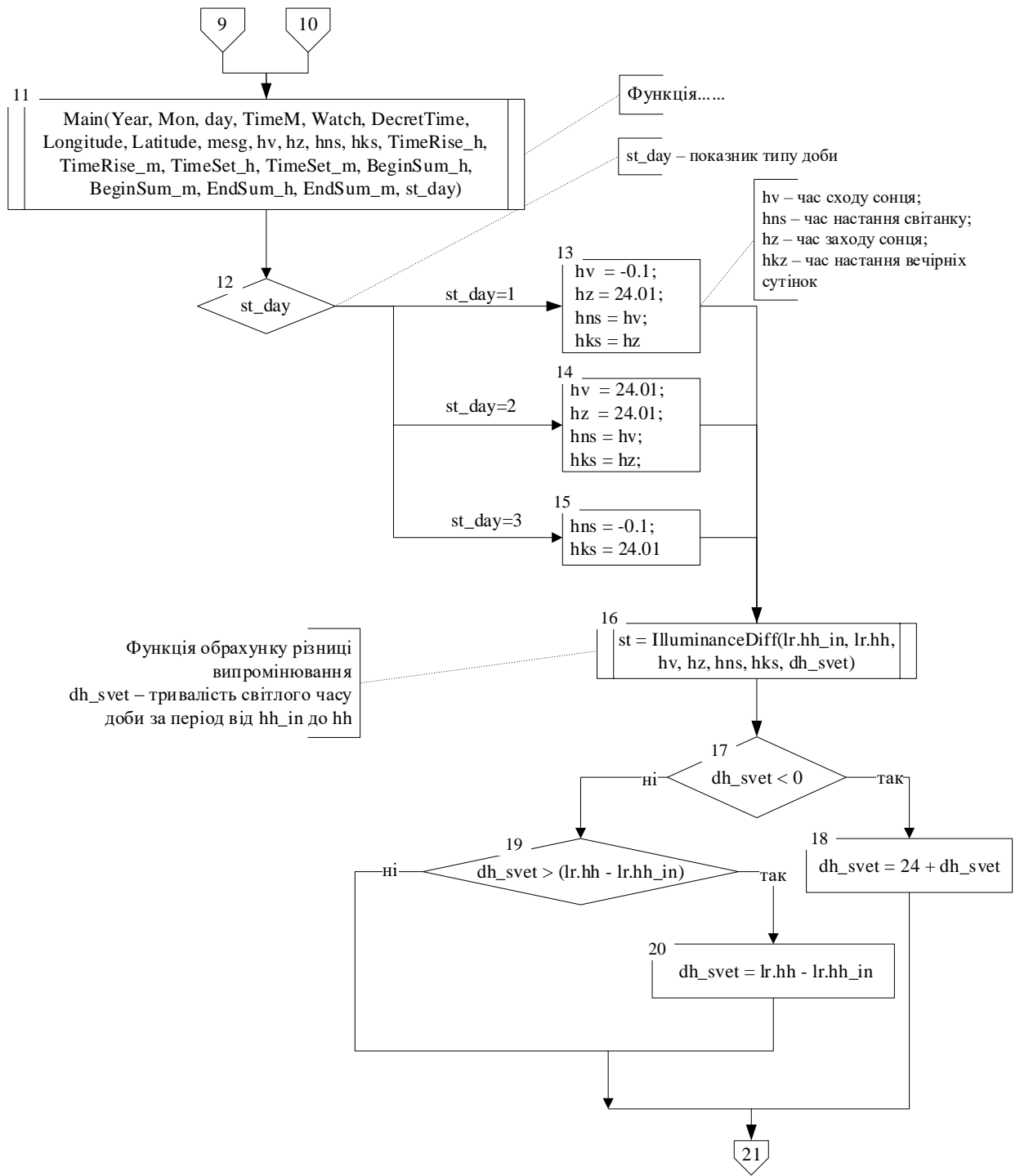
4. TLineMass – масив даних, що має структуру запису TLineRow

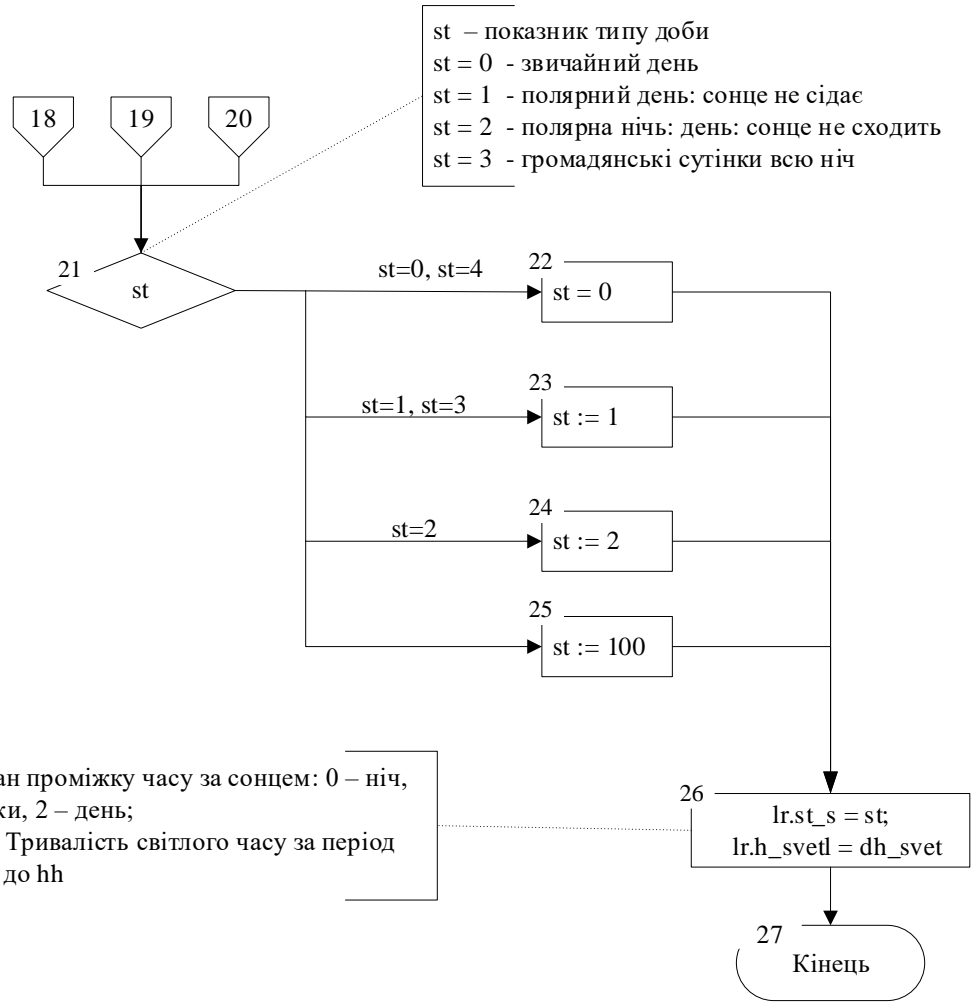
```
TLineMass = array of TLineRow;
```



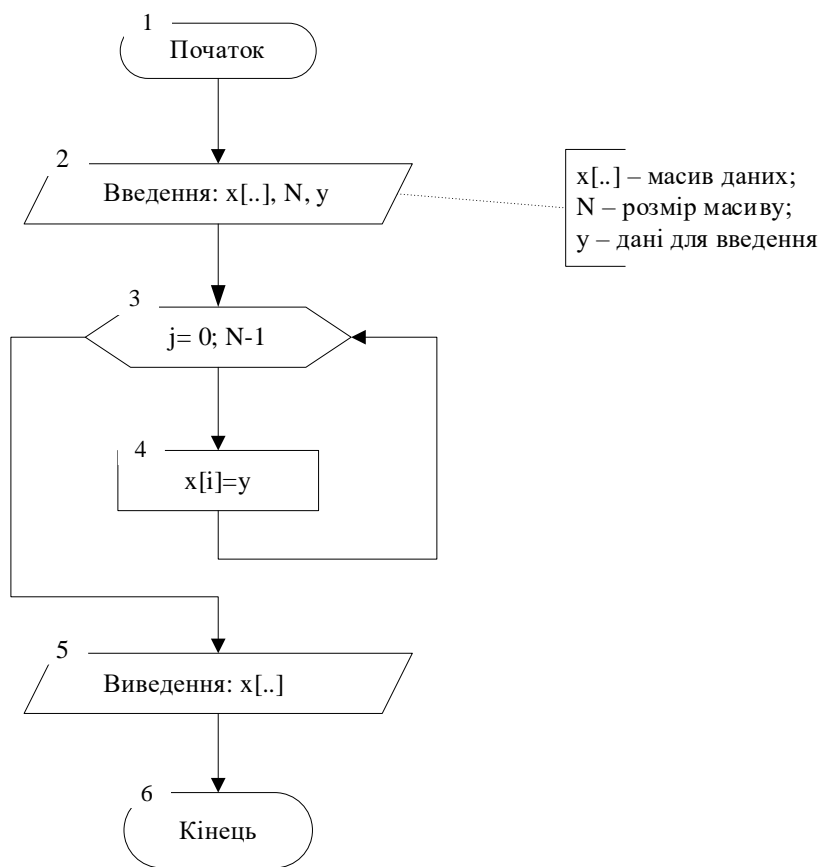
## 2.3 Алгоритм моделі визначення стану проміжка часу



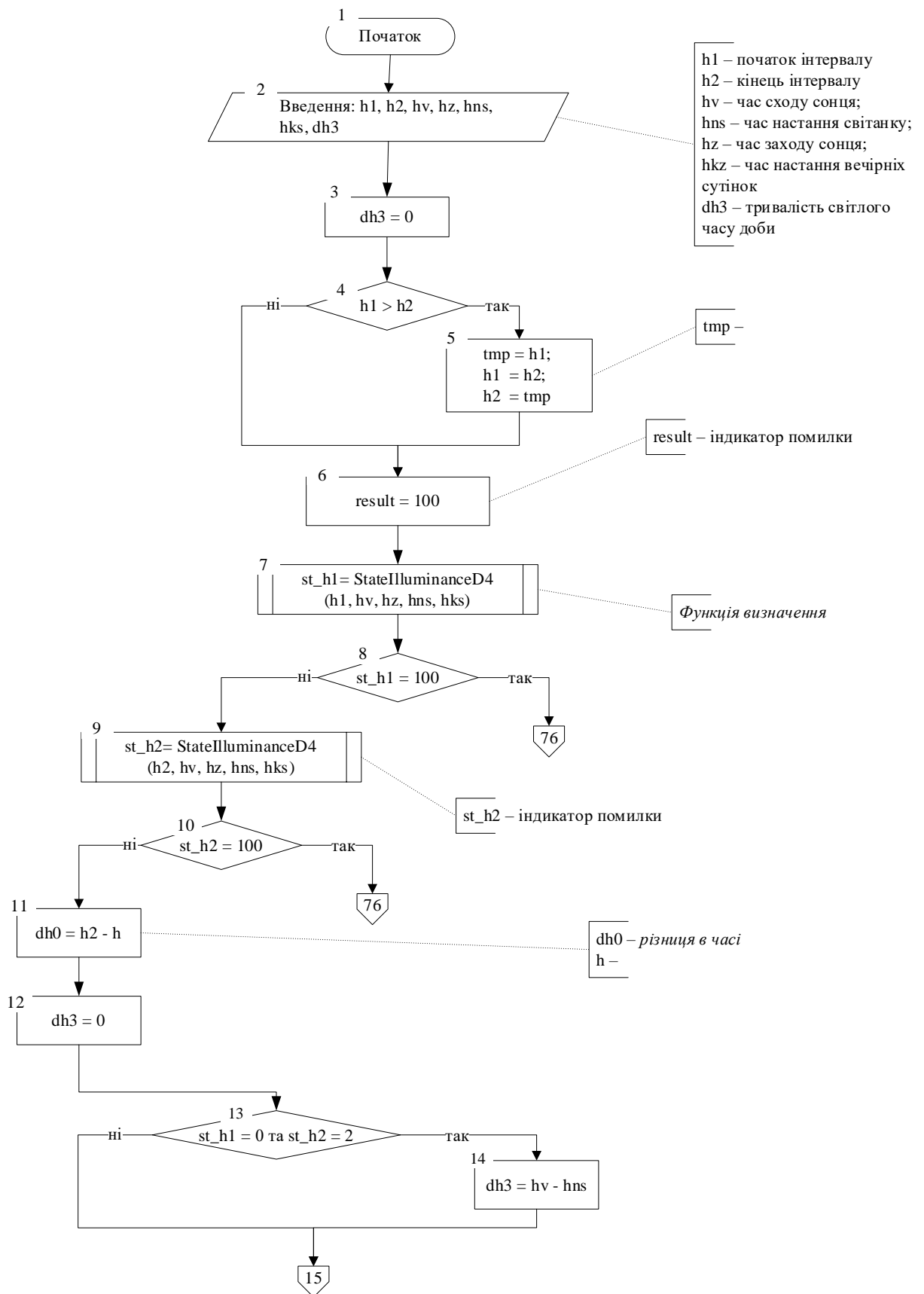


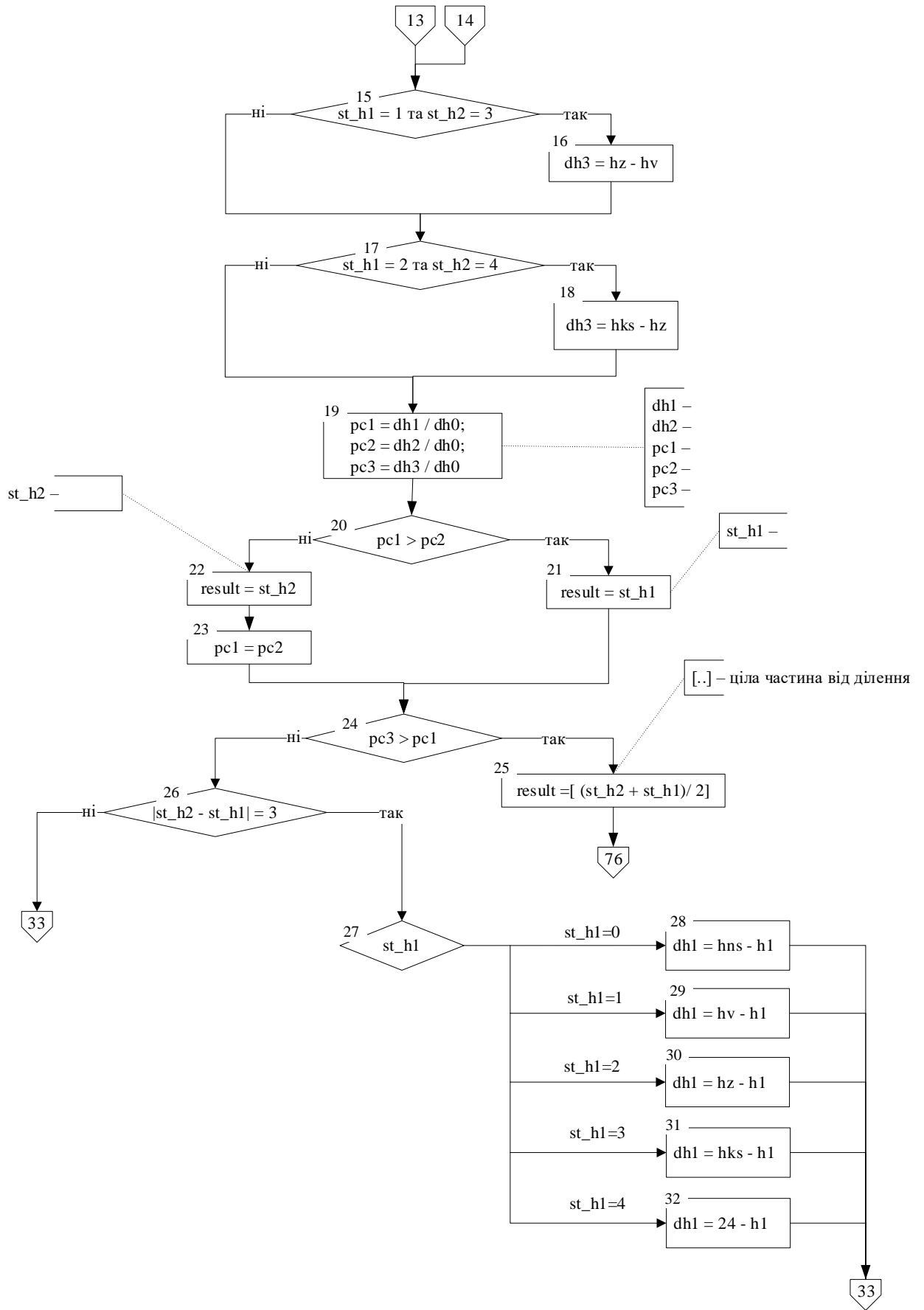


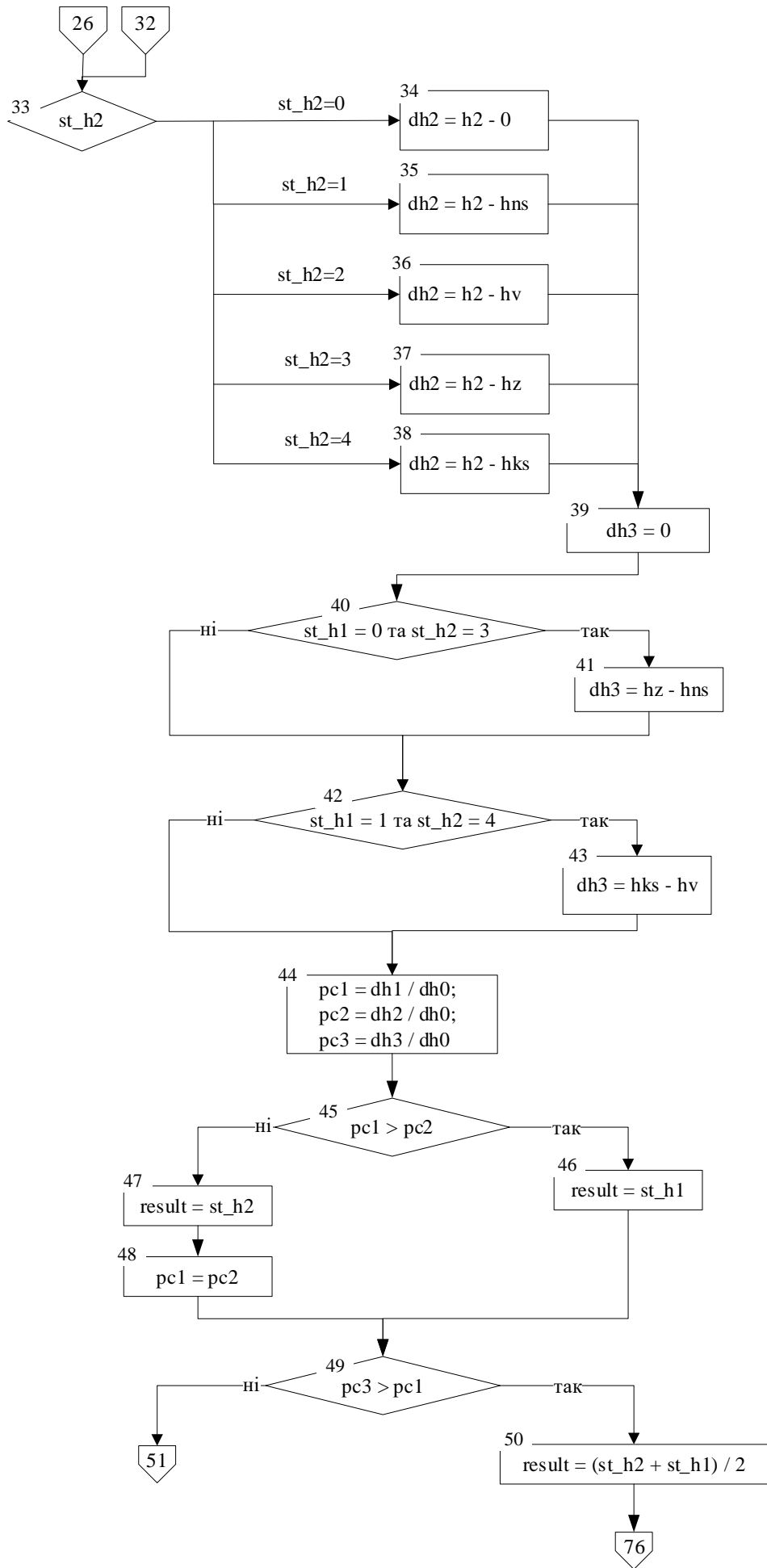
## 2.4 Алгоритм підпрограми FillChar

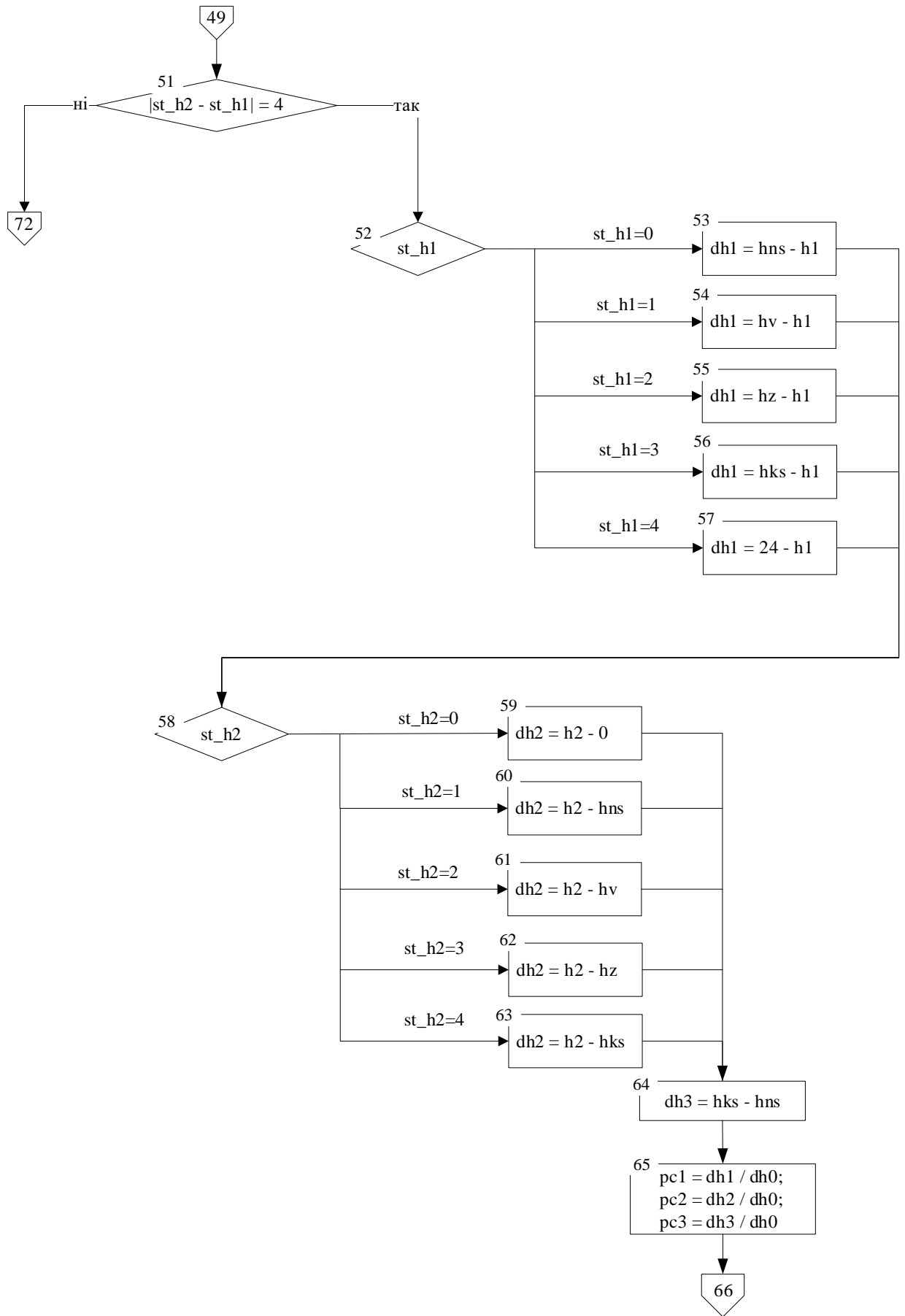


## 2.5 Алгоритм підпрограми IlluminanceDiff

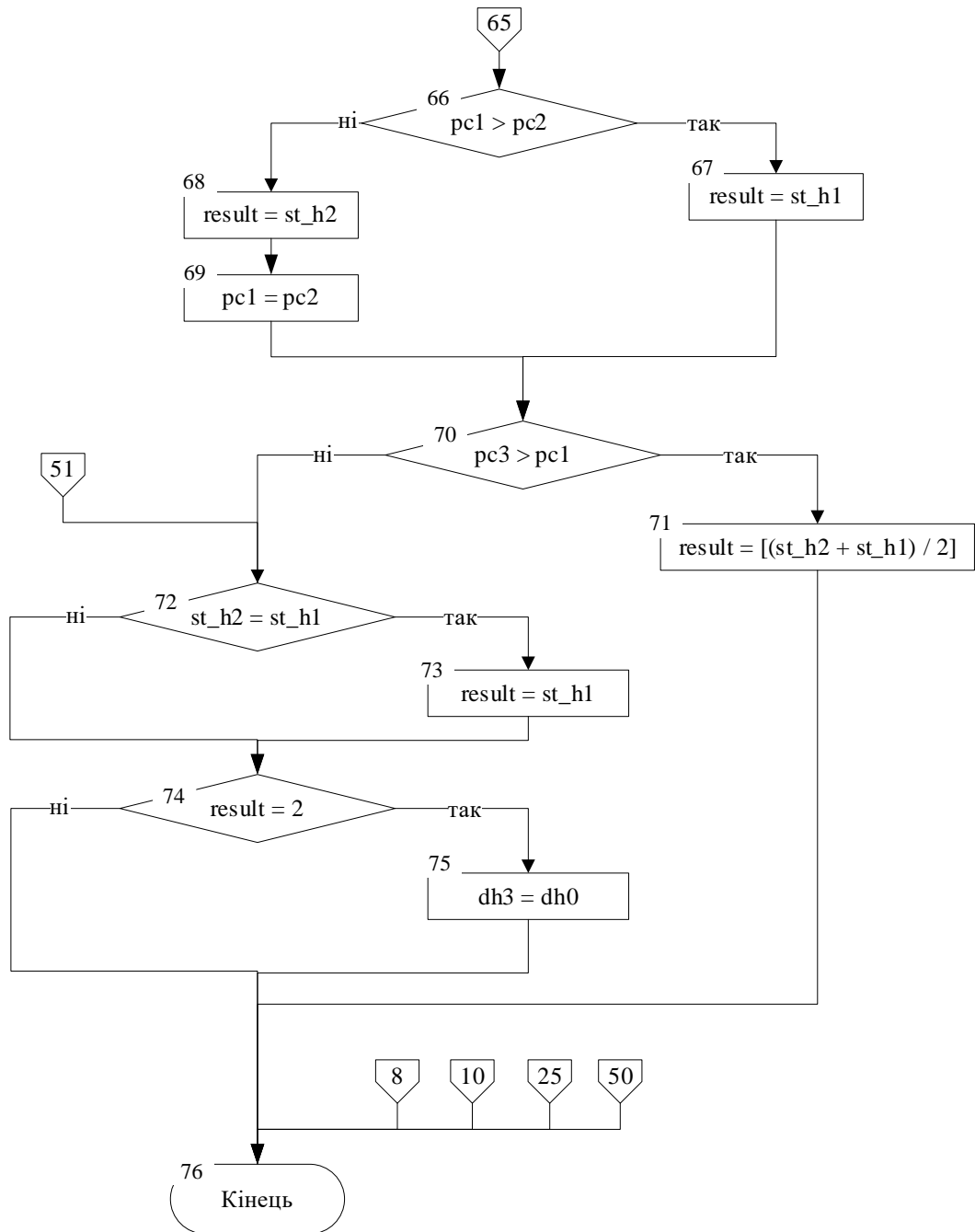




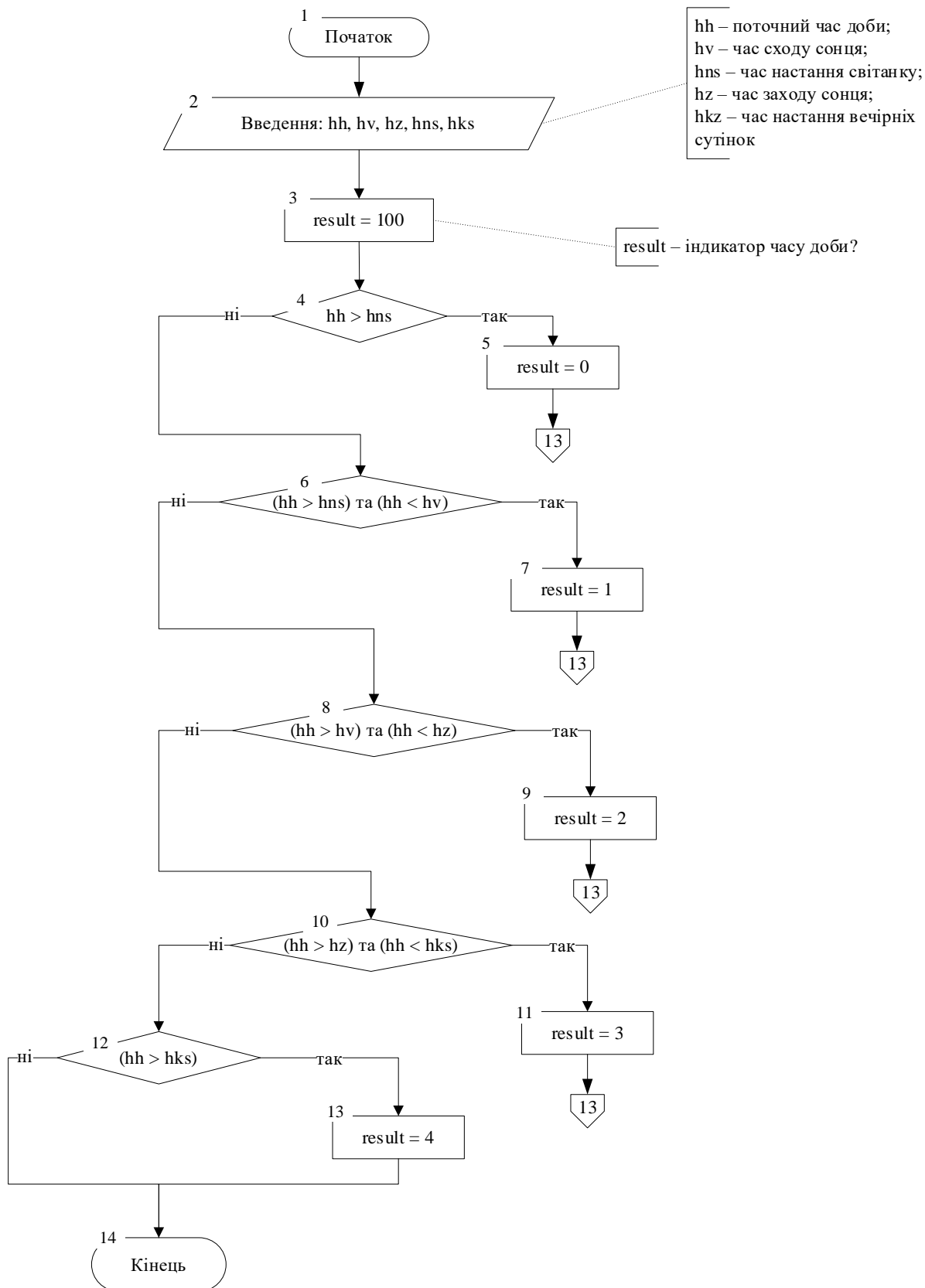




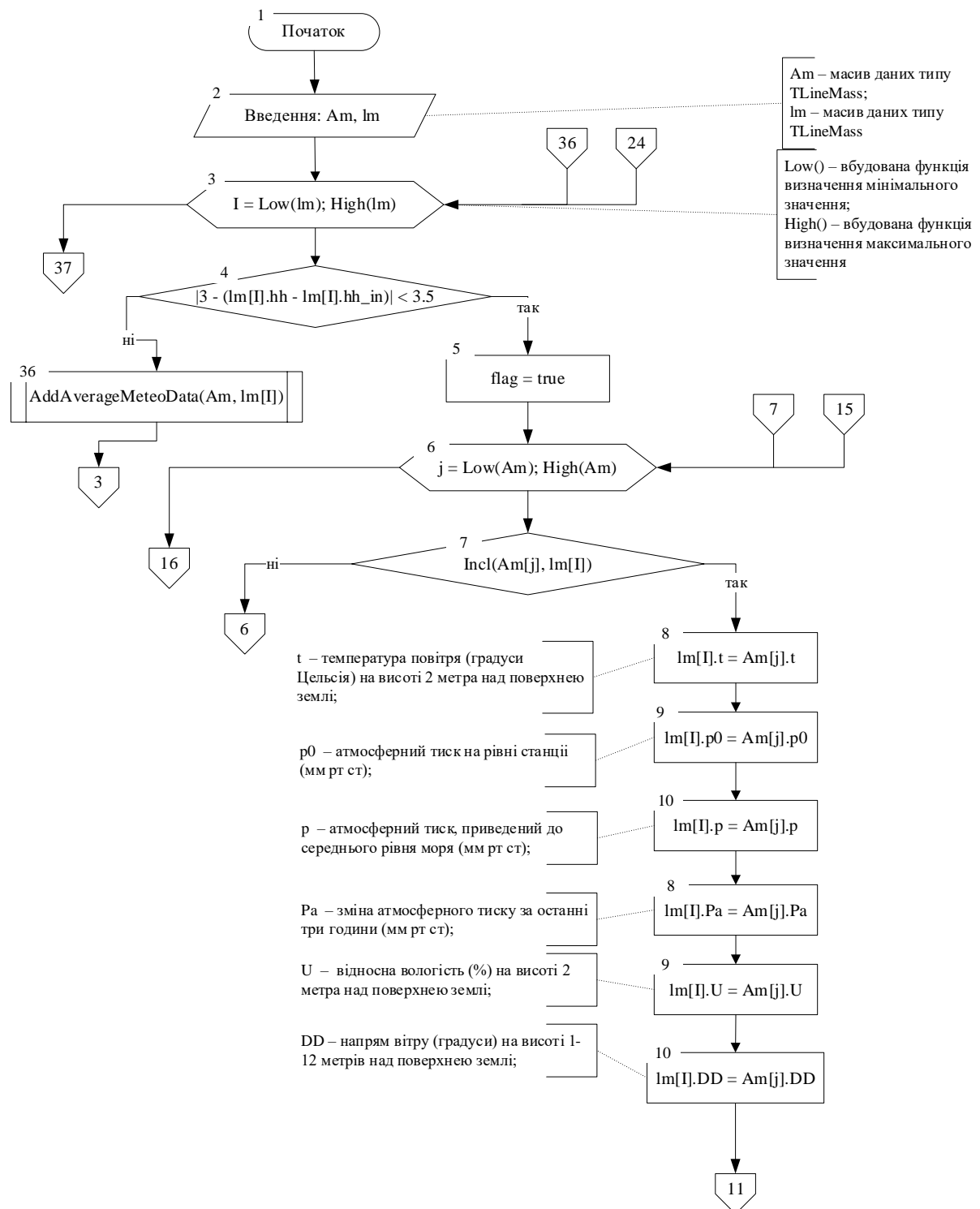


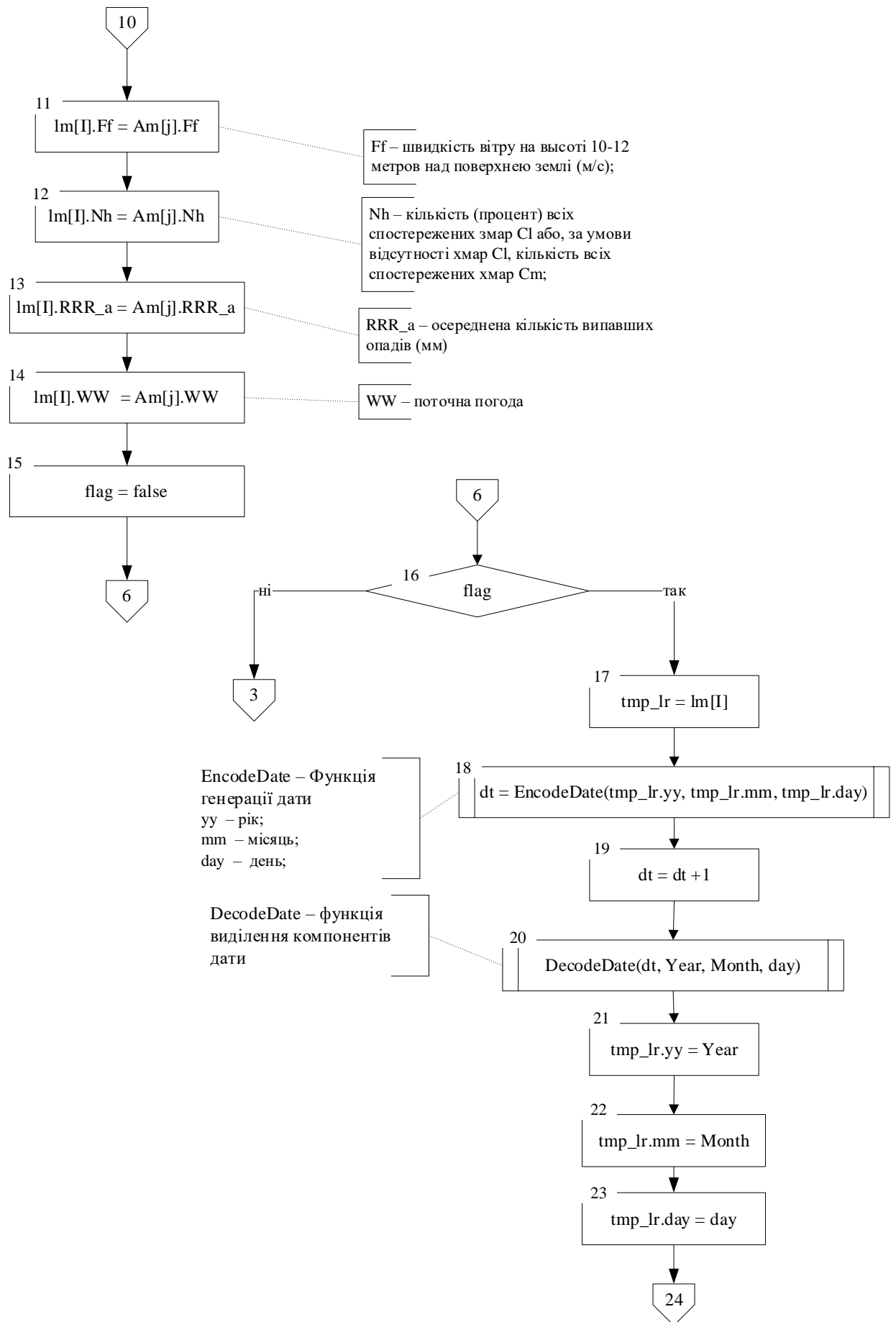


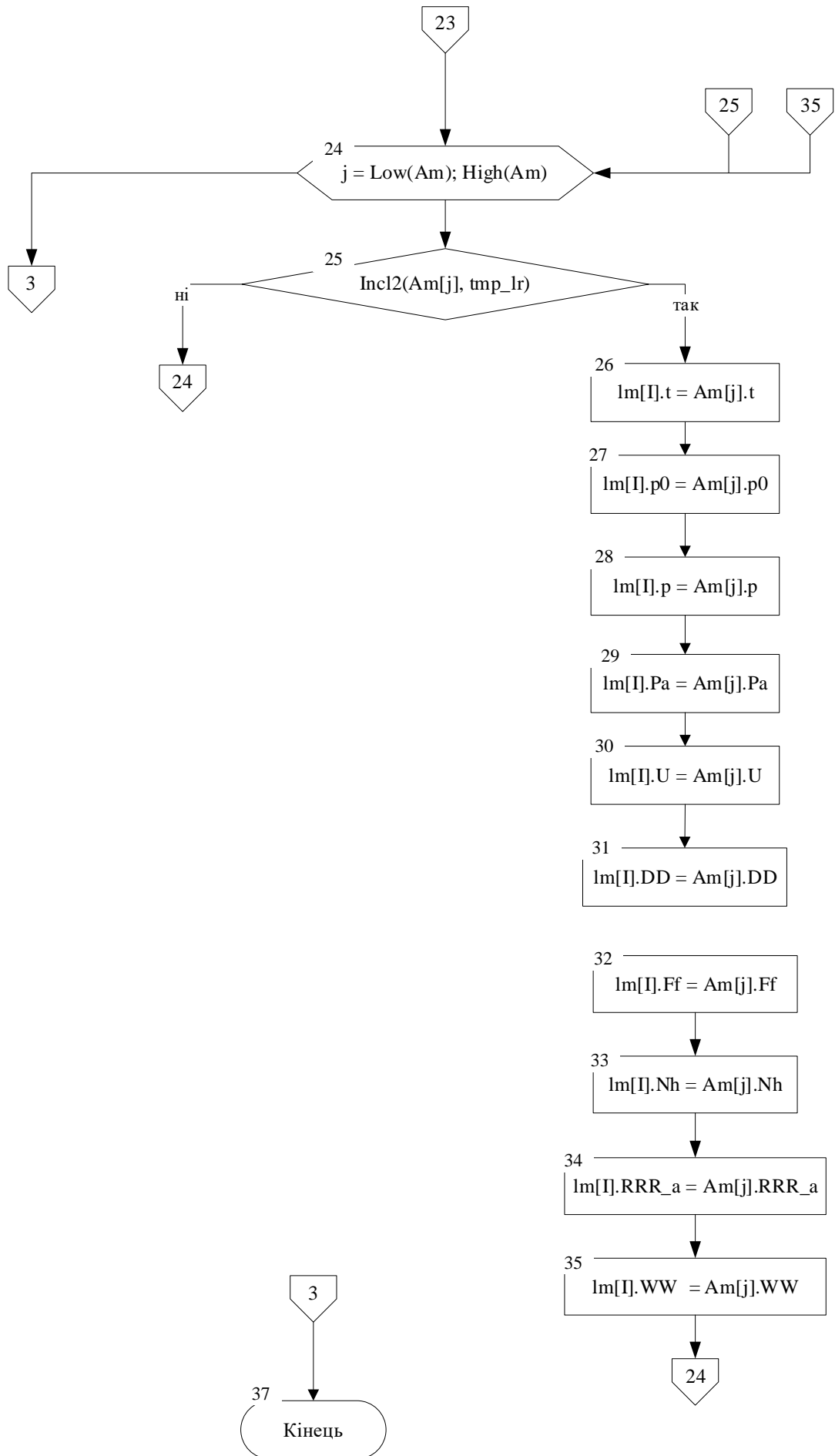
## 2.6 Алгоритм підпрограми StateIlluminanceD4



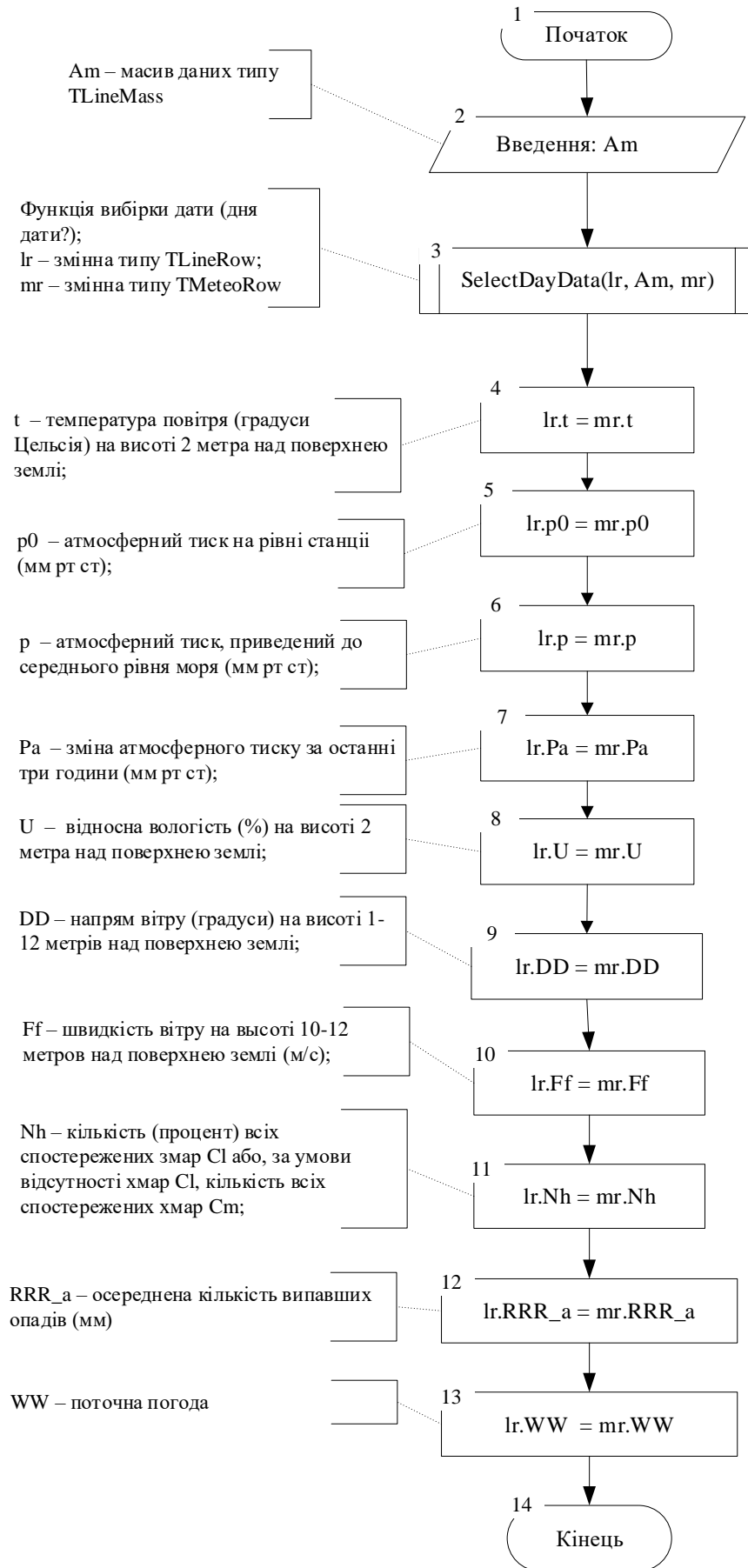
## 2.7 Алгоритм моделі обробки метеоданих



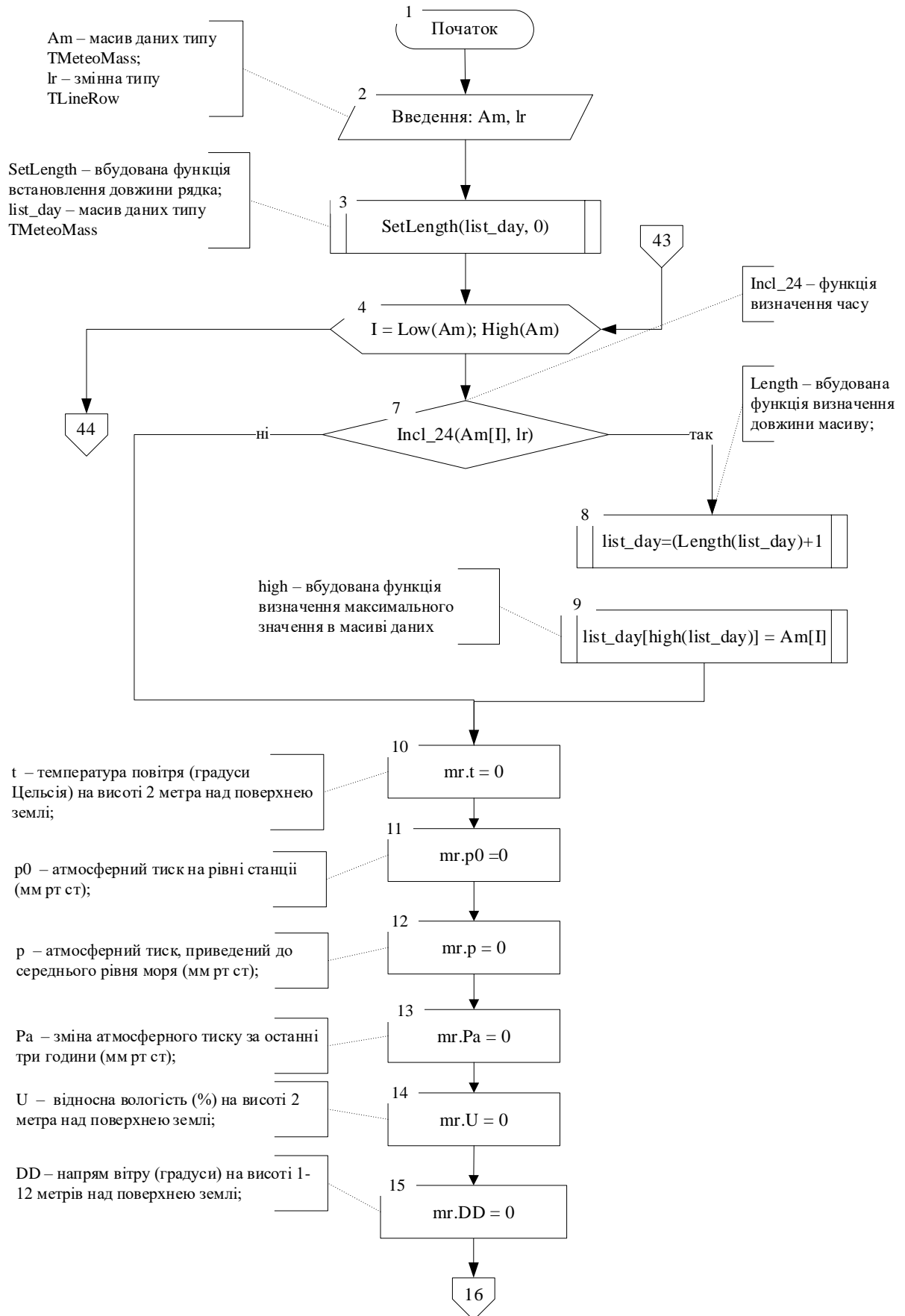


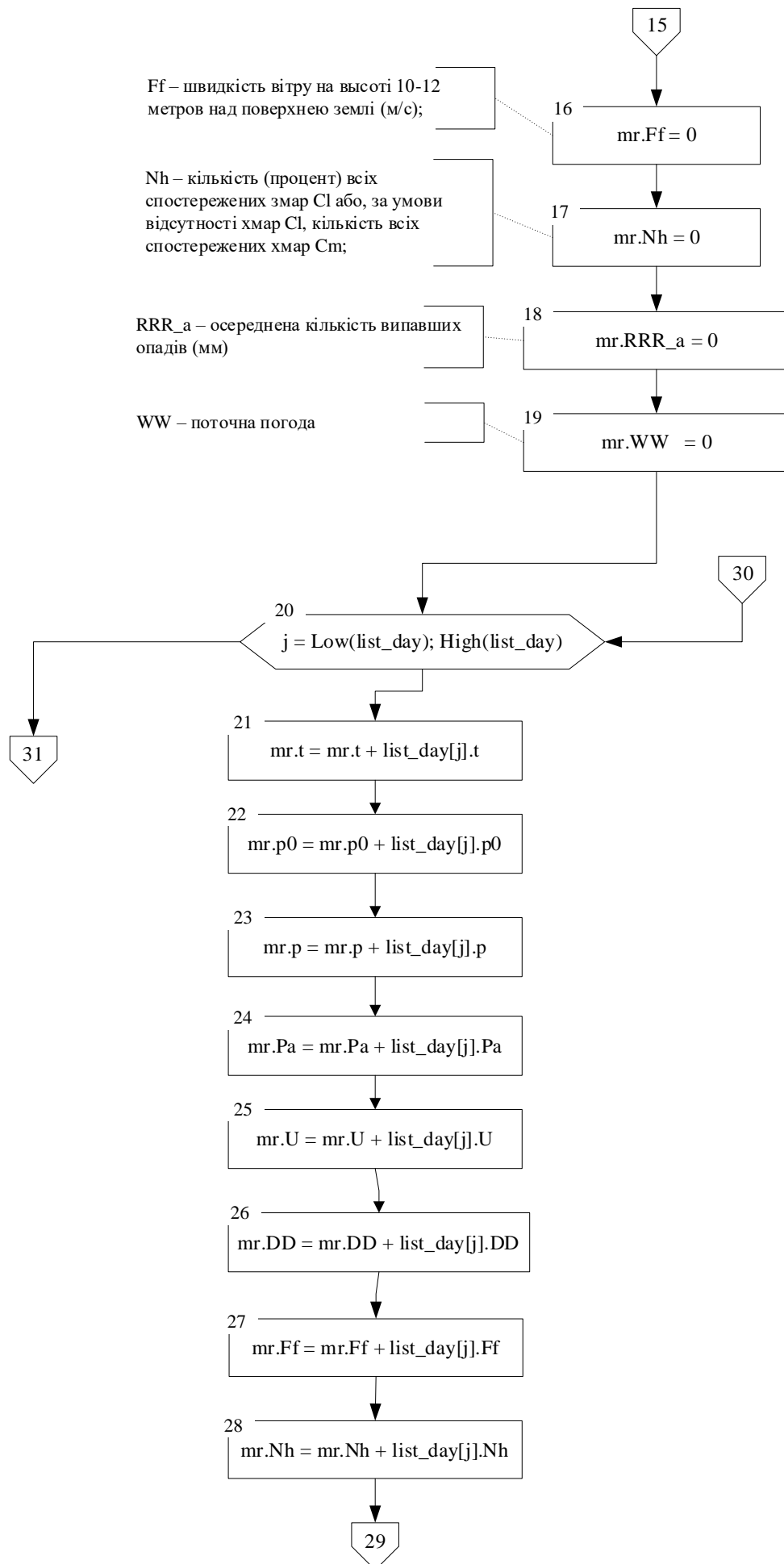


## 2.8 Алгоритм моделі додавання усереднених даних

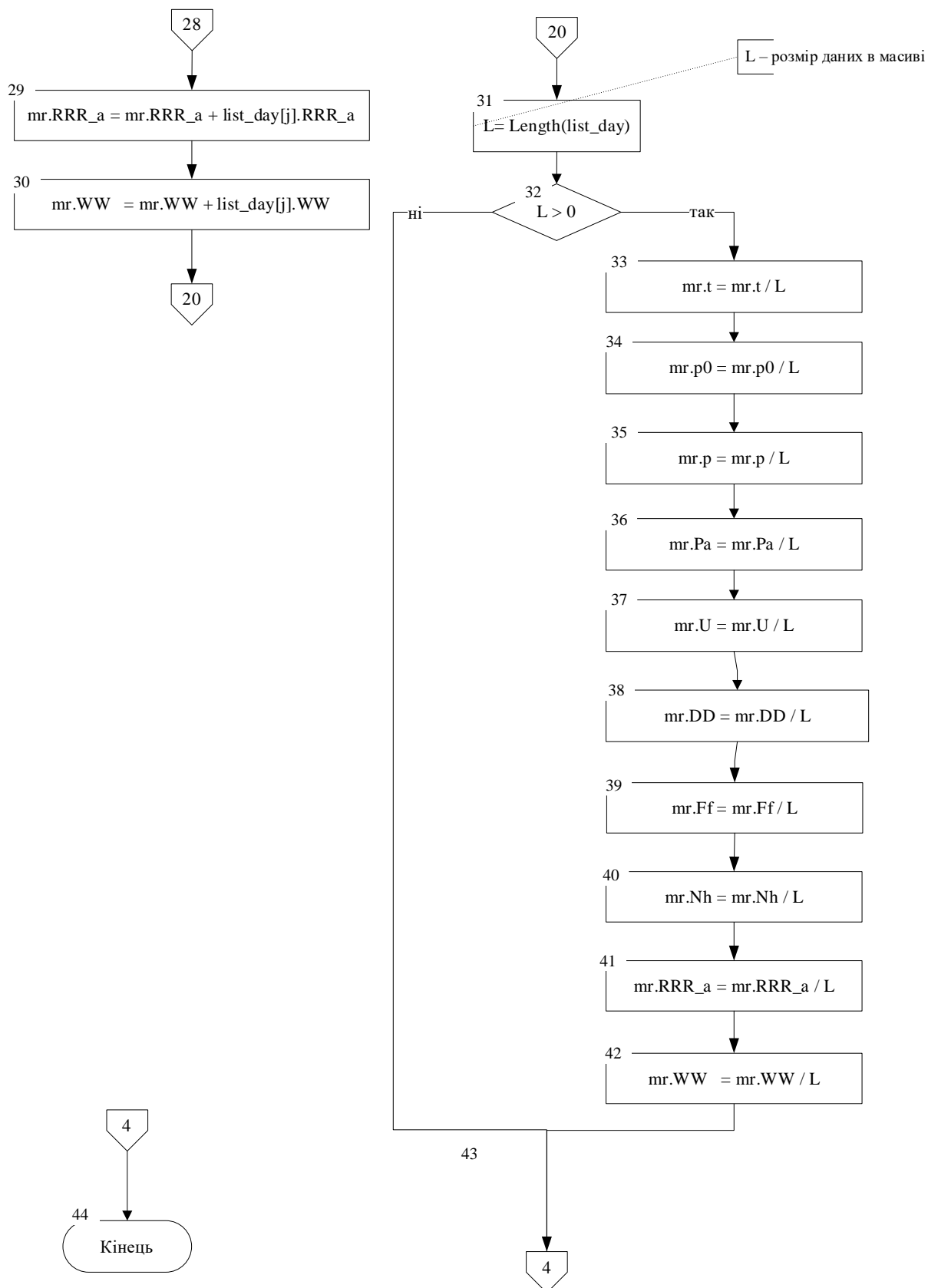


## 2.9 Алгоритм підпрограми SelectDayData

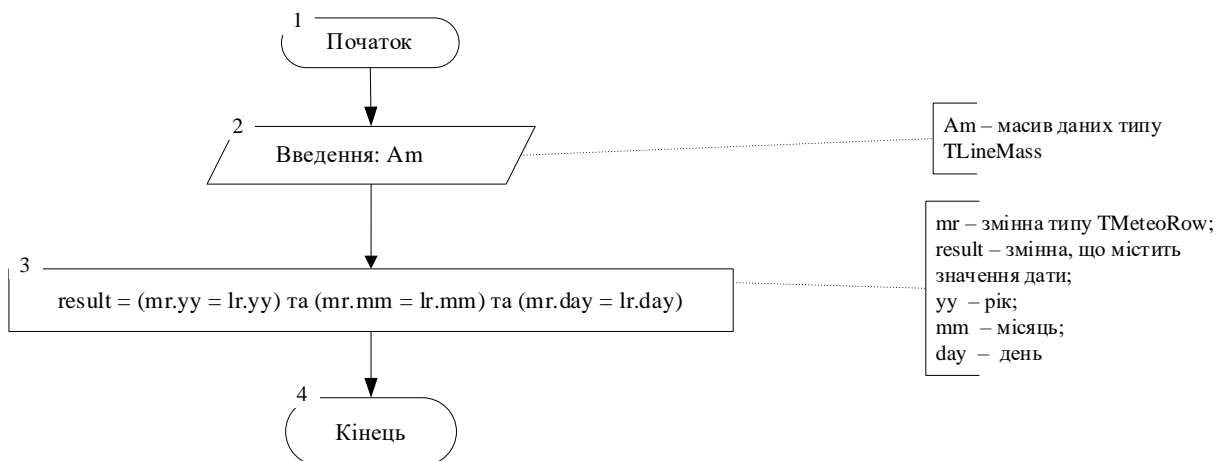




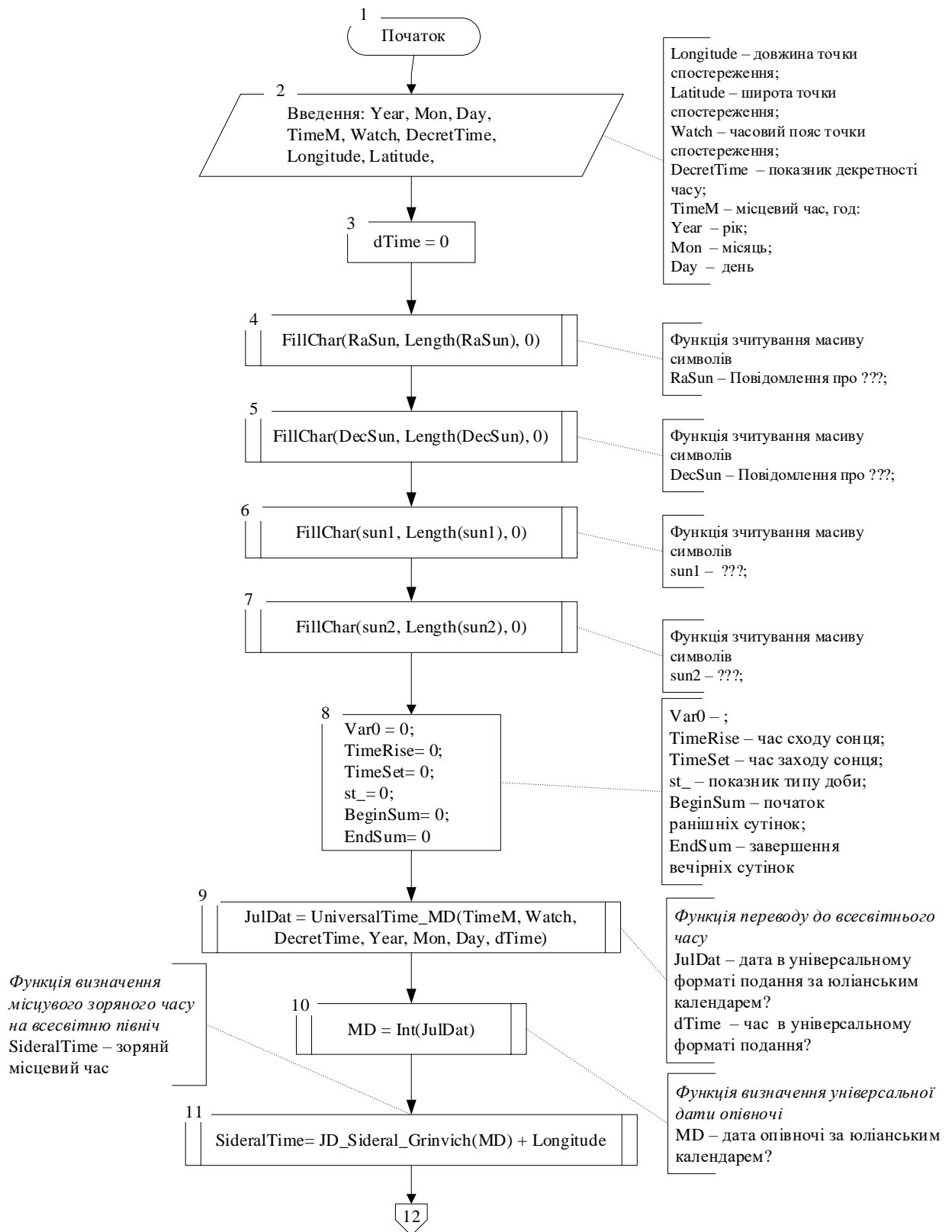


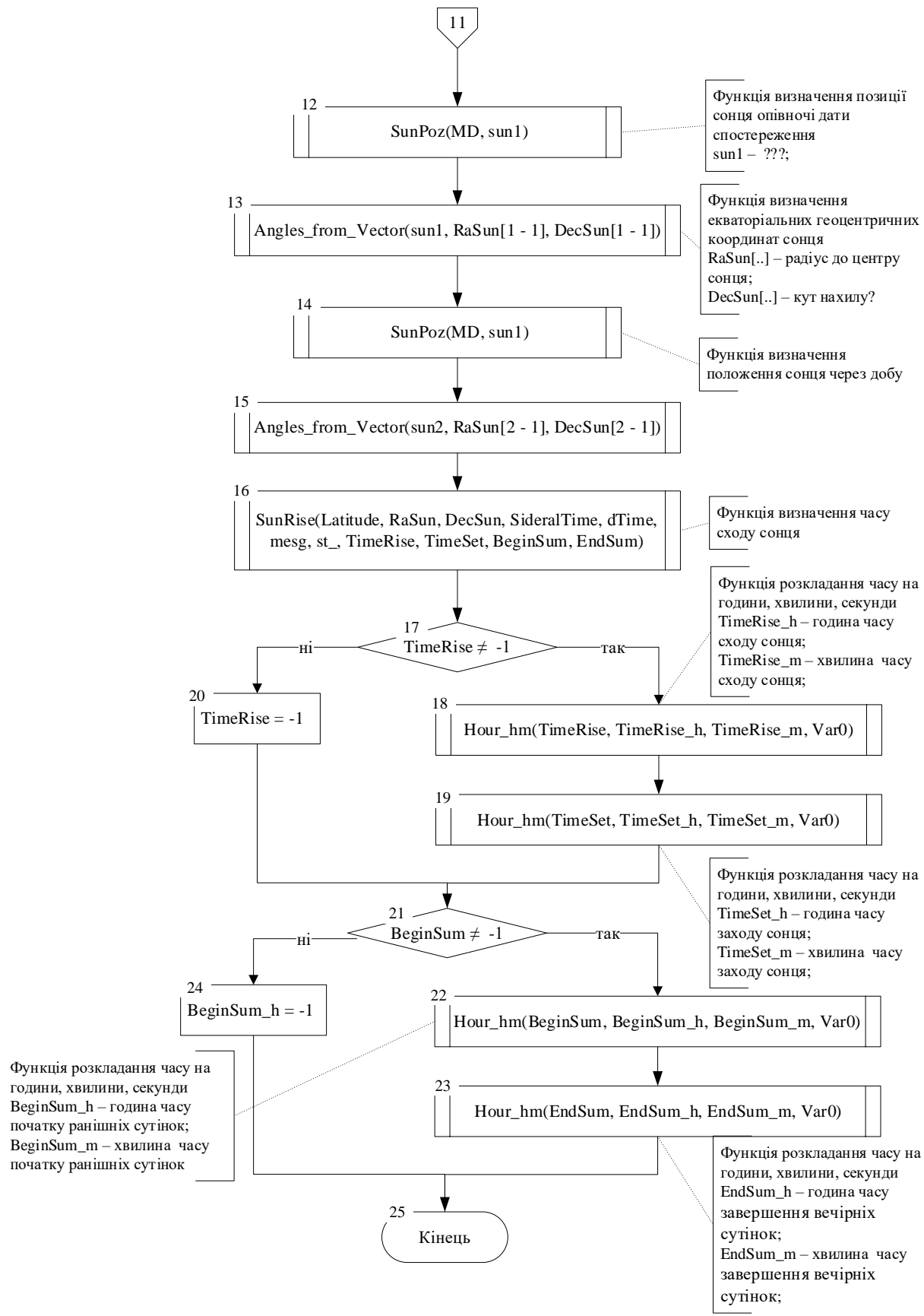


## 2.10 Алгоритм підпрограми Incl\_24

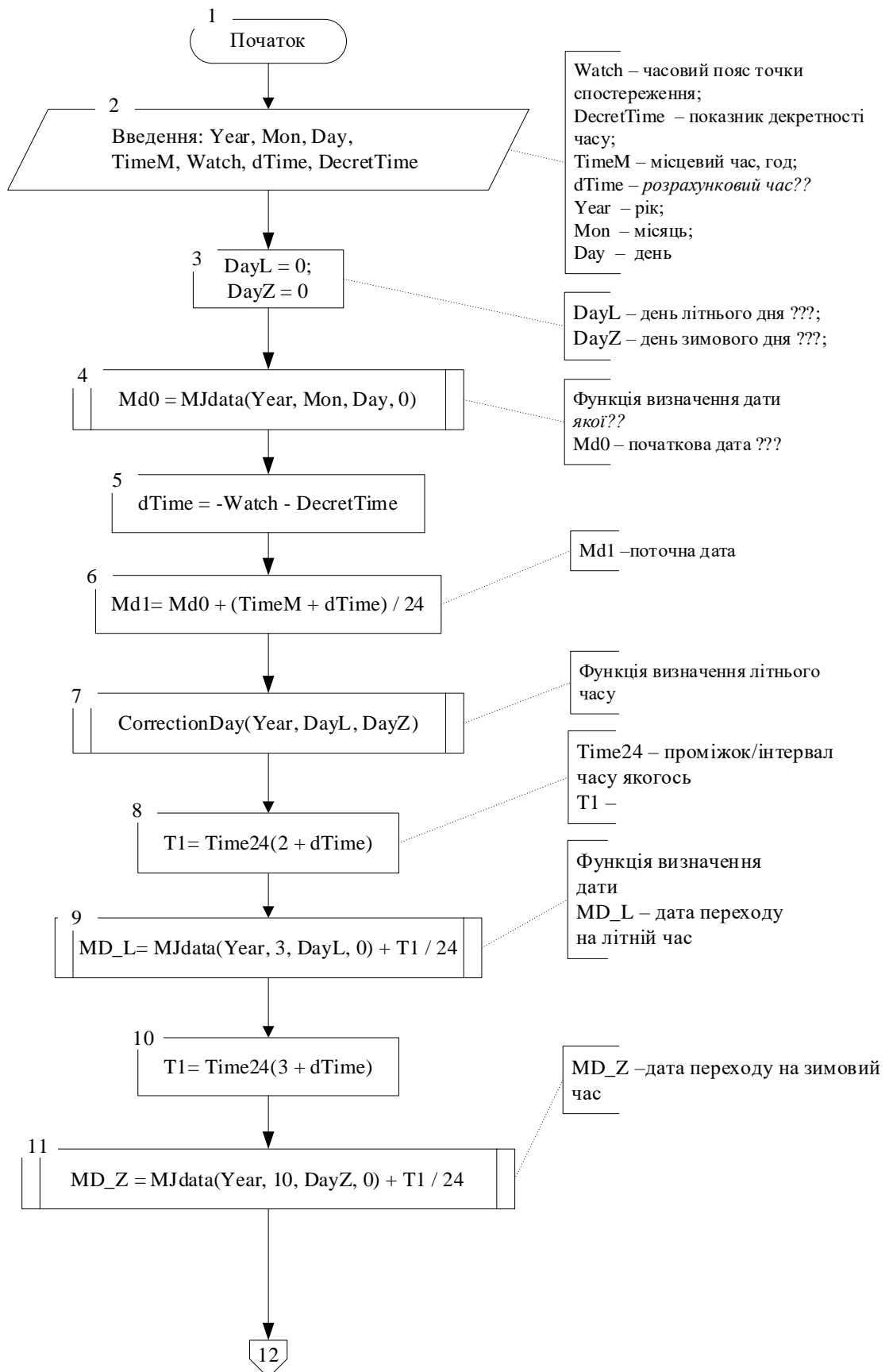


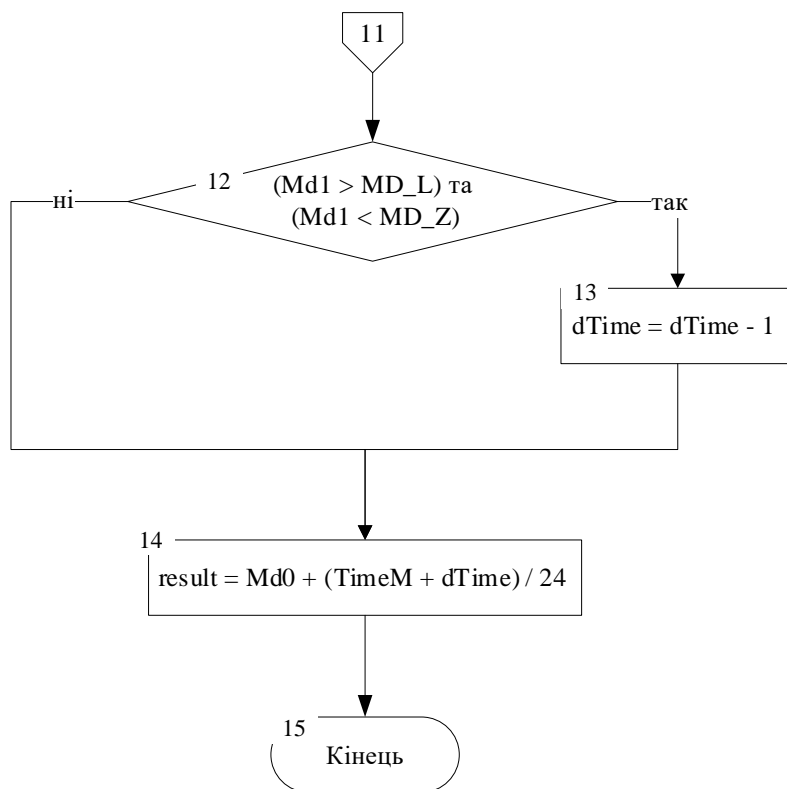
## 2.11 Алгоритм моделі визначення параметрів руху Сонця у точці з заданими географічними координатами



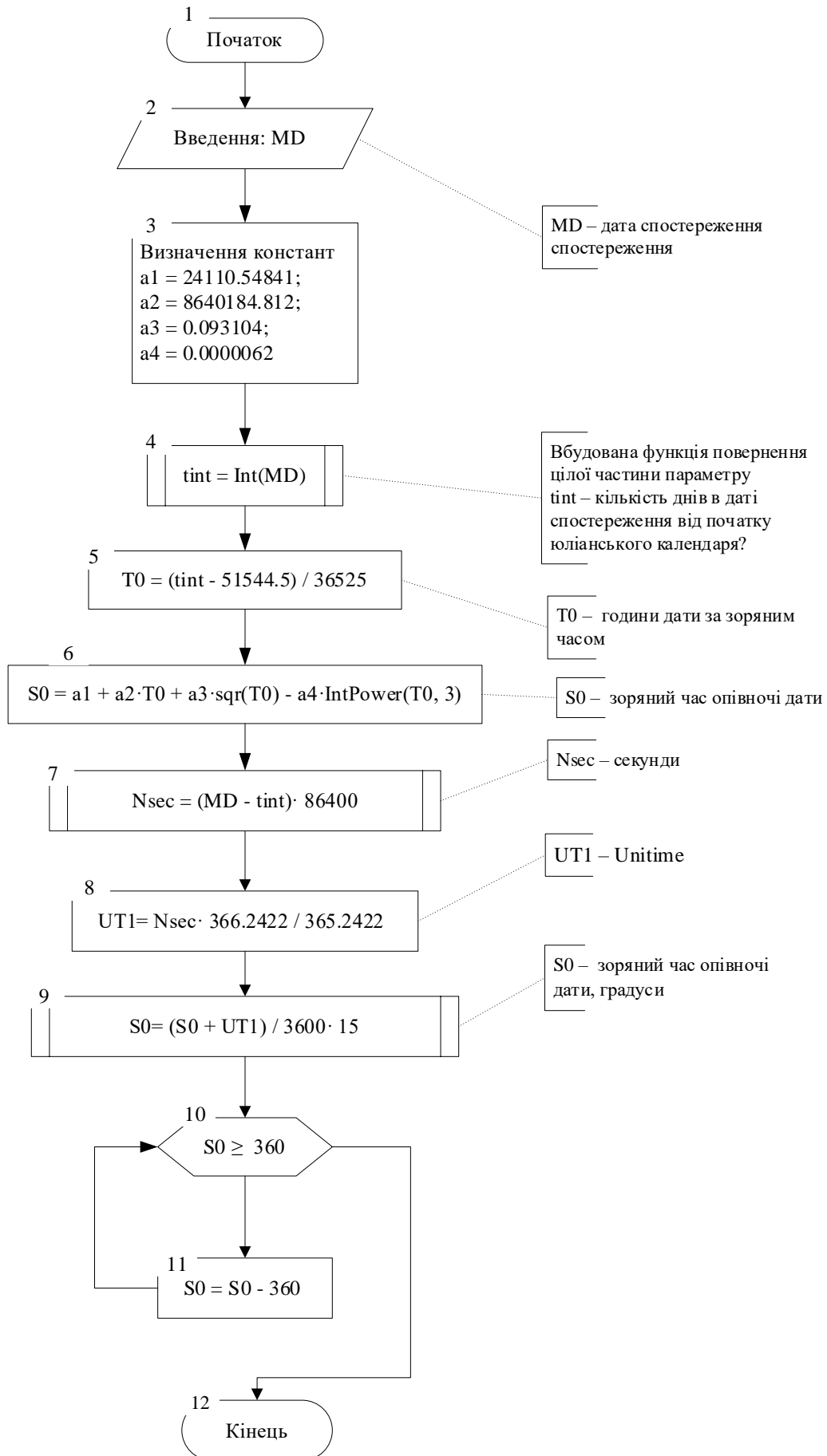


## 2.12 Алгоритм переходу до всесвітнього зоряного часу



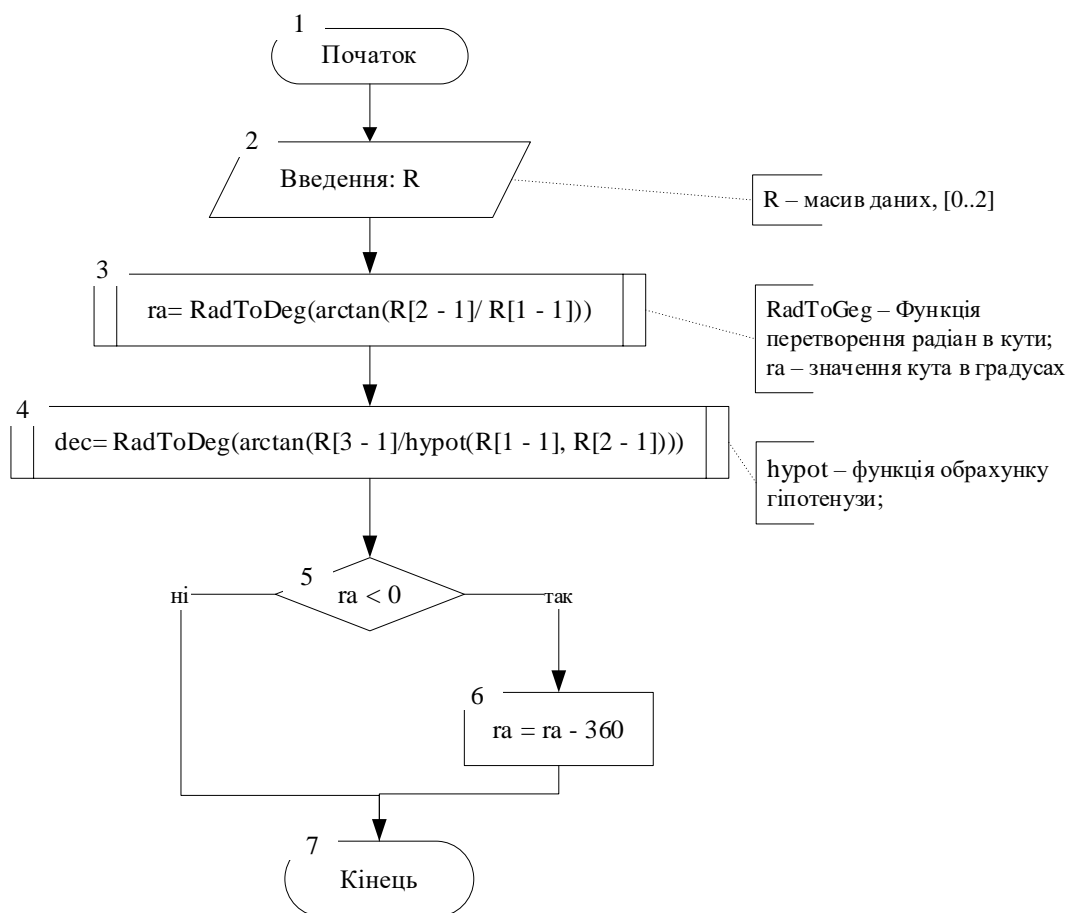


## 2.14 Алгоритм розрахунку зоряного часу



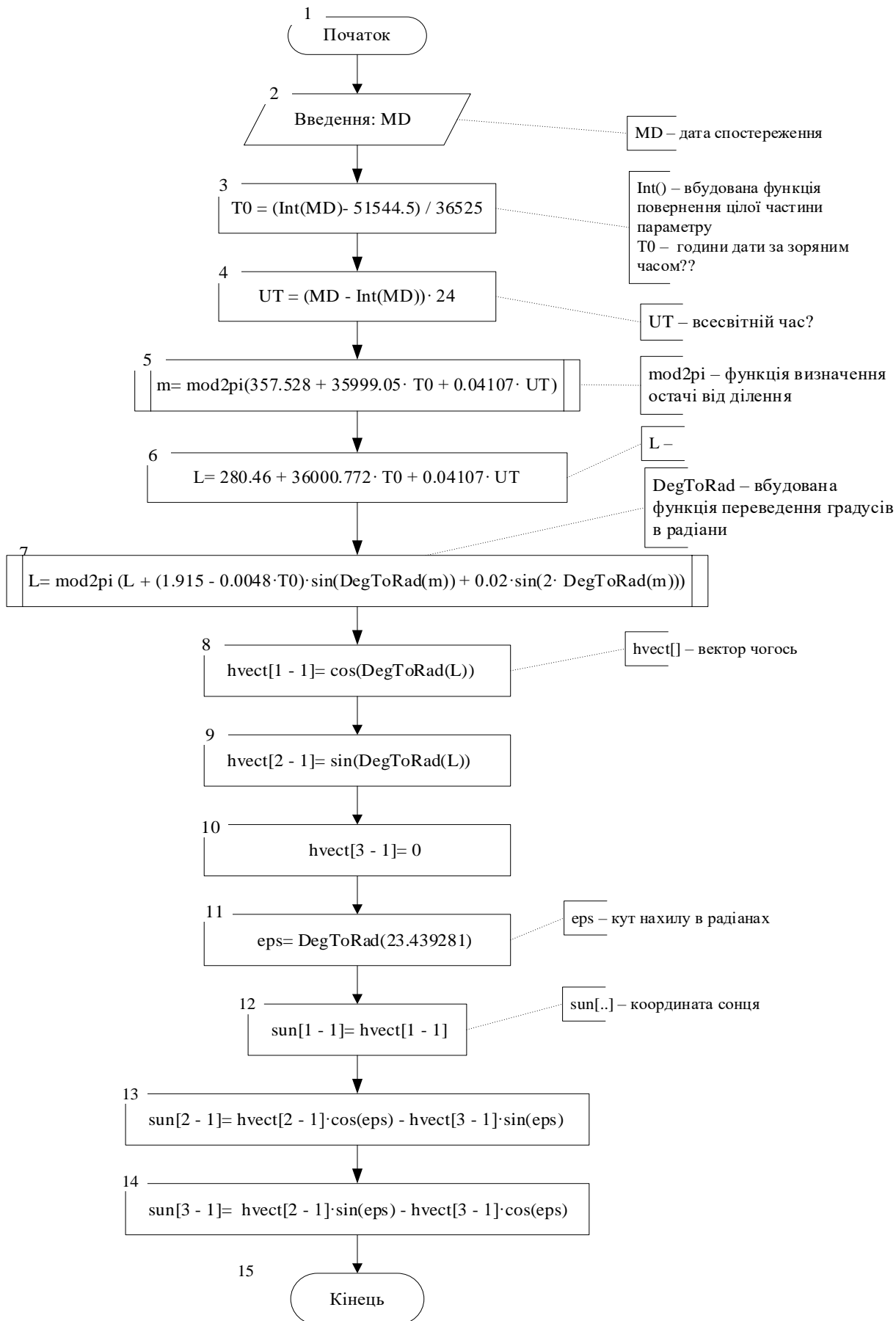
## 2.15 Алгоритм визначення екваторіальних геоцентричних координат

## Сонця

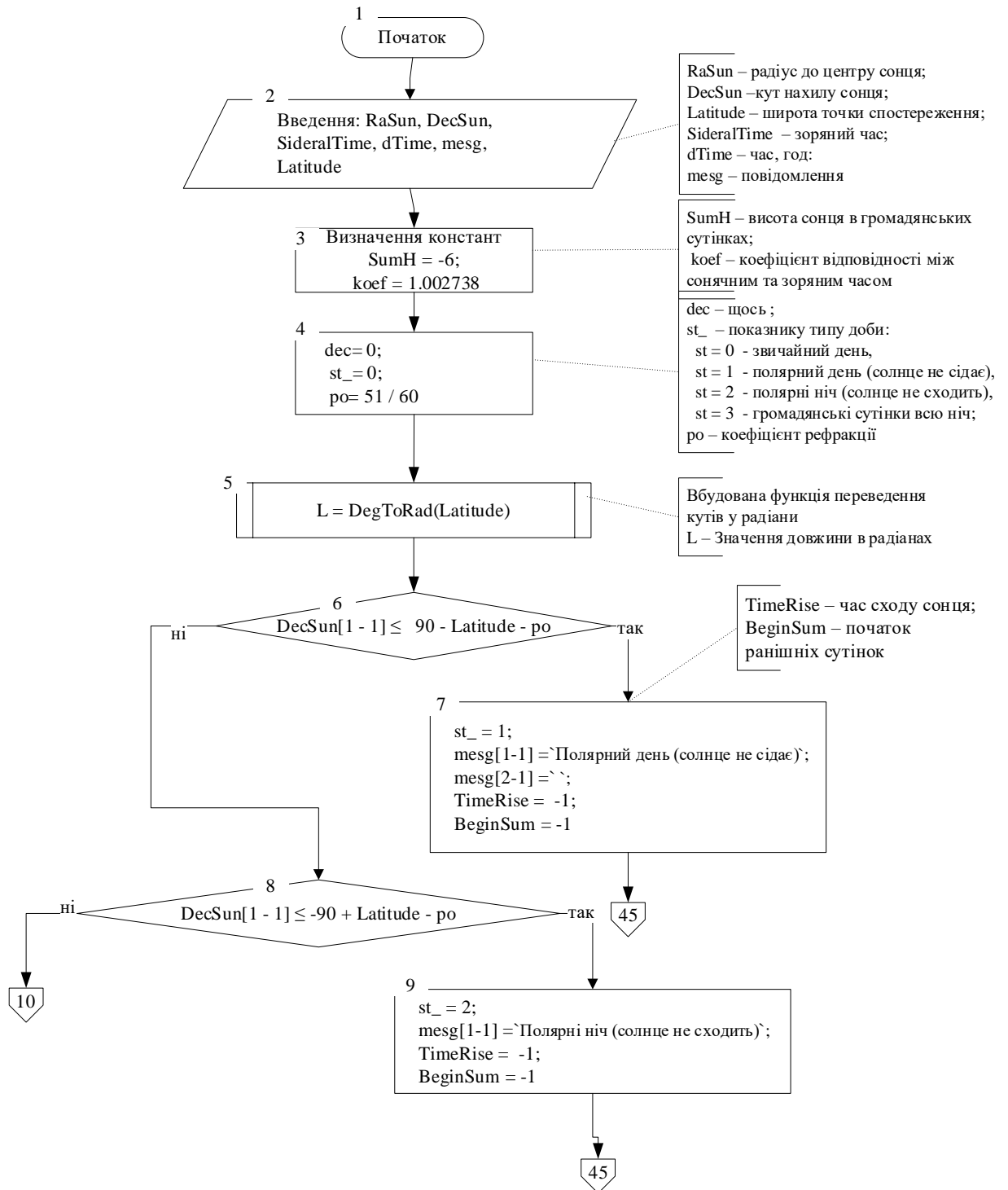


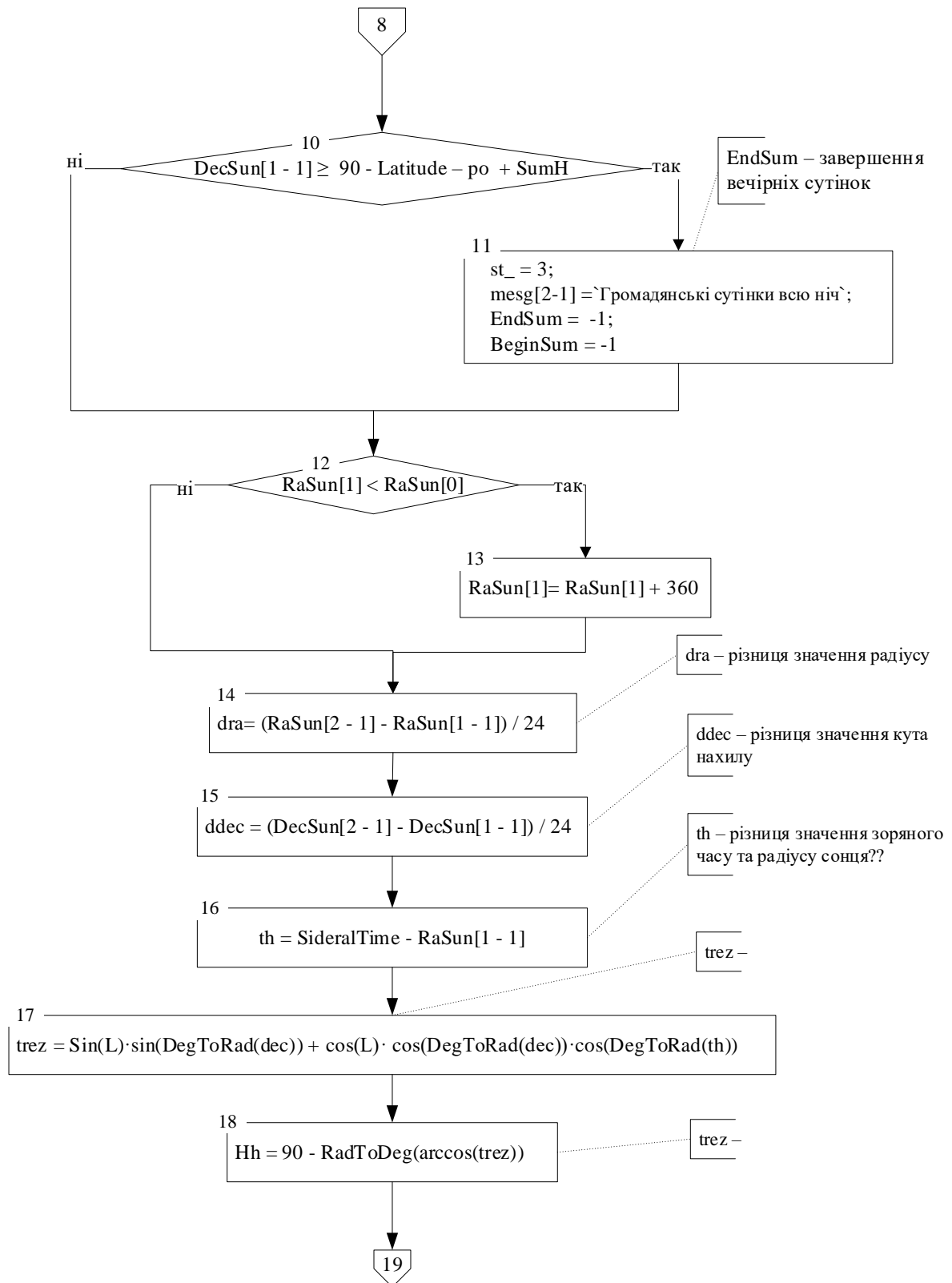


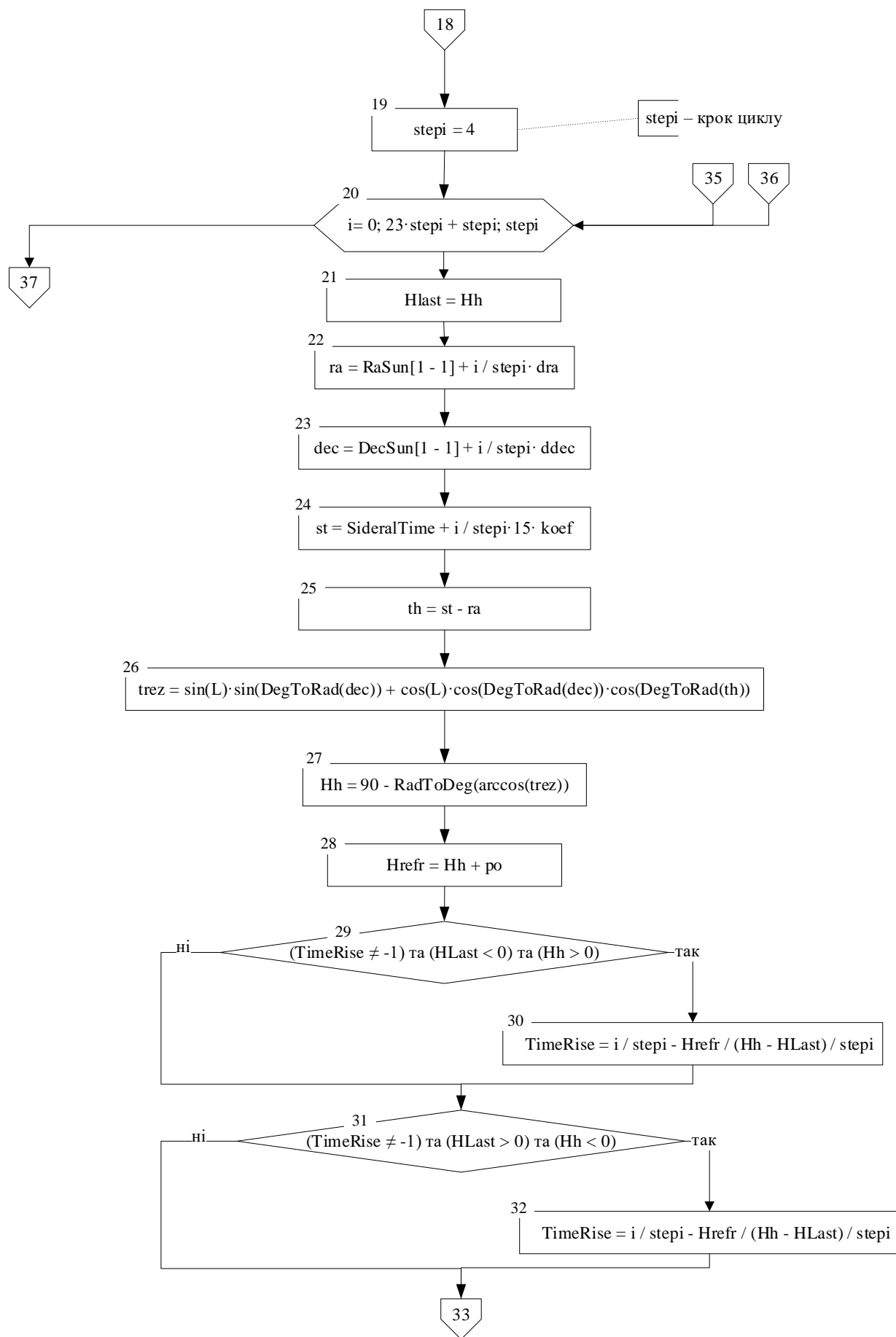
## 2.16 Алгоритм визначення екліптичних координат Сонця

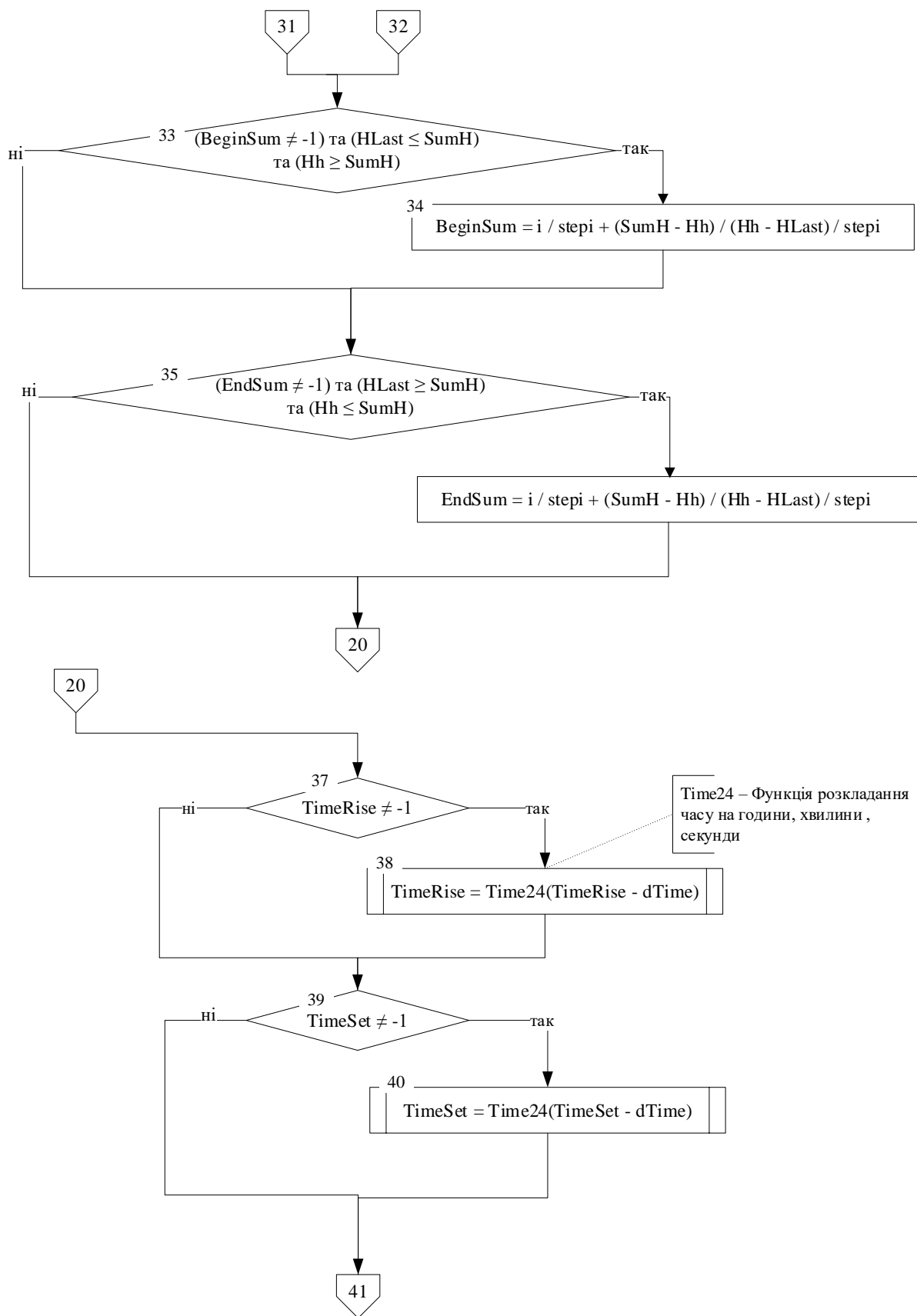


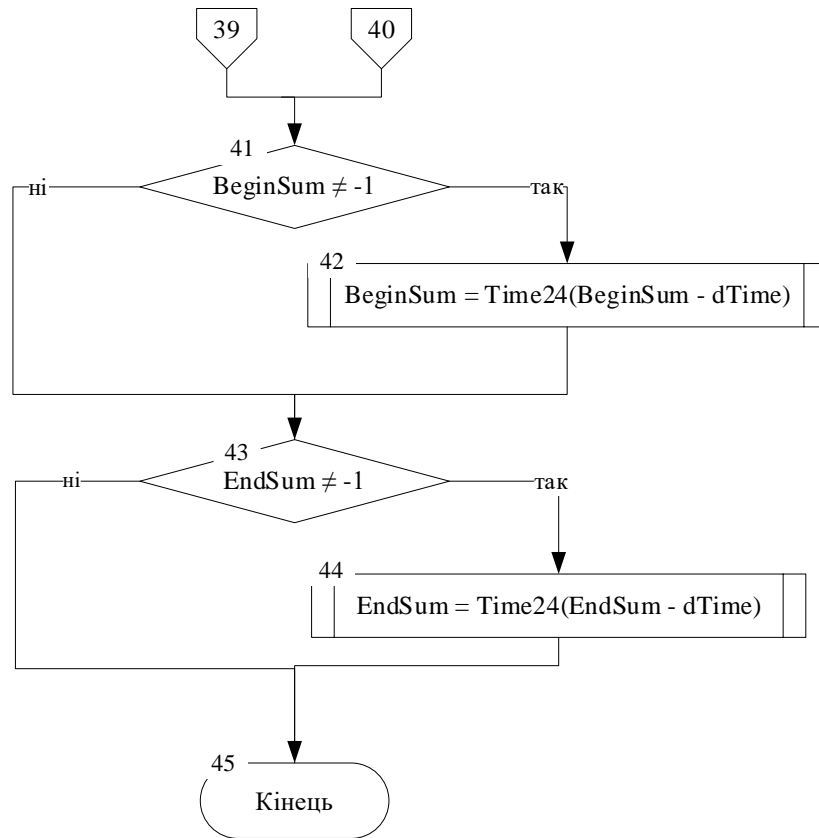
## 2.17 Алгоритм визначення часу сходу та заходу Сонця.



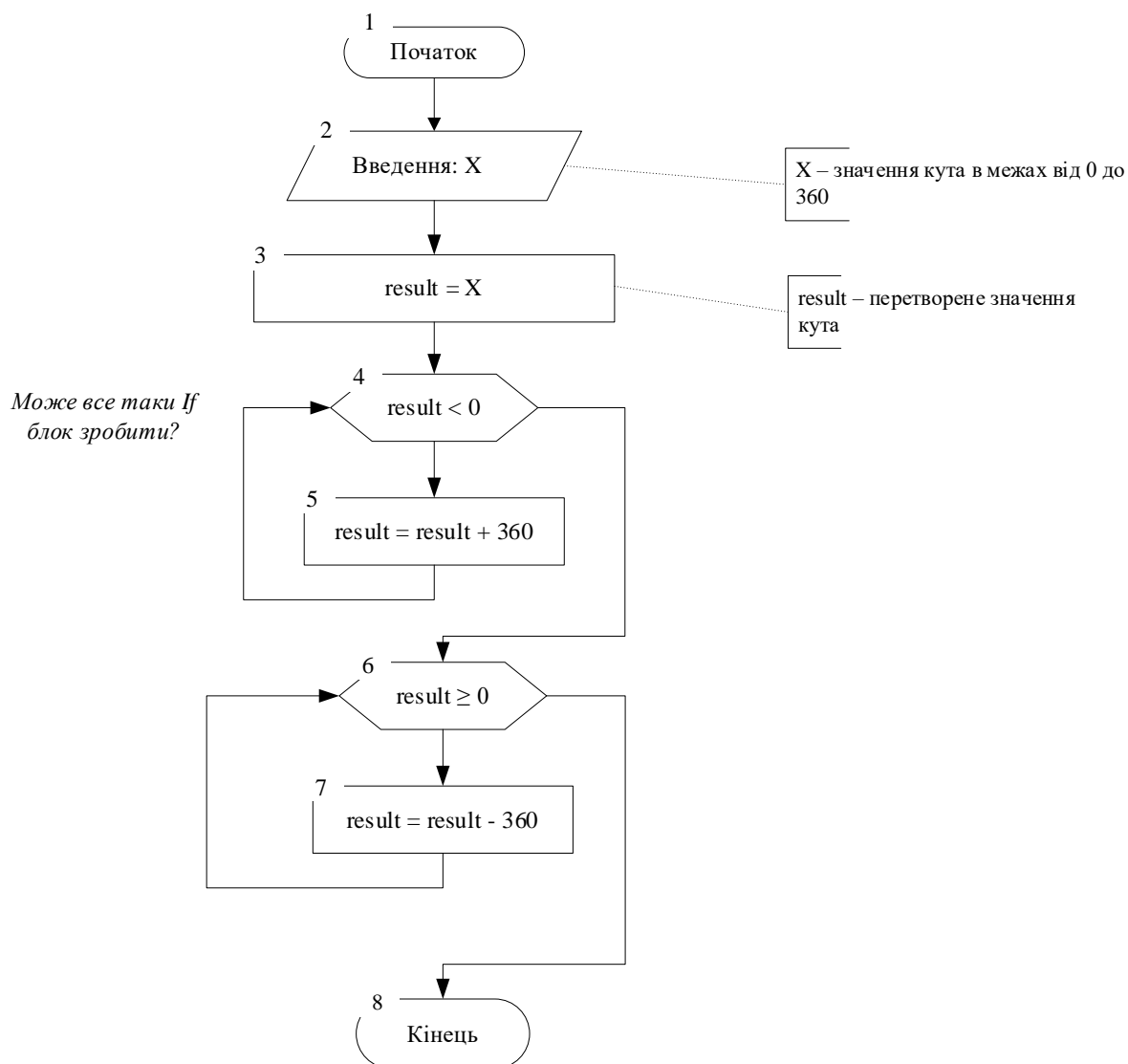




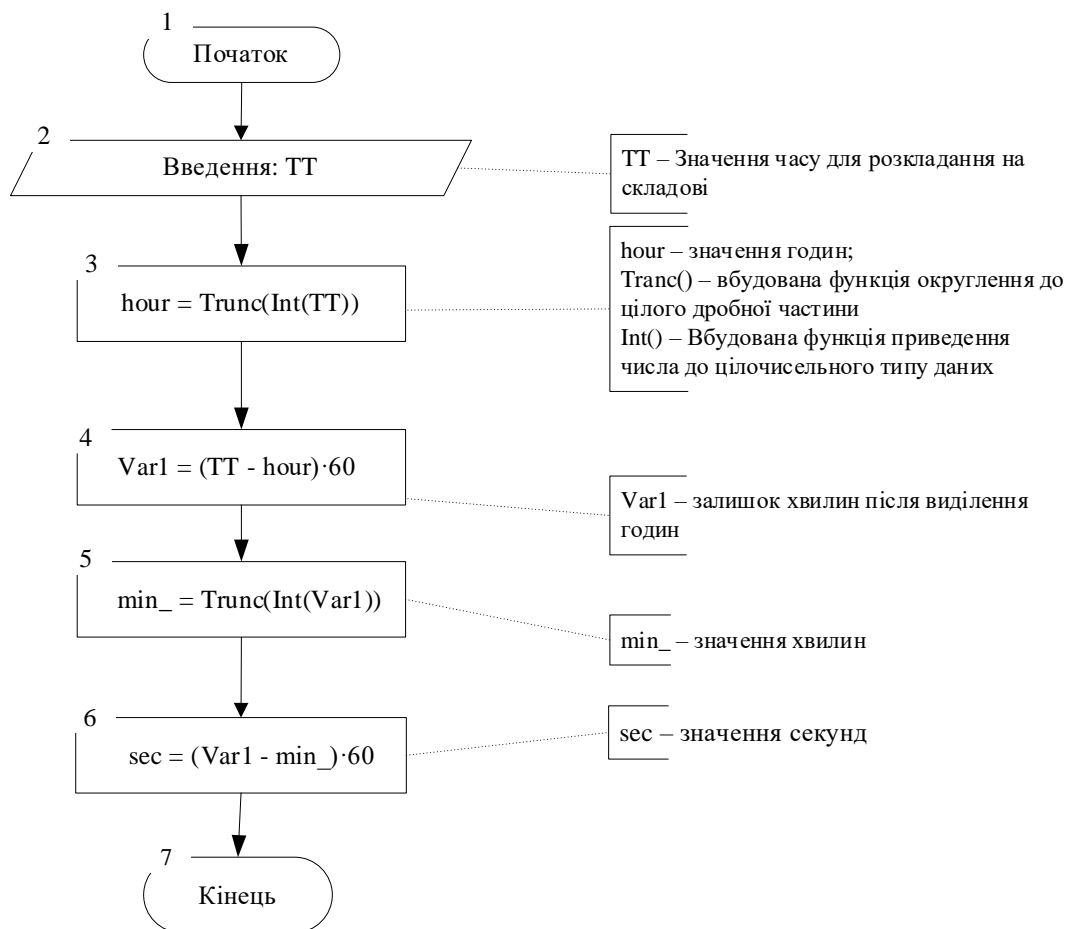




## 2.18 Алгоритм функції mod2pi

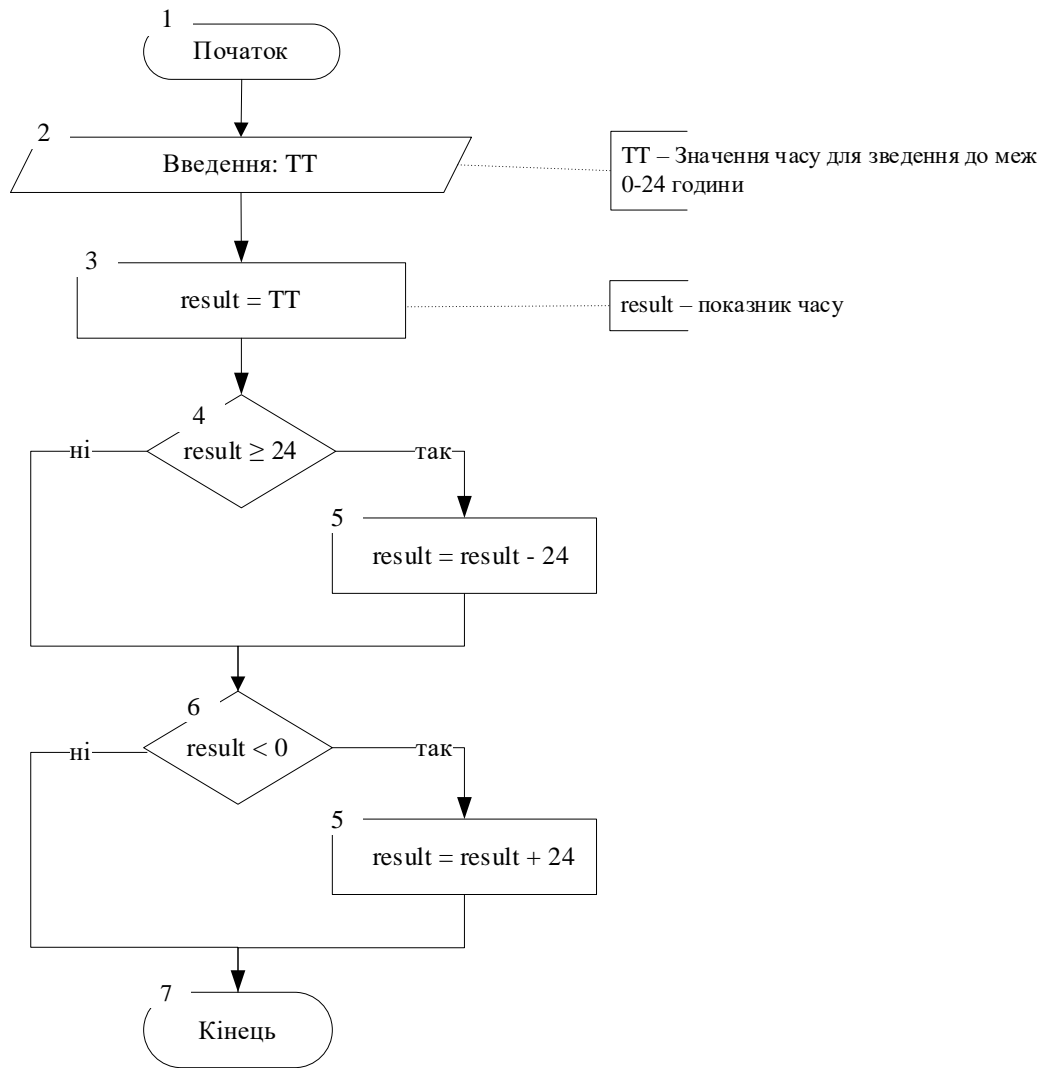


## 2.19 Алгоритм функції Hour\_hm

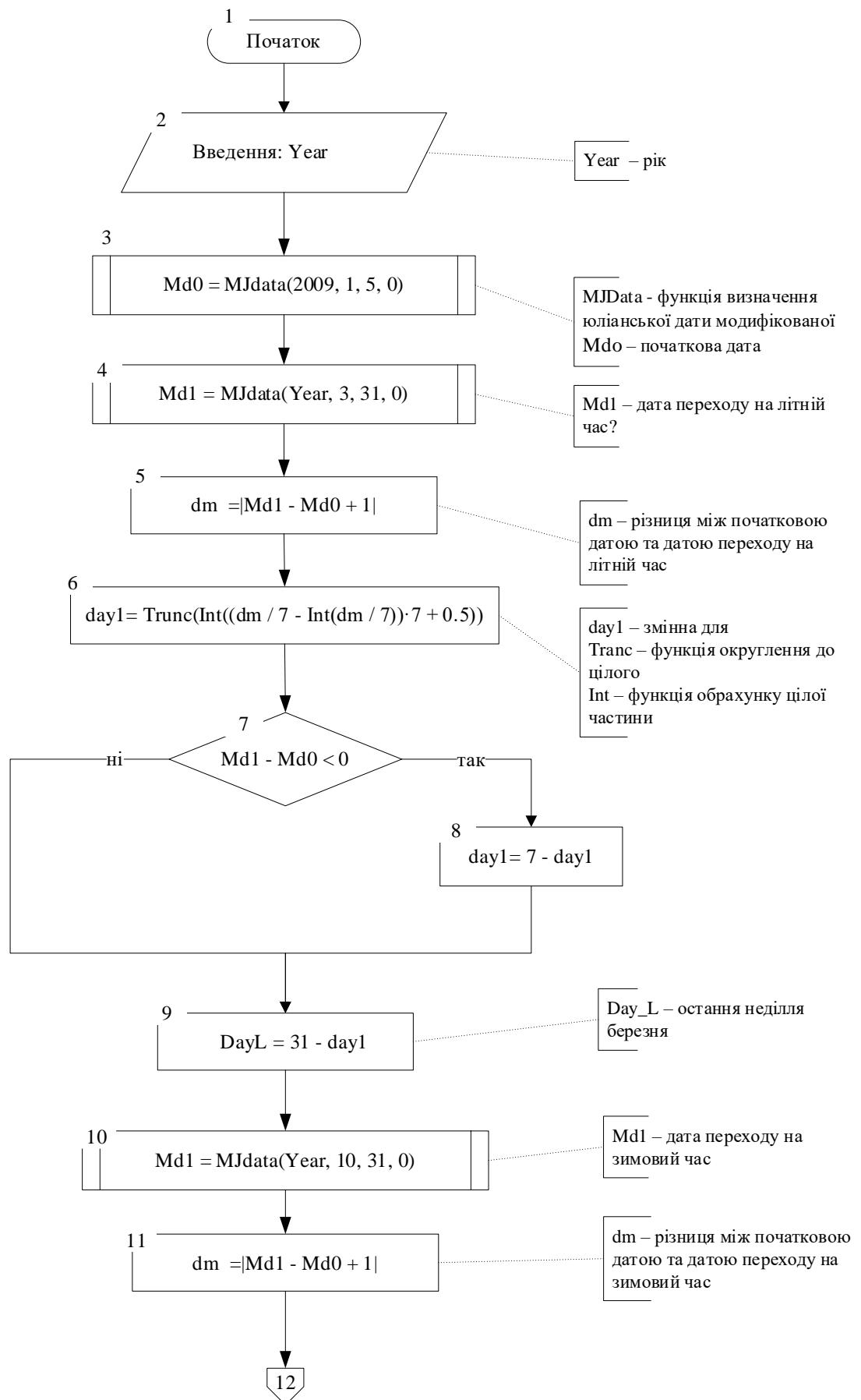


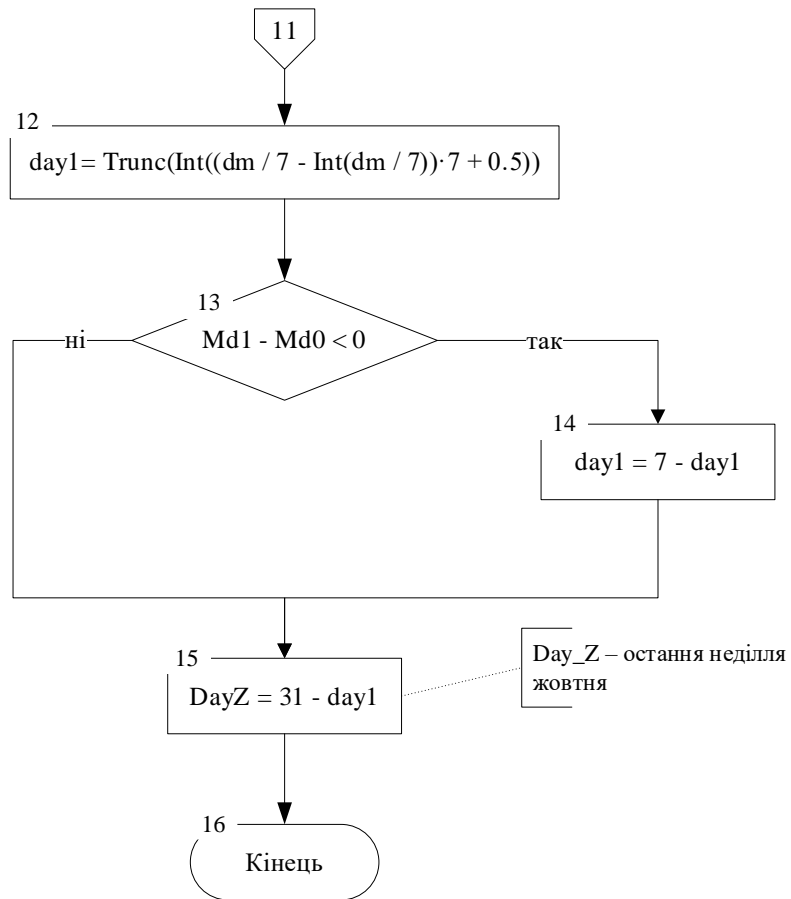


## 2.20 Алгоритм функції Time24

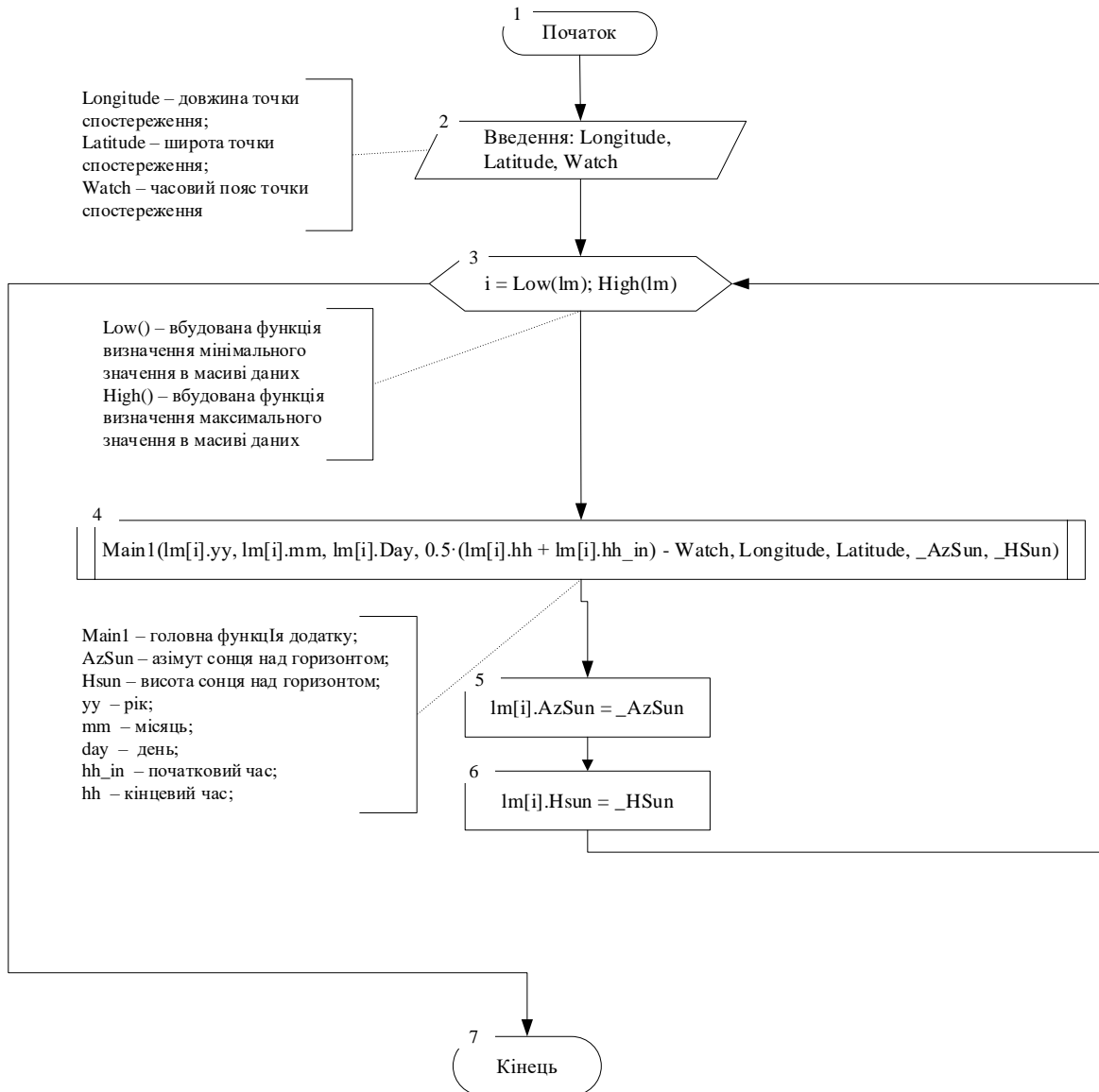


## 2.21 Алгоритм функції CorrectionDay

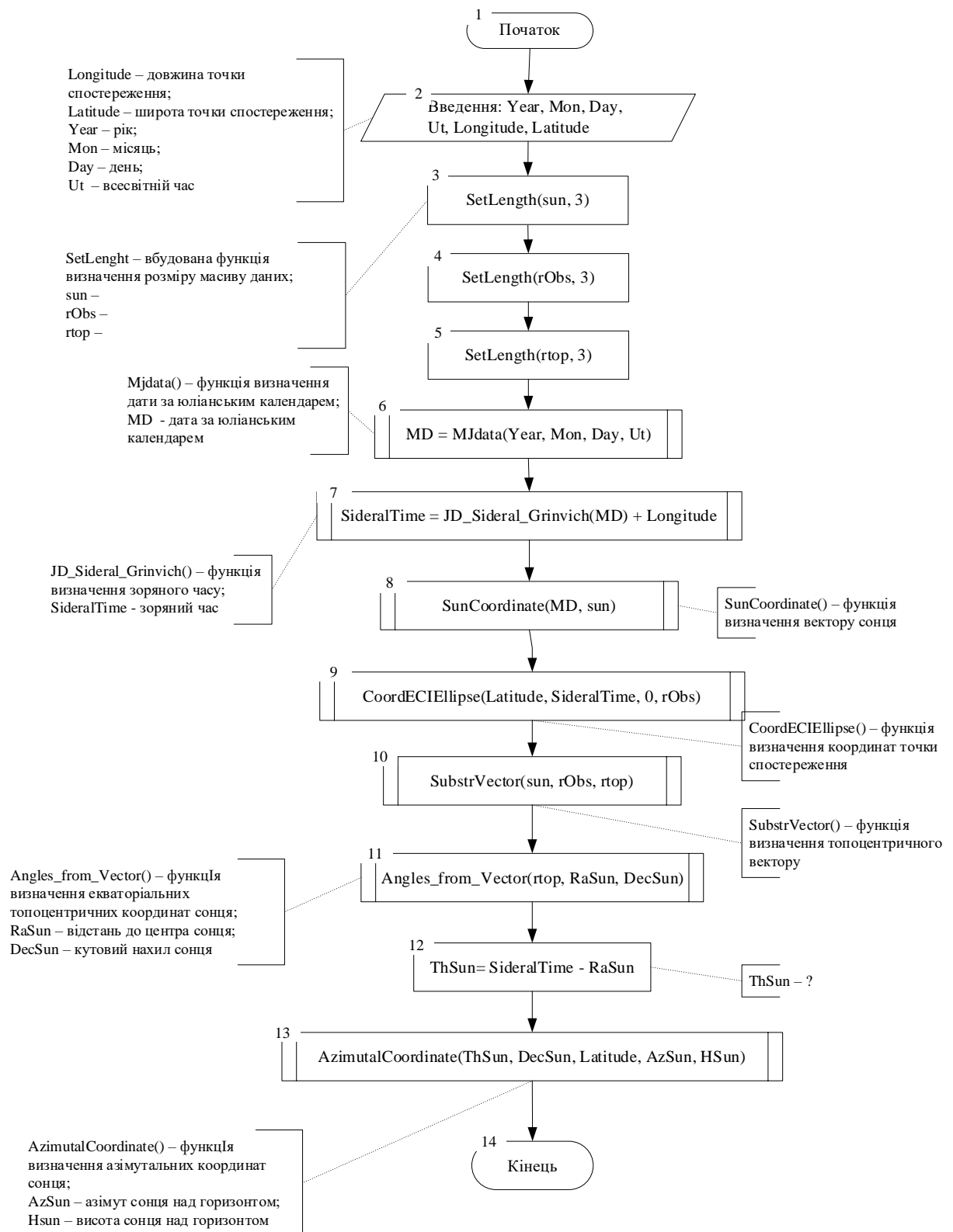




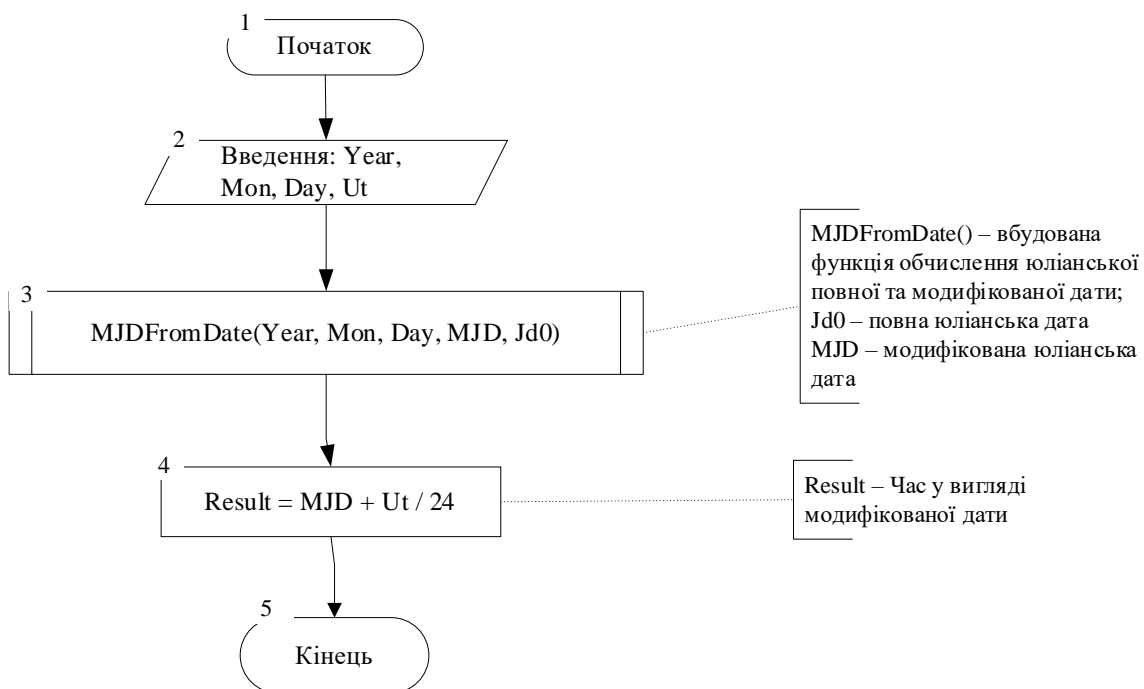
## 2.22 Алгоритм визначення азимуту та висоти Сонця у заданій точці та у заданий час



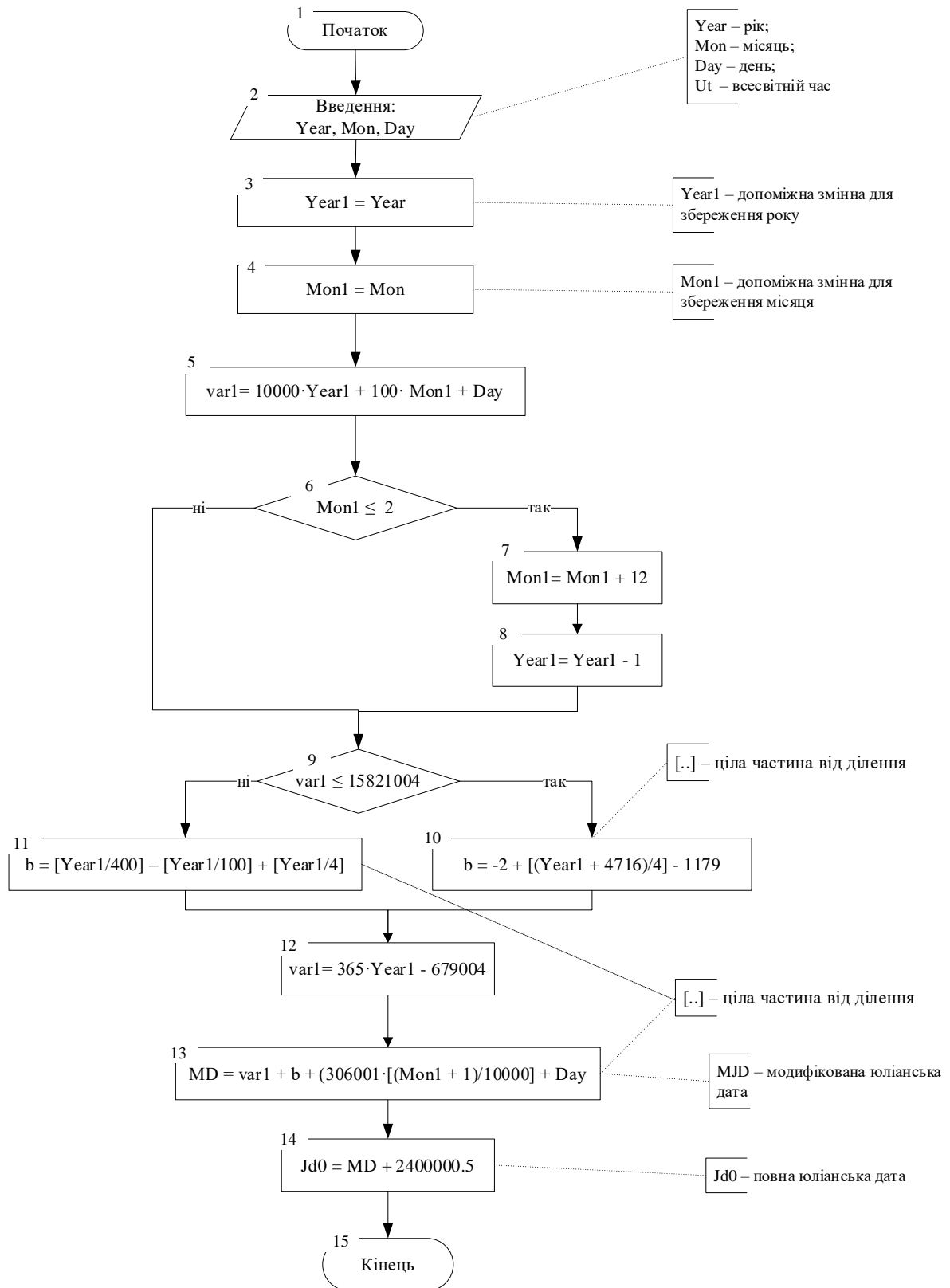
## 2.23 Алгоритм головної функції визначення азимуту та висоти Сонця



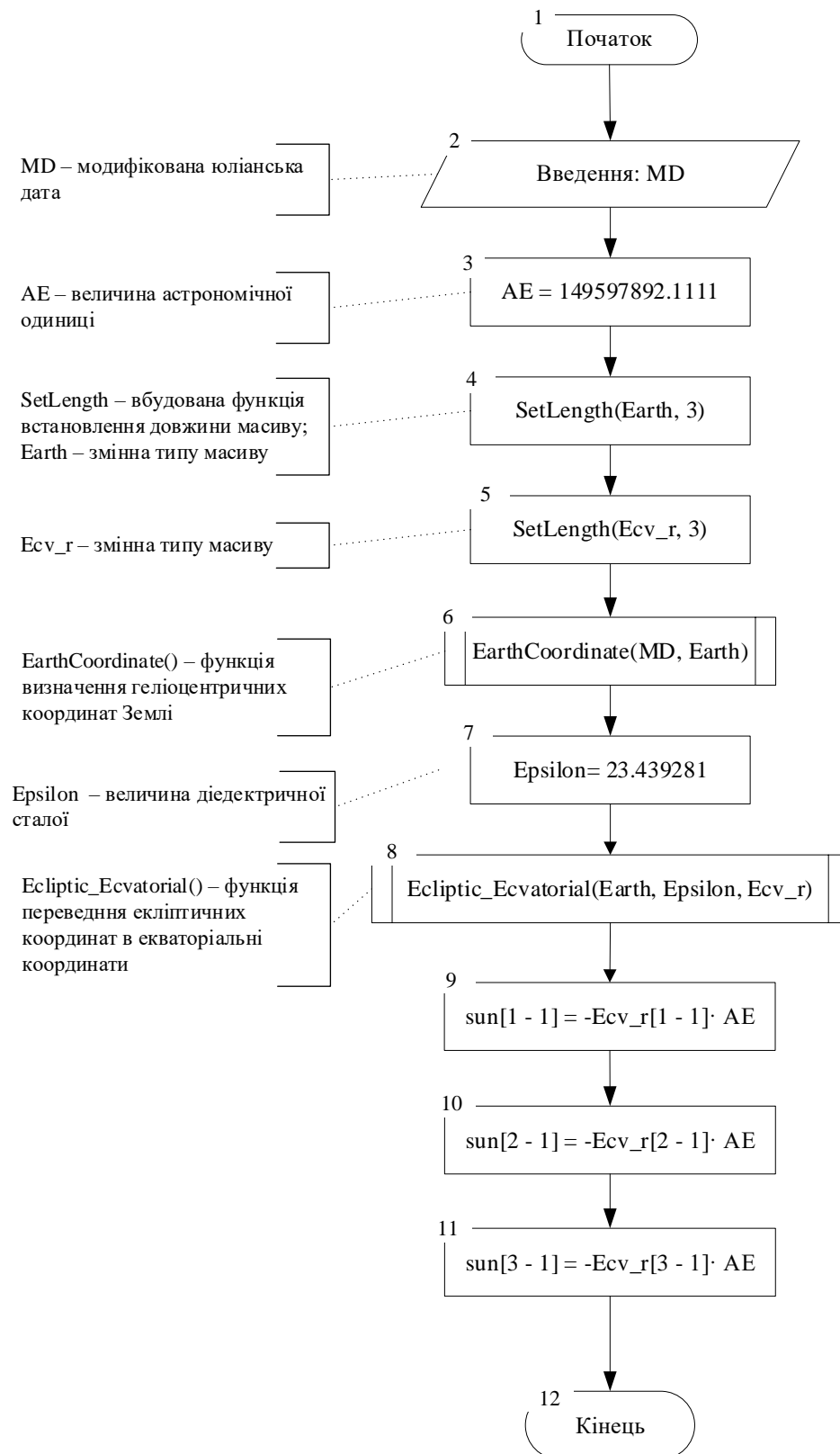
## 2.24 Алгоритм розрахунку юліанської дати модифікованої (MJdata)



## 2.25 Алгоритм розрахунку повної юліанської дати

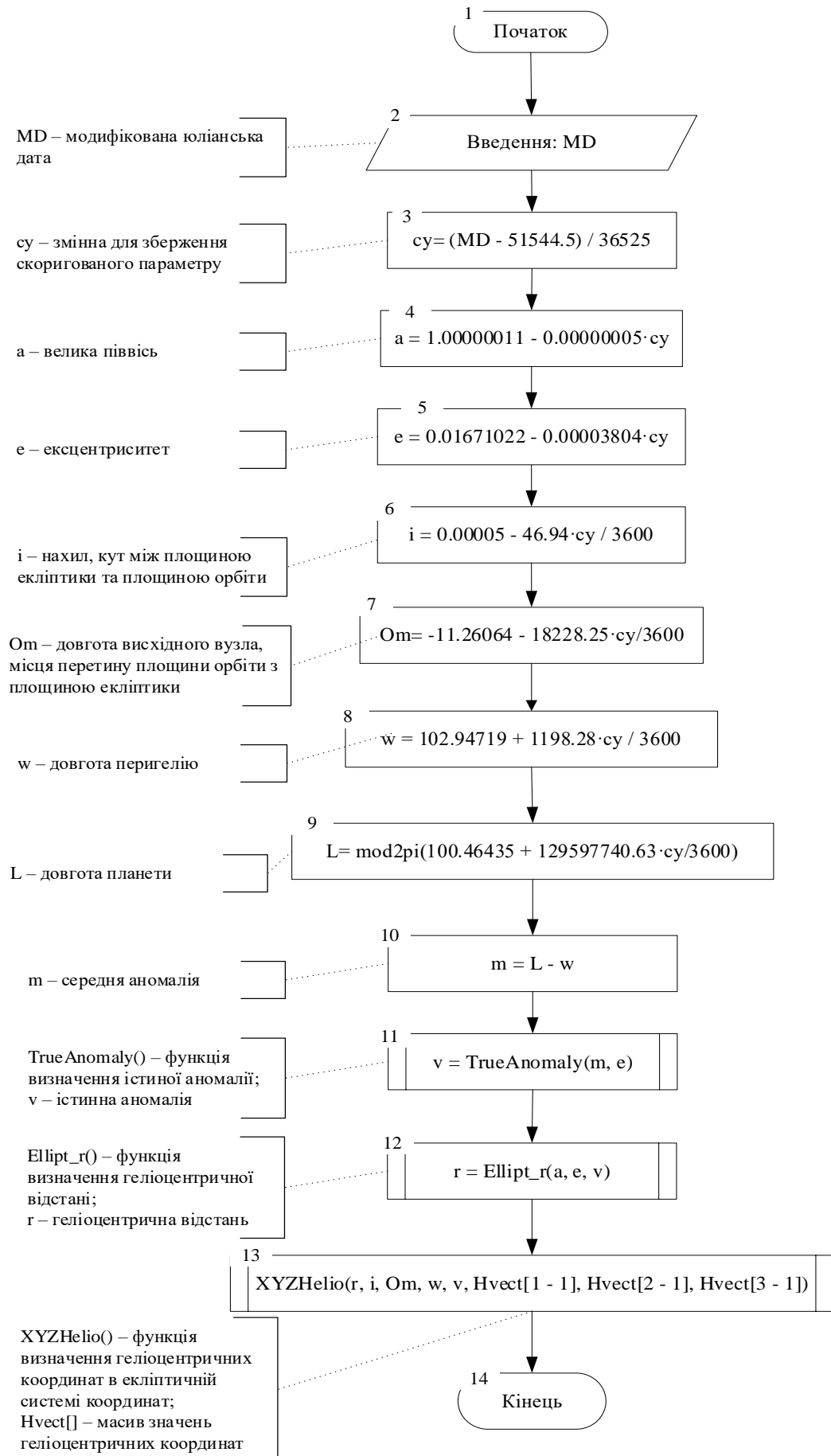


## 2.26 Алгоритм розрахунку вектору Сонця

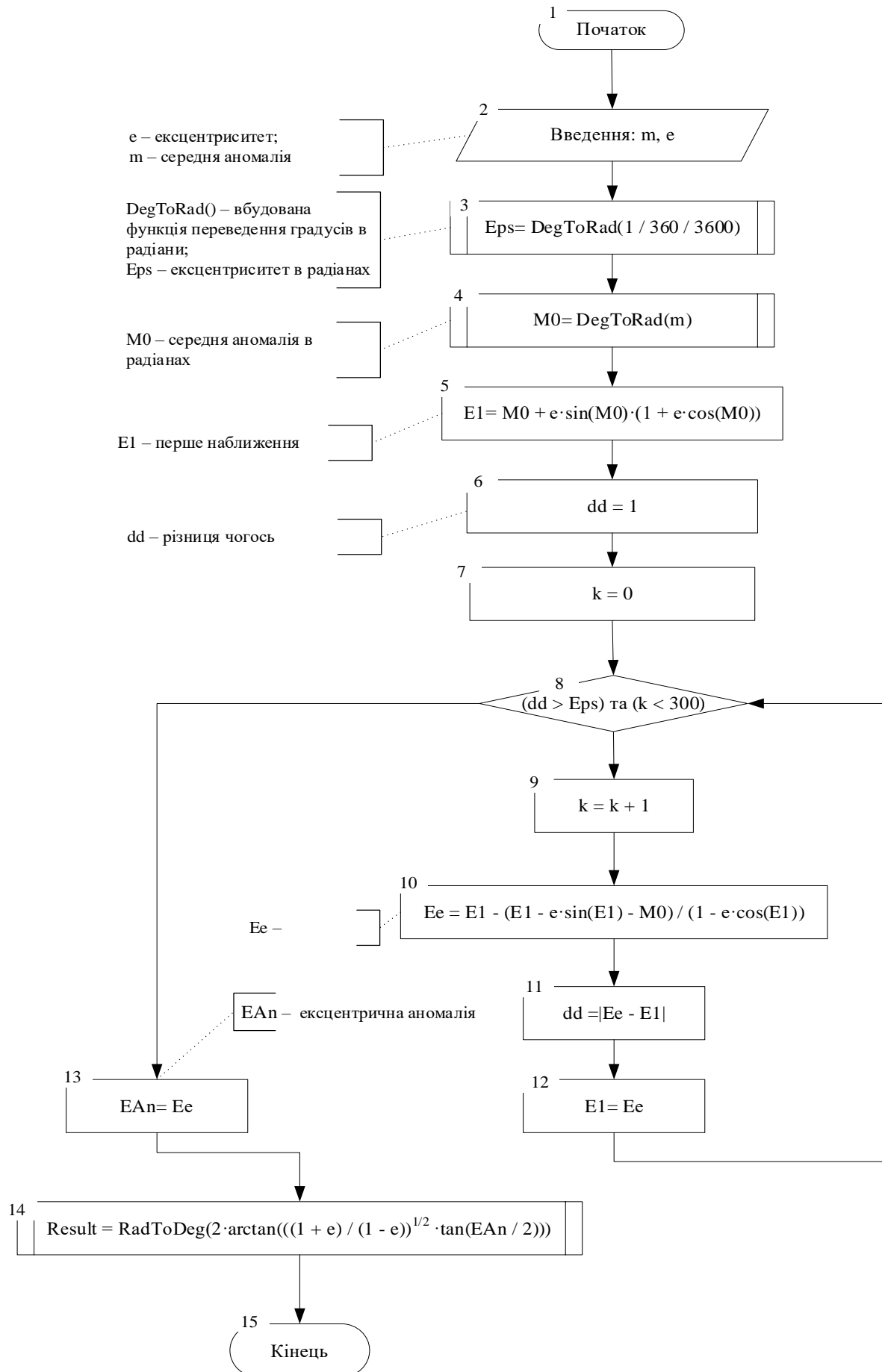




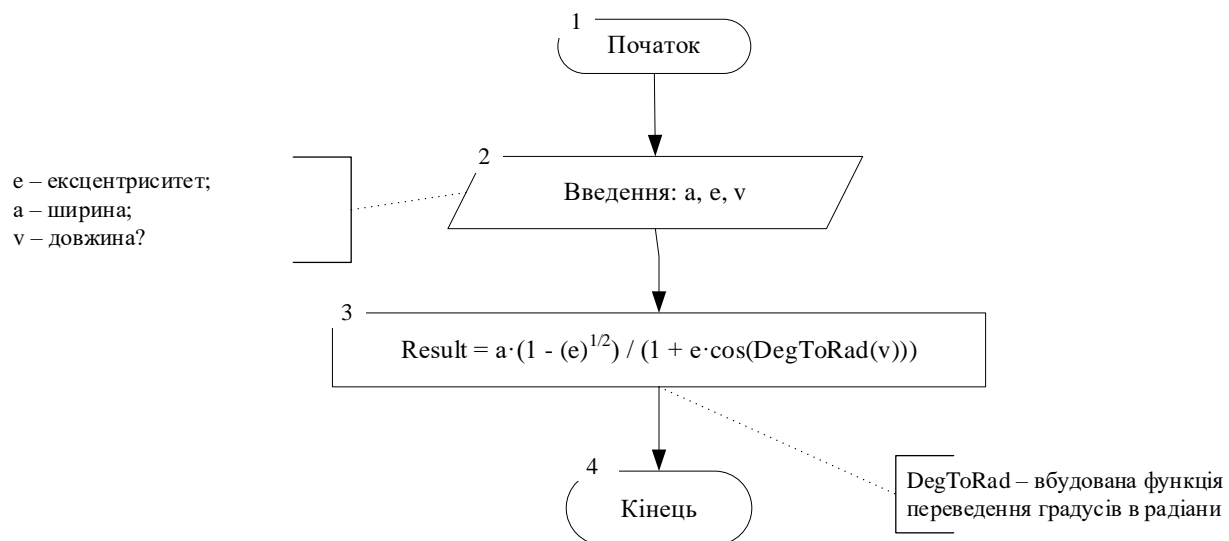
## 2.27 Модель для розрахунку геліоцентричних координат Землі



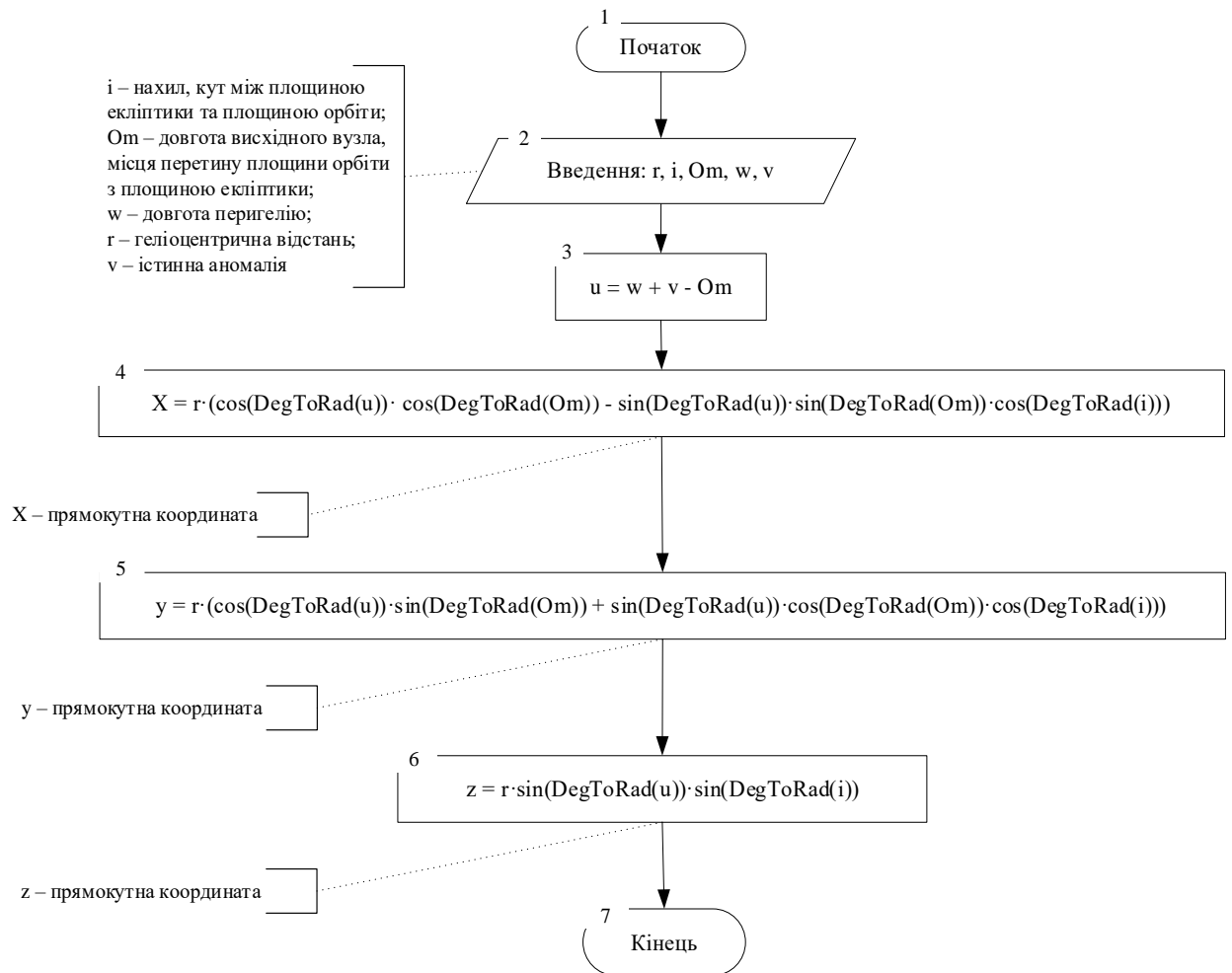
## 2.28 Алгоритм розрахунку аномалій геоіда



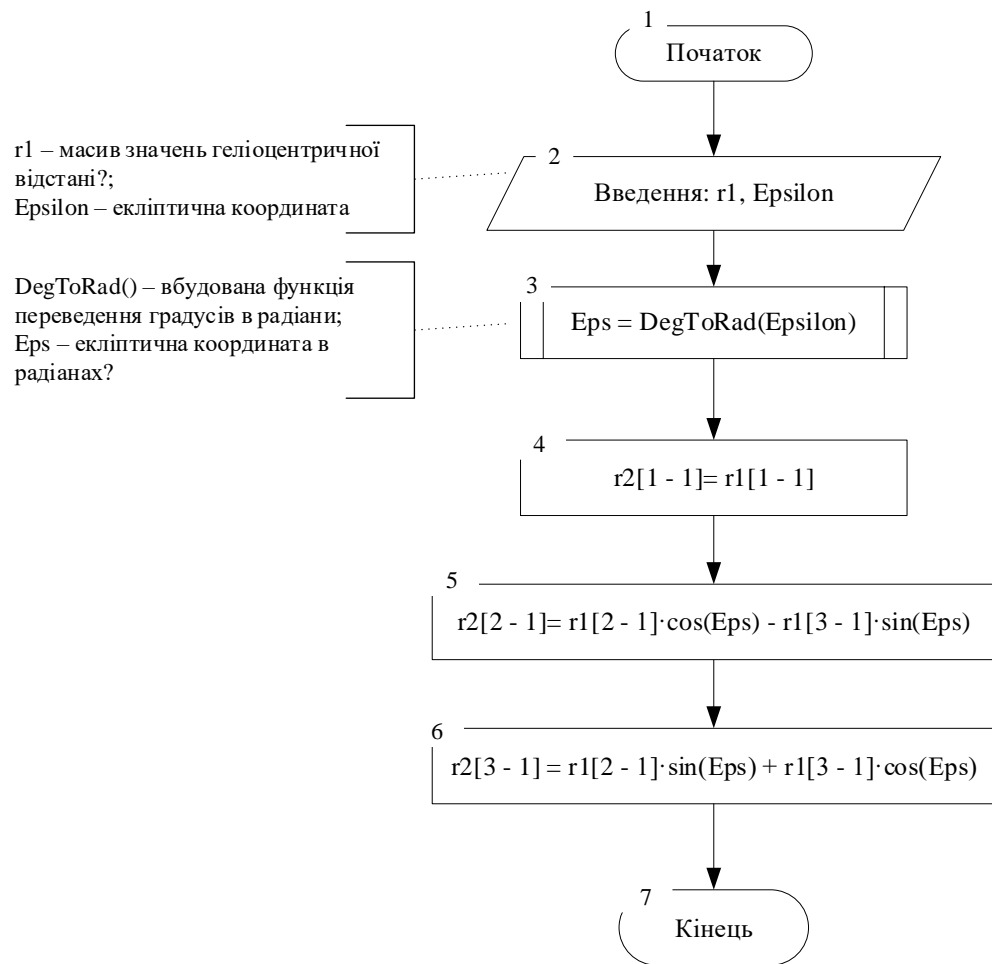
## 2.29 Алгоритм функції для розрахунку радіус-вектору еліпсу



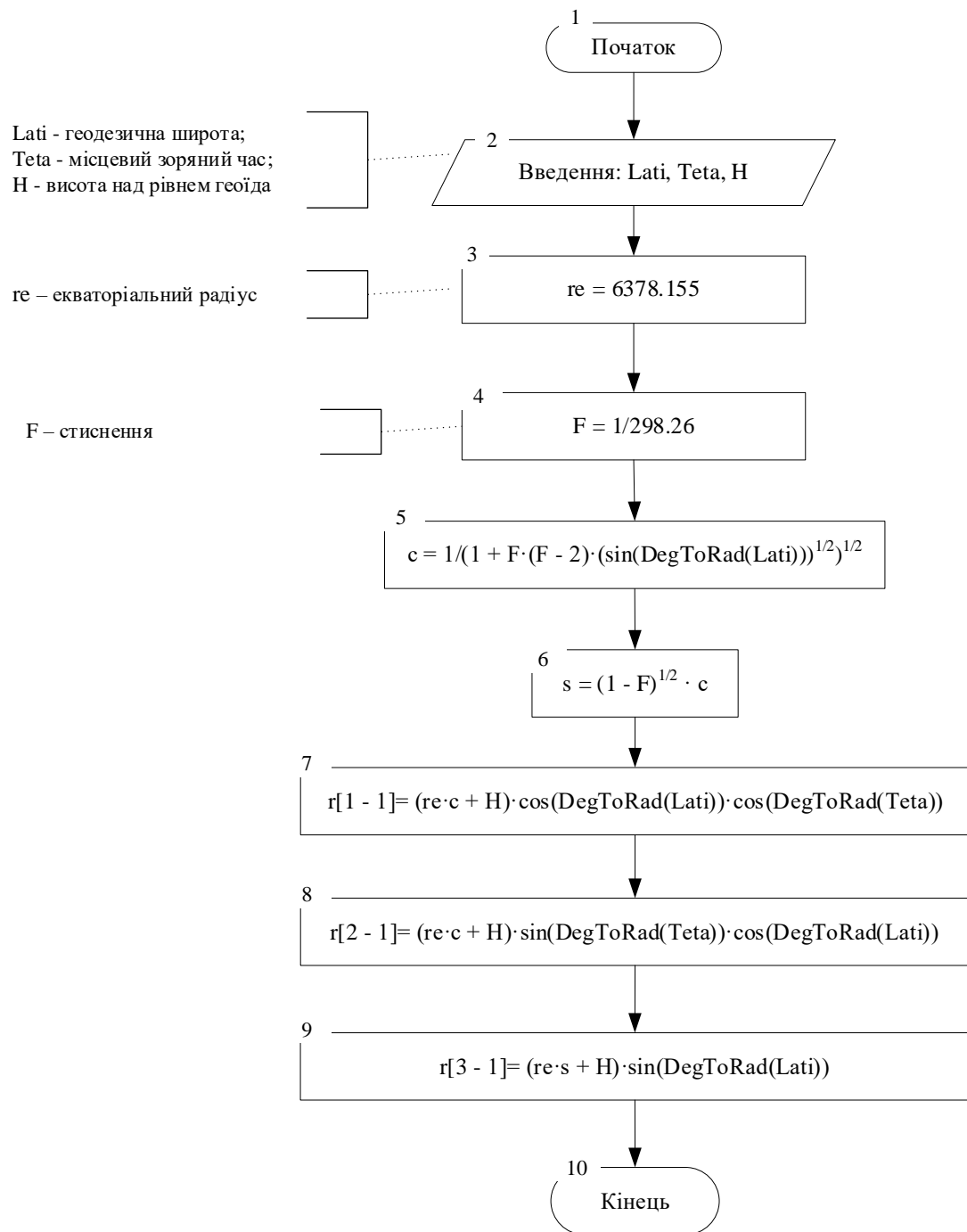
## 2.30 Алгоритм перетворення прямокутних координат до геліоцентричних орбітальних елементів



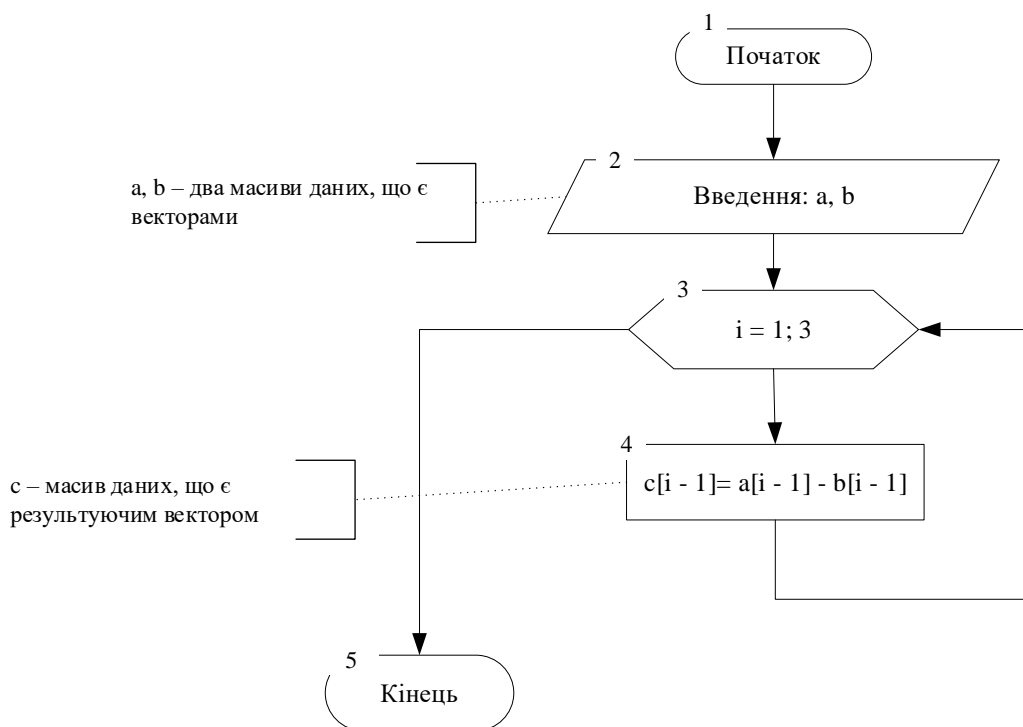
## 2.31 Алгоритм перетворення екліптичних координат до екваторіальних



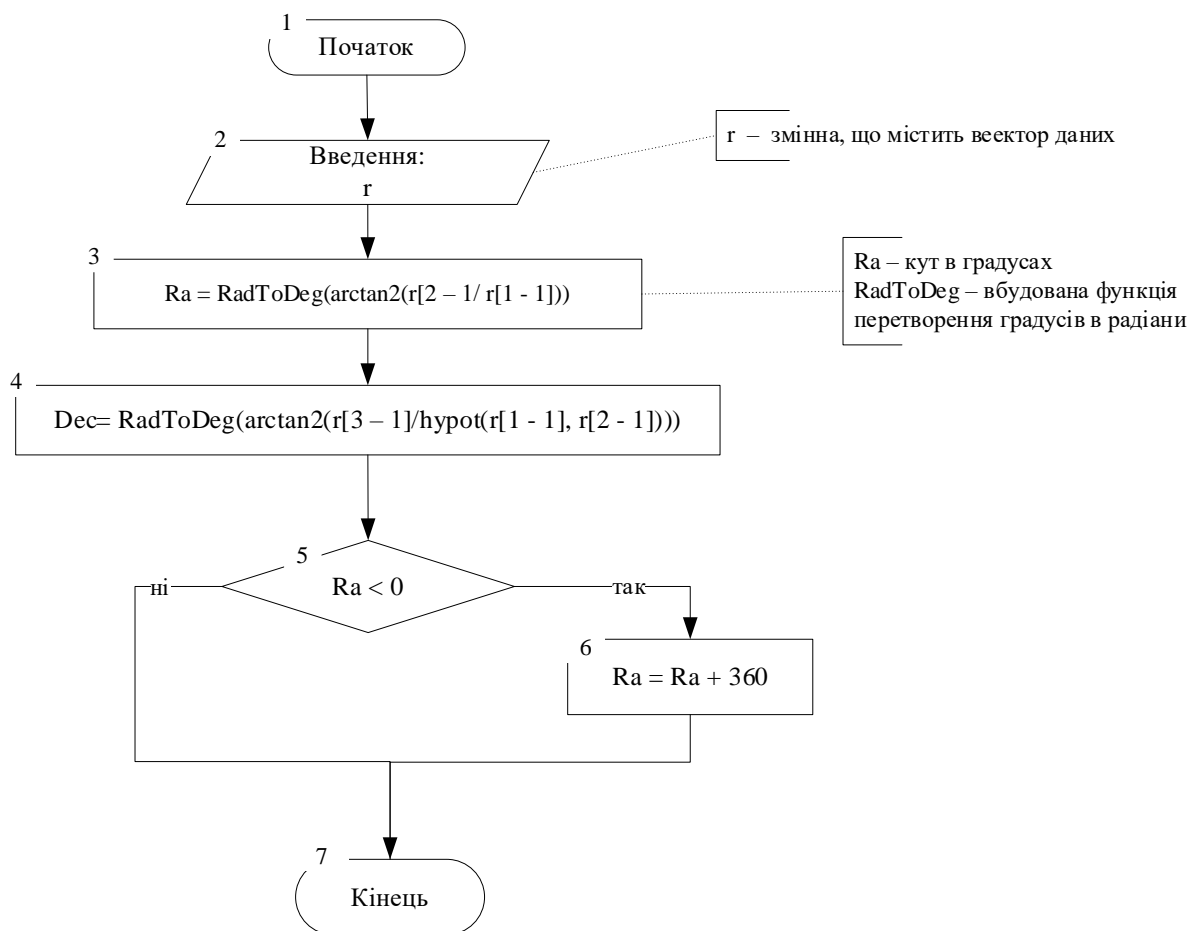
## 2.32 Алгоритм розрахунку координати точки спостереження



## 2.33 Алгоритм функції SubstrVector

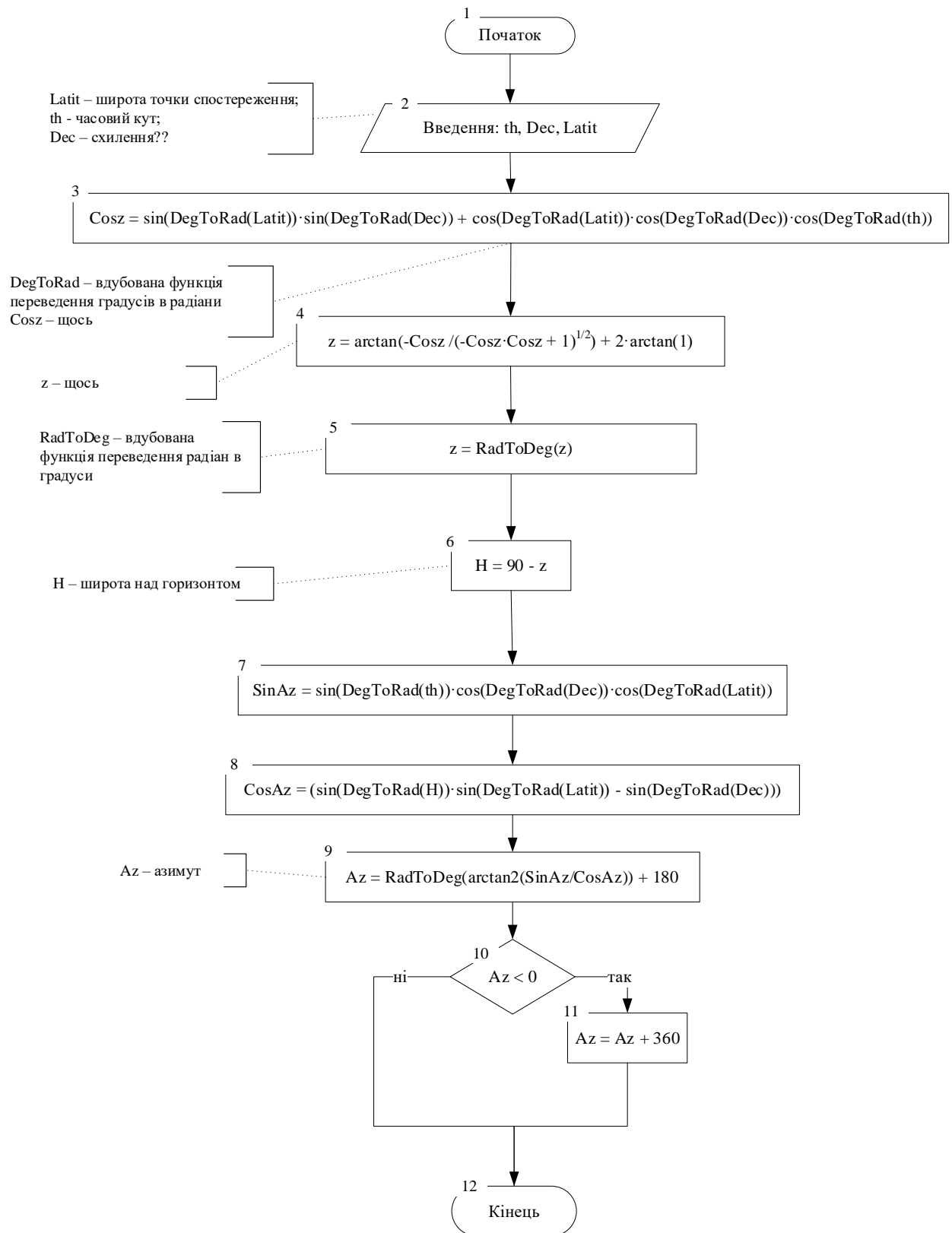


## 2.34 Алгоритм функції AzimutalCoordinate





## 2.35 Алгоритм функції перетворення екваторіальних координат в азимутальні



### 2.36 Побудова нейронної мережі

Моделювання роботи сонячної електростанції можна зробити використовуючи нейронні мережі. При цьому ми розглядаємо значущі фактори як вхідні змінні, а за цільову функцію використовуємо енергію (КВт\*годину), що виробляється станцією за період спостереження/прогнозу.

Мережа, яка підходить для створення моделі, складатиметься з 7 входів (змінні, що описують значущі фактори), 30 нейронів першого рівня, 1 нейрона другого рівня та 1-го виходу, який за змістом має значення енергії (КВт\*година) згенерований за час спостереження/прогнозу.

Нейрони першого рівня мають за функцію активації сигмоїду, а нейрон другого рівня – лінійну функцію. На рис.2.1 схематично показано структуру нейронної мережі, яка використовується в моделі прогнозування генерації електричної енергії сонячною електростанцією.

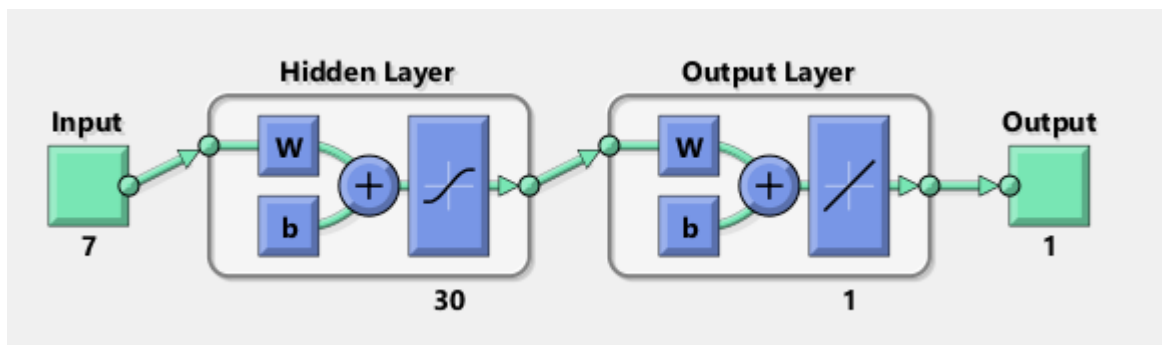
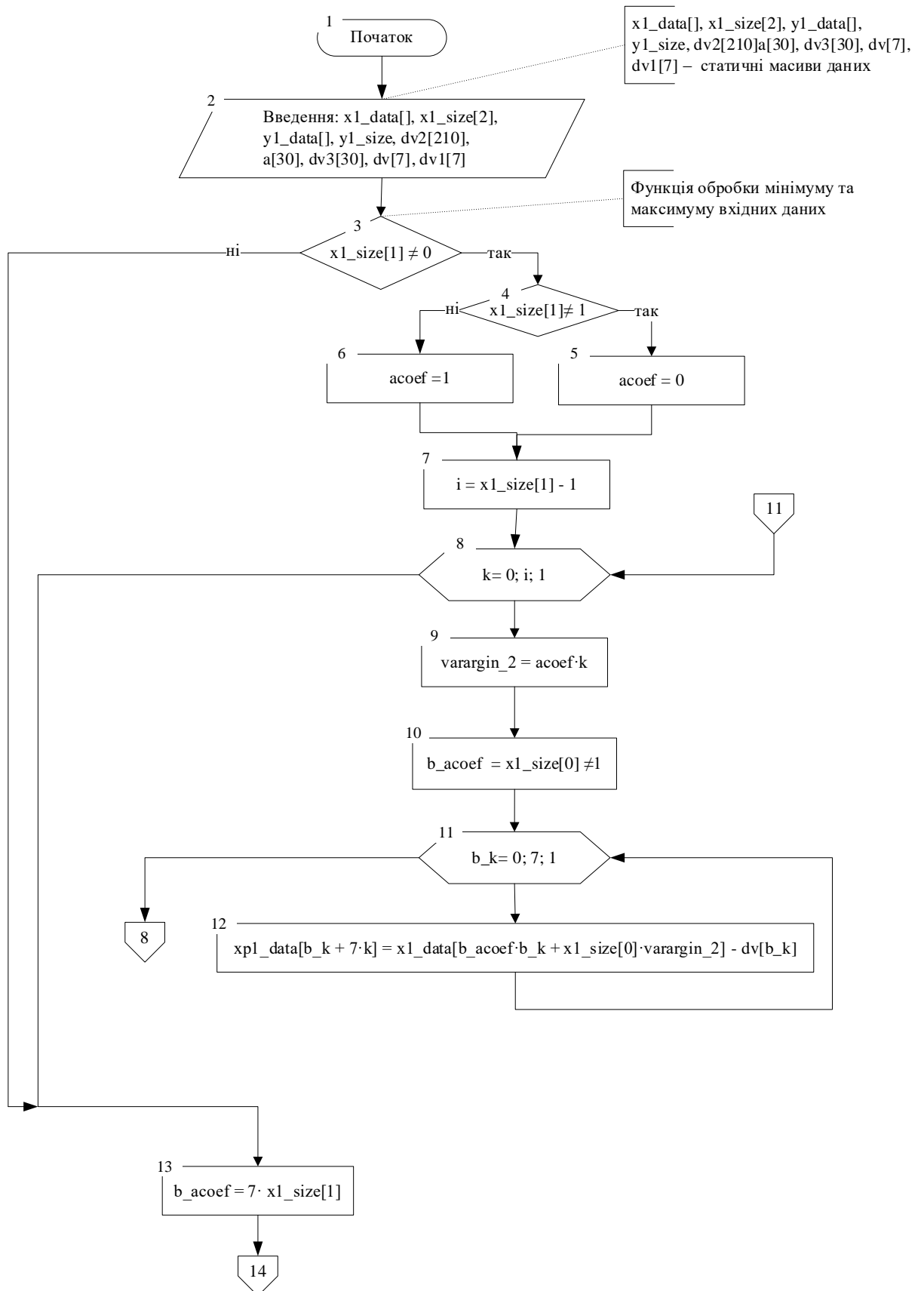
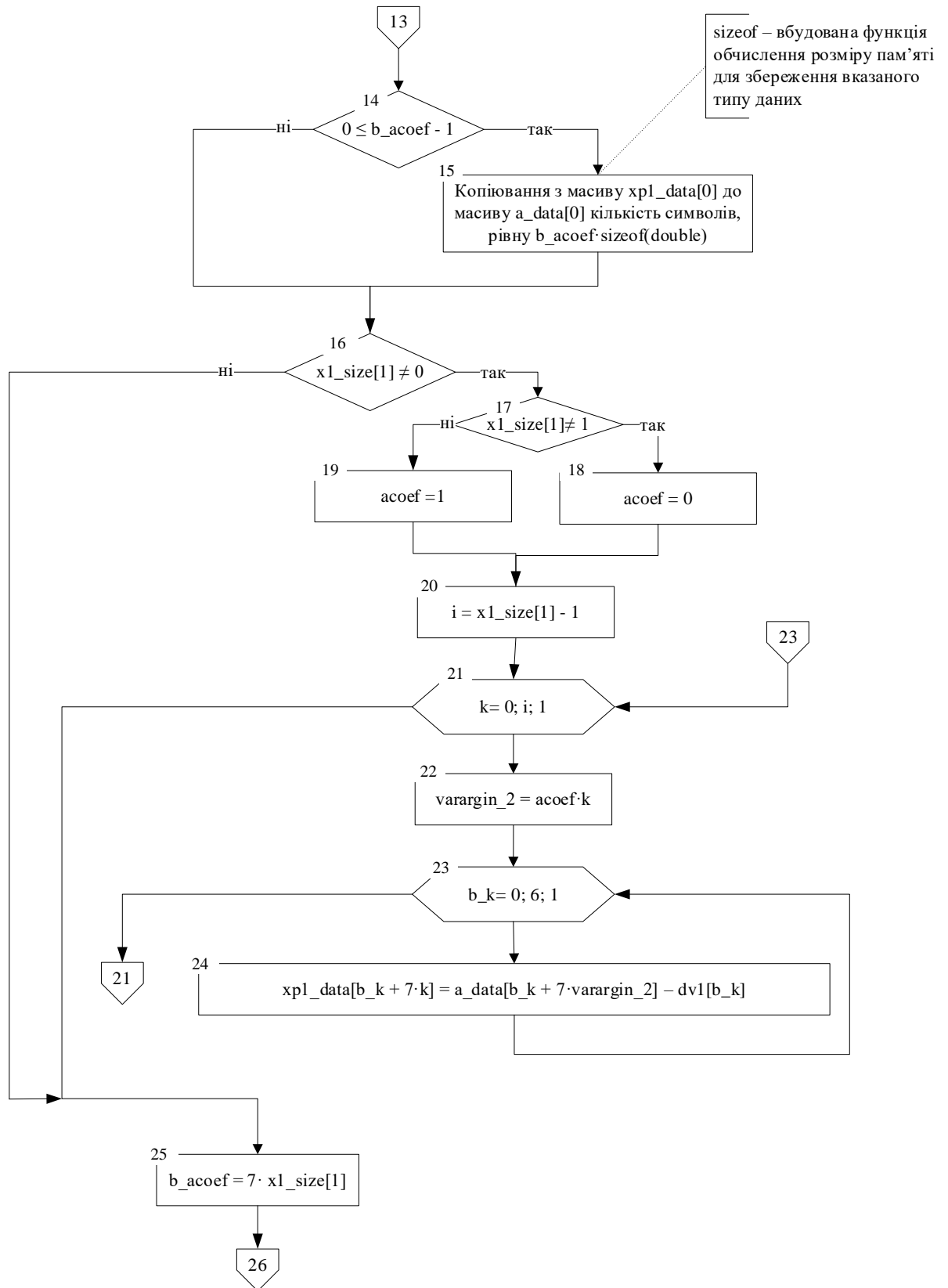
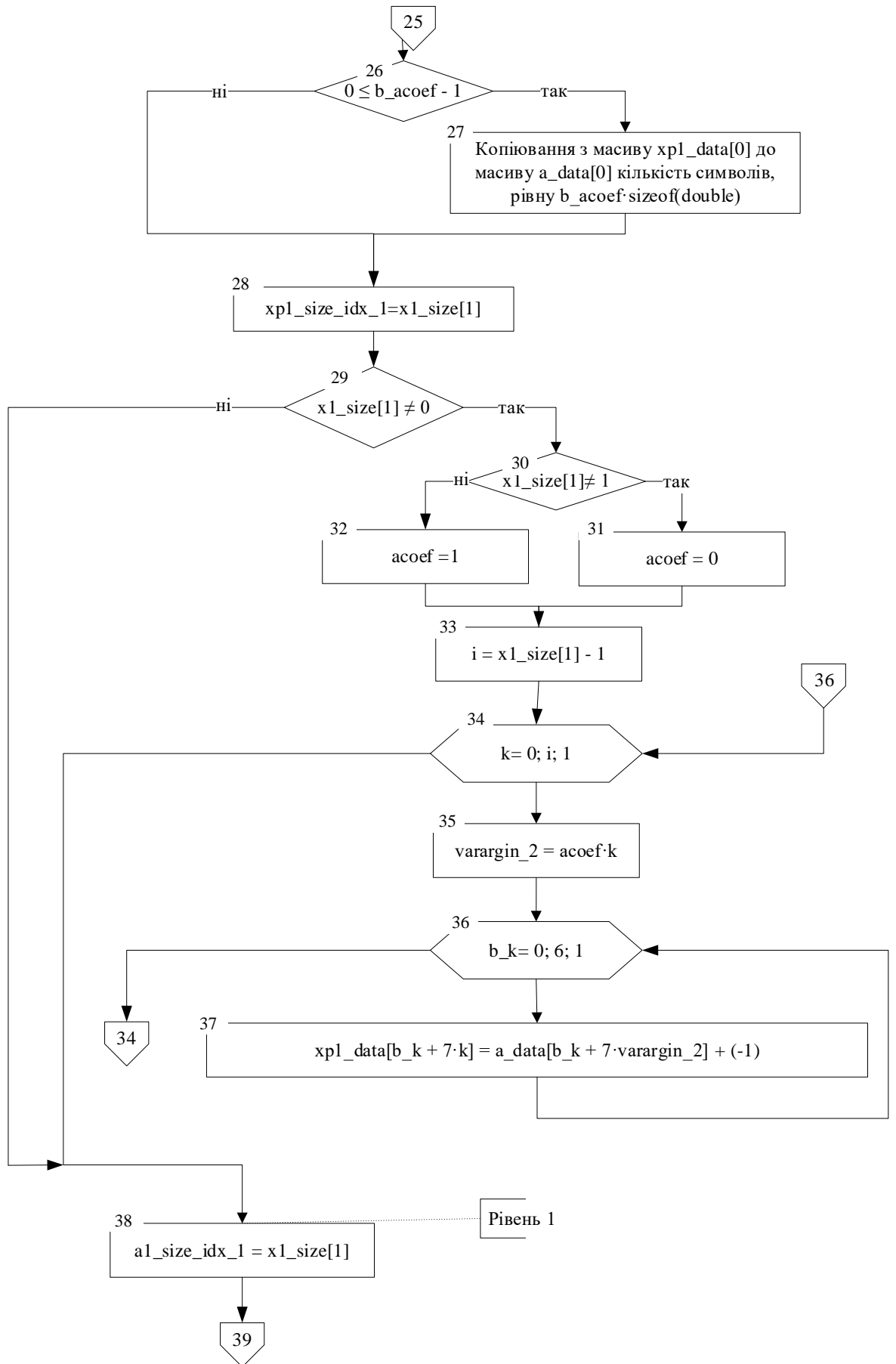


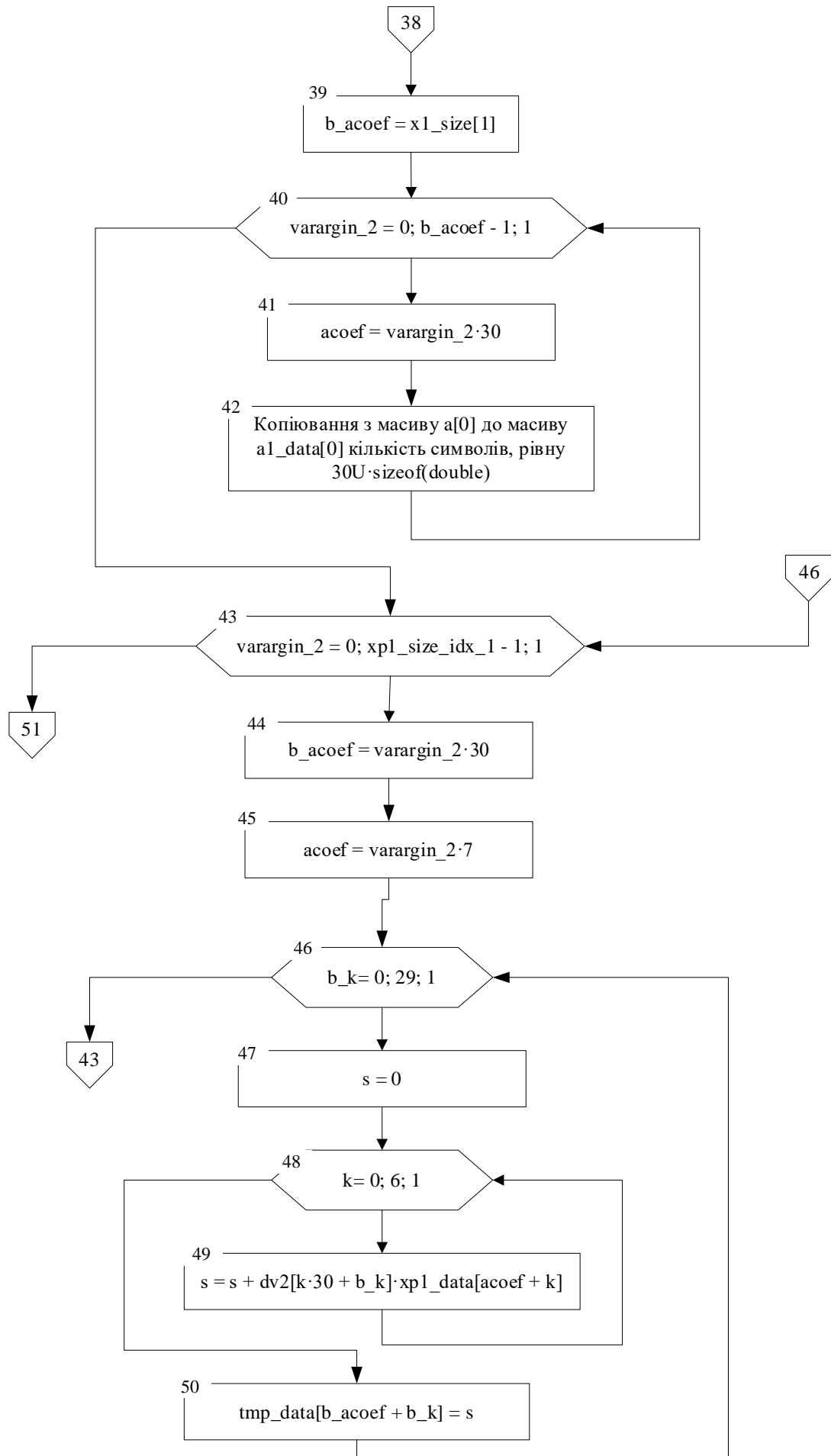
Рисунок 2.1 – схема нейронної мережі прогнозування генерації енергії сонячної електростанцією

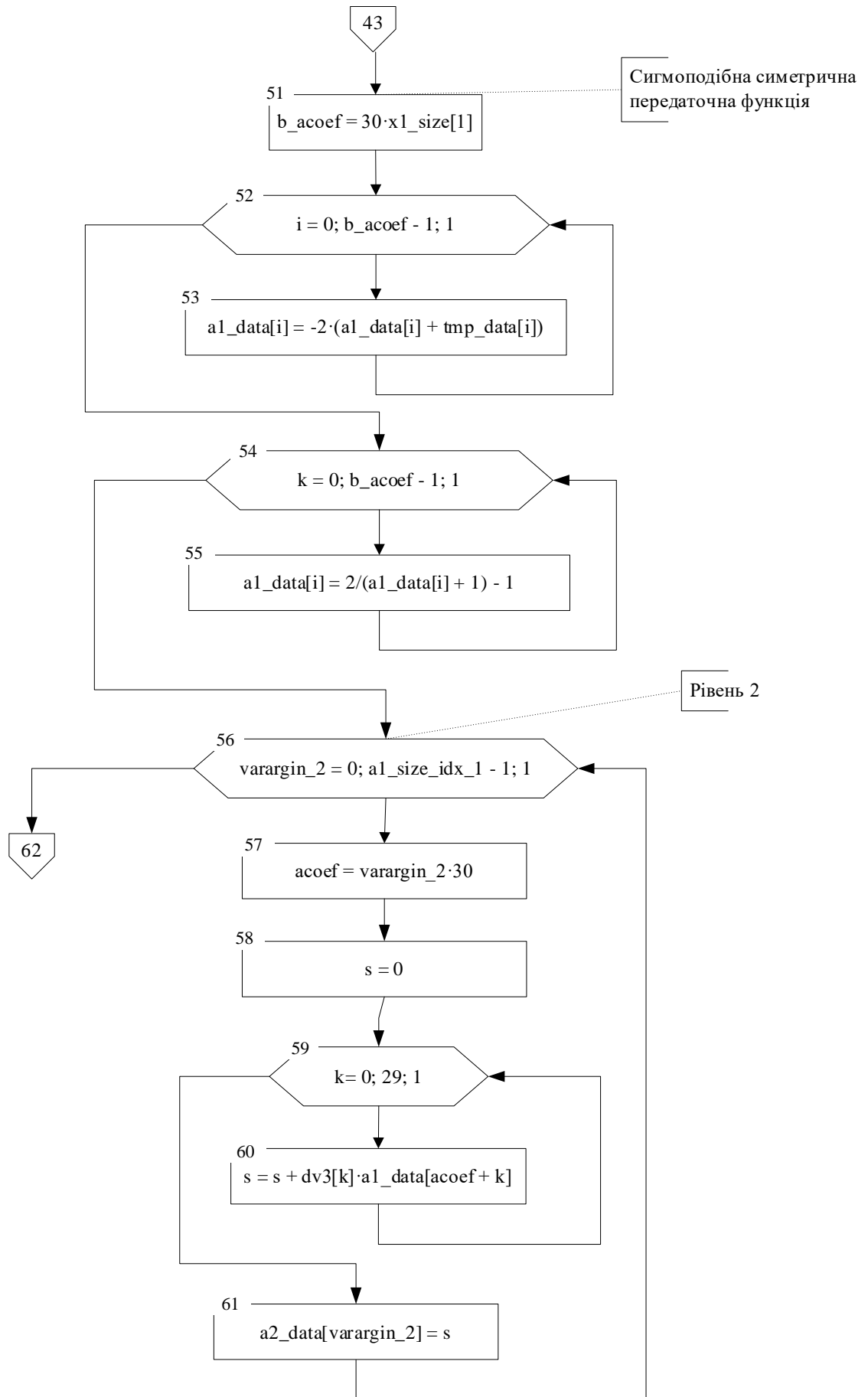
### 2.37 Алгоритм реалізації нейронної мережі для прогнозування генерації енергії сонячної електростанцією

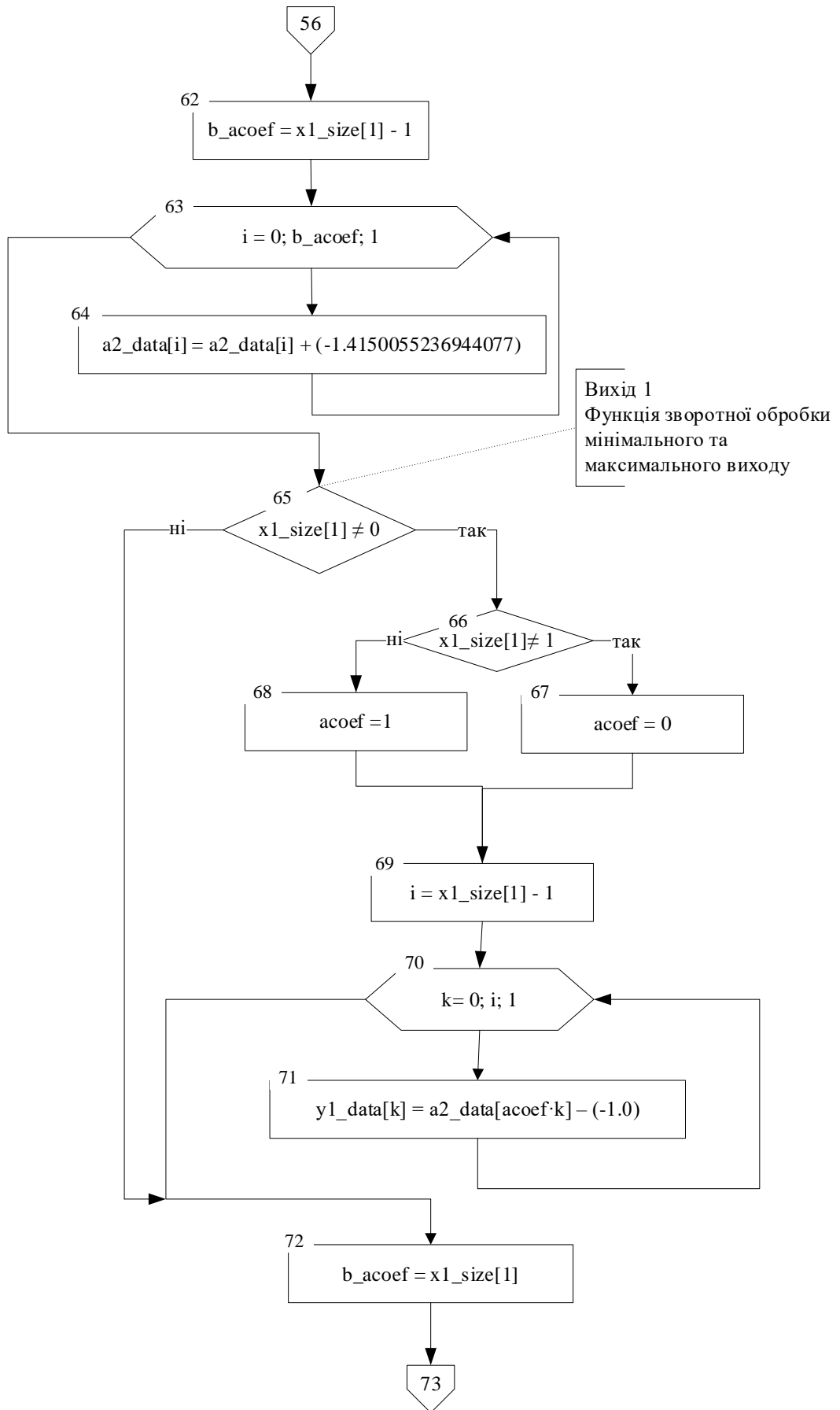




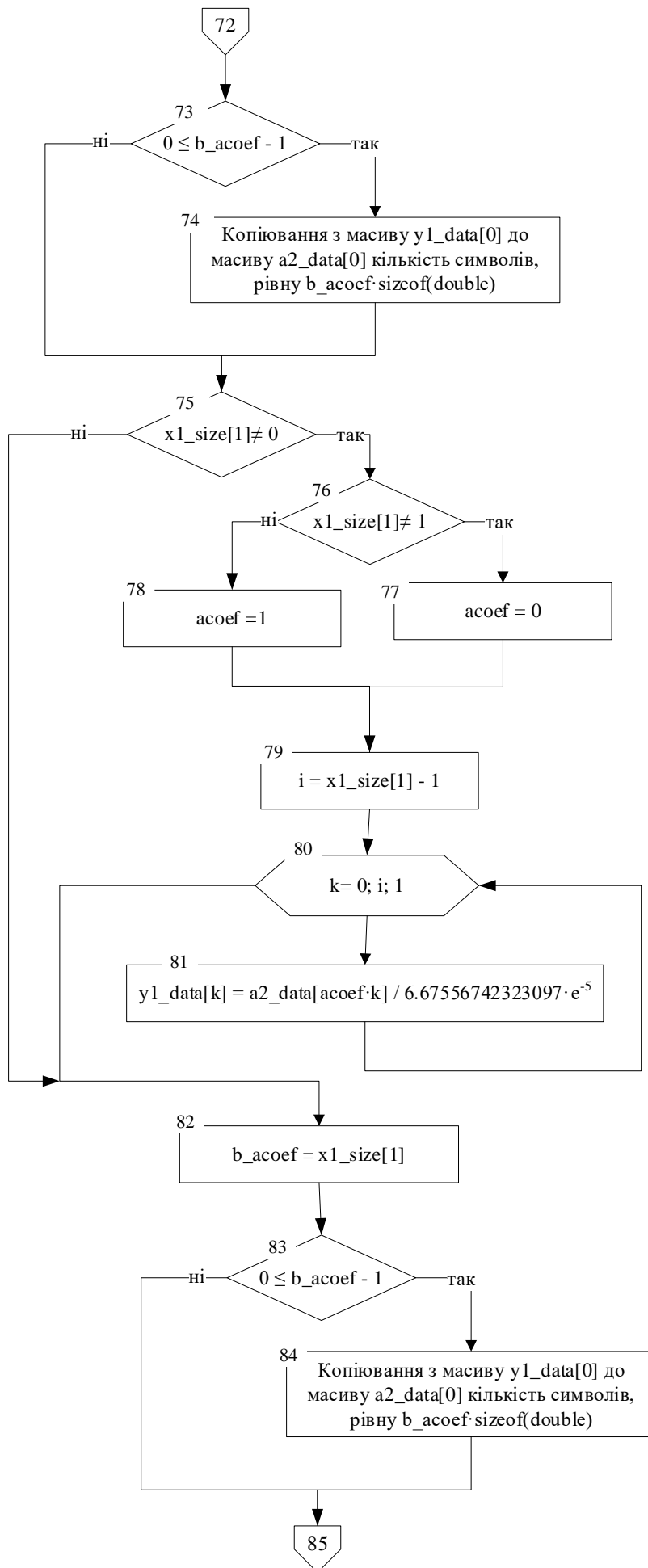


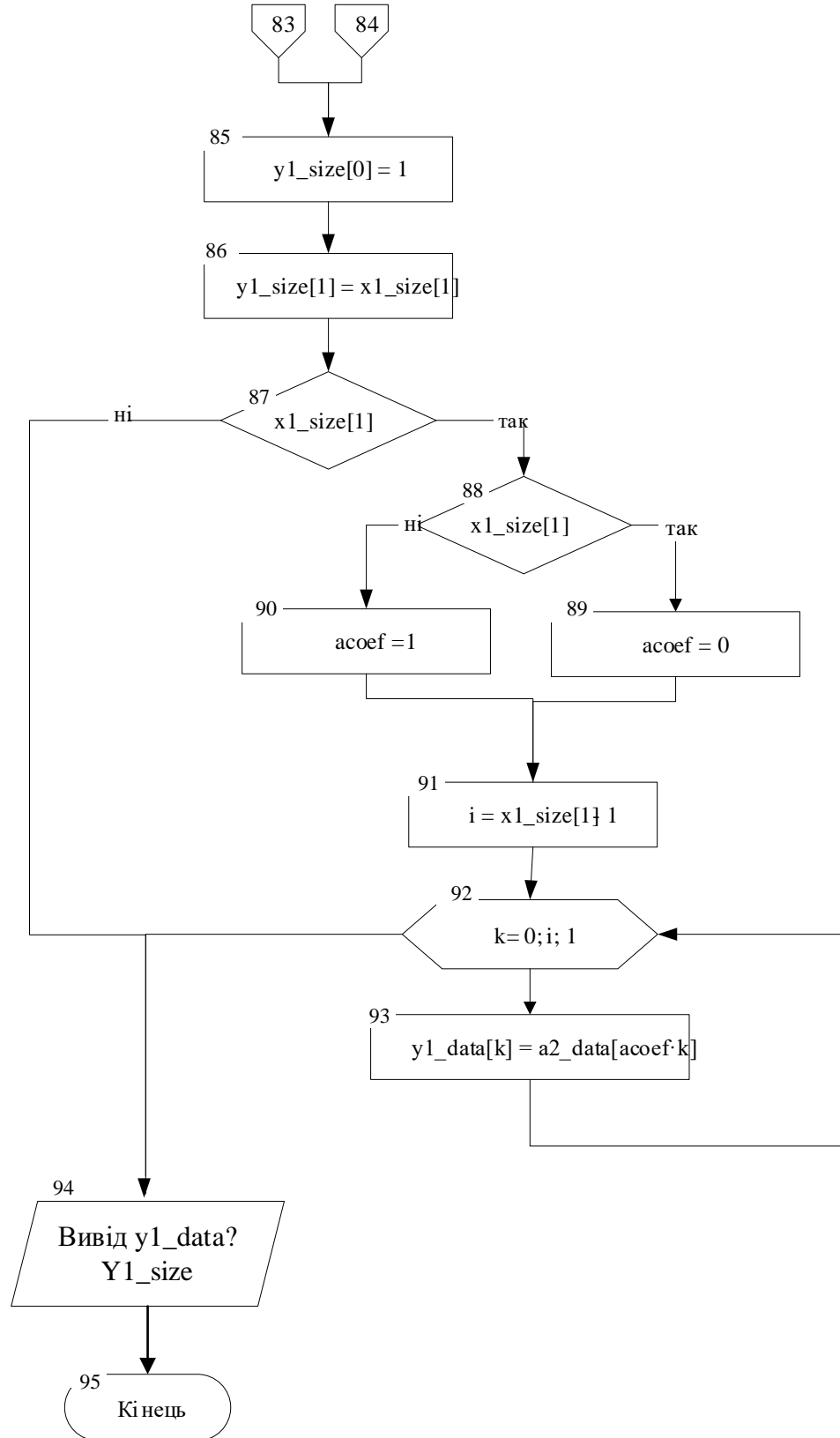












### **3. Організаційно-економічні заходи зі сталого розвитку сонячної енергетики та її інтеграції до об'єднаної енергетичної системи України**

3.1. Практичні рекомендації з оцінки потенціалу сонячного випромінювання та прогнозних обсягів генерації електроенергії на основі ретроспективних даних

При плануванні прогнозних технічних та економічних показників роботи віртуальної мережі у визначені періоди року (місяць, квартал, рік) необхідною має бути інформація щодо прогнозних показників генерації електроенергії сонячними електростанціями. Її можна отримати шляхом проведення певних математичних розрахунків, вихідними умовами і даними для яких мають бути координати розташування полів сонячних панелей, кліматичні та астрономічні умови і т.д. Також можна скористатися статистичними даними показників функціонування сонячних електростанцій за минулі періоди. Практичні результати використання авторами такого масиву інформації для розрахунку прогнозних показників обсягу генерації показують доволі прийнятну точність у порівнянні з фактичними показниками (близько 6...7%). Авторами запропонована методика розрахунку прогнозних показників сонячної генерації, яка використовує питомі показники сонячної генерації електроенергії 1 кВт установленої потужності сонячних панелей.

Як приклад, розглянемо результати обробки масиву статистичних даних функціонування сонячних електростанцій в кліматичних умовах м. Суми за останні 6 років, які наведено у табл. 3.1. За проведеною вибіркою, розташування сонячних панелей відносно сторін горизонту, кута нахилу панелей відповідає рекомендаціям, вказаним у нормативній та довідковій літературі щодо встановлення панелей у географічних умовах м. Суми. Осереднення показника питомої генерації електричної енергії, віднесеного до 1 кВт установленої потужності  $P_y$ , за місяцями року виконано за фактичними даними, які

враховують деградацію матеріалу сонячних панелей, сумарний коефіцієнт корисної дії всіх складових обладнання сонячної електричної станції та вплив на процес генерації кліматичних і погодних умов. Розрахунок проведено для кожного місяця року.

Розрахунок виконано за виразом :

$$\rho_n = A_n / P_y ,$$

де,  $\rho_n$  - питомий показник генерації, кВт\*год/кВт,

$A_n$  – обсяг сонячної генерації електростанцією за місяць  $n$ , кВт\*год,

$n$  – місяць року.

Таблиця 3.1. Осереднені показники питомої генерації електричної енергії  $\rho_n$ , віднесені до 1 кВт установленної потужності  $P_y$ , за місяцями року

Місяць року, $n$	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Питомий показник генерації, $\rho_n$ , кВт*год/кВт	10,25	30,4	76,8	108,97	139,48	151,7	151,34	139,97	97,35	66,15	25,41	10,1
Частка місячної генерації у річному обсязі, %	1,02	3,02	7,62	10,81	13,84	15,05	15,02	13,89	9,66	6,56	2,52	0,99

Сумарний річний показник питомої генерації  $\rho_{\Sigma}$  прийнято 1007,8 кВт\*год/кВт.

Результати аналізу статистичних даних добової погодинної генерації електроенергії сонячними станціями, які функціонують у м. Суми (погодинний профіль генерації) дають можливість оцінити ефективність використання установленної електричної потужності станції у залежності від часу доби та сезону (місяця) через розрахунок коефіцієнта генерації  $K_{генер}$ . Фізично він визначає частку фактичного обсягу генерації по відношенню до теоретично можливої установленної потужності генерації.

$$K_{генер\ i} = P_{ген. факт\ i} / P_{уст} ,$$

де,  $P_{ген. факт\ i}$  – величина фактичної потужності генерації у  $i$ -му періоді часу, кВт;

$P_{уст}$  – установлена потужність сонячної електростанції, кВт.

Для електричної станції потужністю 1кВт буде справедливим вираз

$$K_{генер\ i} = P_{ген. факт\ i}$$

Знаючи характер зміни  $K_{генер\ i}$  нескладно визначити профіль добової генерації електроенергії будь-якої за установленою потужністю сонячної електростанції.

Результати розрахунку добового профілю генерації представлено у таблицях 3.2 – 3.13.

Таблиця 3.2. Розрахунковий профіль добової генерації електроенергії, приведений до 1 кВт установленної потужності сонячної електростанції (для умов м. Суми) у січні місяці.

години, $i$	7.00	8.00	9.00	10.00	11.00	12.00	13.00	14.00	15.00	16.00	17.00	18.00
Потужн. ген, $P_{ген. факт\ i}$ , кВт	0,0048	0,0125	0,020	0,023	0,0375	0,059	0,060	0,0727	0,0391	0,0047	-	-

Таблиця 3.3. Розрахунковий профіль добової генерації електроенергії, приведений до 1 кВт установленної потужності сонячної електростанції (для умов м. Суми) у лютому місяці.

години, $i$	7.00	8.00	9.00	10.00	11.00	12.00	13.00	14.00	15.00	16.00	17.00	18.00
Потужн. ген, $P_{ген. факт\ i}$ , кВт	0,007	0,0625	0,485	0,517	0,256	0,407	0,165	0,123	0,078	0,0223	-	-

Таблиця 3.4. Розрахунковий профіль добової генерації електроенергії, приведений до 1 кВт установленної потужності сонячної електростанції (для умов м. Суми) у березні місяці.

години, <i>i</i>	6.00	7.00	8.00	9.00	10.00	11.00	12.00	13.00	14.00	15.00	16.00	17.00
Потужн. ген, $P_{ген}$ факт $i$ , кВт	0,00495	0,194	0,481	0,691	0,927	0,992	1,05	0,959	0,646	0,386	0,1009	-

Таблиця 3.5. Розрахунковий профіль добової генерації електроенергії, приведений до 1 кВт установленної потужності сонячної електростанції (для умов м. Суми) у квітні місяці.

години, <i>i</i>	6.00	7.00	8.00	9.00	10.00	11.00	12.00	13.00	14.00	15.00	16.00	17.00	18.00	19.00	20.00
Потужн. ген, $P_{ген}$ факт $i$ , кВт	0,0072	0,0852	0,3016	0,543	0,695	0,8943	0,9142	0,834	0,895	0,605	0,596	0,4379	0,082	0,021	-

Таблиця 3.6. Розрахунковий профіль добової генерації електроенергії, приведений до 1 кВт установленної потужності сонячної електростанції (для умов м. Суми) у травні місяці.

години, <i>i</i>	5.00	6.00	7.00	8.00	9.00	10.00	11.00	12.00	13.00	14.00	15.00	16.00	17.00	18.00	19.00	20.00
Потужн. ген, $P_{ген}$ факт $i$ , кВт	0,0068	0,045	0,182	0,327	0,731	0,837	1,02	1,02	1,02	0,91	0,903	0,79	0,542	0,304	0,152	0,0064

Таблиця 3.7. Розрахунковий профіль добової генерації електроенергії, приведений до 1 кВт установленої потужності сонячної електростанції (для умов м. Суми) у червні місяці.

години, <i>i</i>	5.00	6.00	7.00	8.00	9.00	10.00	11.00	12.00	13.00	14.00	15.00	16.00	17.00	18.00	19.00	20.00
Потужн. ген, $P_{ген}$ . факт $i$ , кВт	0,0069	0,0369	0,166	0,402	0,608	0,820	0,95	1,02	1,03	1,06	0,90	0,80	0,55	0,278	0,0064	0,0043

Таблиця 3.8. Розрахунковий профіль добової генерації електроенергії, приведений до 1 кВт установленої потужності сонячної електростанції (для умов м. Суми) у липні місяці.

години, <i>i</i>	5.00	6.00	7.00	8.00	9.00	10.00	11.00	12.00	13.00	14.00	15.00	16.00	17.00	18.00	19.00	20.00
Потужн. ген, $P_{ген}$ . факт $i$ , кВт	0,0103	0,0342	0,175	0,348	0,55	0,713	0,83	0,91	1,02	0,443	0,879	0,689	0,229	0,267	0,018	0,035

Таблиця 3.9. Розрахунковий профіль добової генерації електроенергії, приведений до 1 кВт установленої потужності сонячної електростанції (для умов м. Суми) у серпні місяці.

години, <i>i</i>	5.00	6.00	7.00	8.00	9.00	10.00	11.00	12.00	13.00	14.00	15.00	16.00	17.00	18.00	19.00	20.00	21.00
Потужн. ген, $P_{ген}$ . факт $i$ , кВт	0,0028	0,020	0,091	0,338	0,595	0,320	0,380	0,571	0,891	0,423	0,719	0,593	0,394	0,242	0,018	0,035	0,0063

Таблиця 3.10. Розрахунковий профіль добової генерації електроенергії, приведений до 1 кВт установленної потужності сонячної електростанції (для умов м. Суми) у вересні місяці.

години, <i>i</i>	5.00	6.00	7.00	8.00	9.00	10.00	11.00	12.00	13.00	14.00	15.00	16.00	17.00	18.00	19.00	20.00
Потужн. ген, $P_{ген}$ . факт <i>i</i> , кВт	-	0,0065	0,0138	0,0198	0,203	0,734	0,477	0,732	0,813	0,931	0,186	0,102	0,068	0,028	0,0029	-

Таблиця 3.11. Розрахунковий профіль добової генерації електроенергії, приведений до 1 кВт установленної потужності сонячної електростанції (для умов м. Суми) у жовтні місяці.

години, <i>i</i>	5.00	6.00	7.00	8.00	9.00	10.00	11.00	12.00	13.00	14.00	15.00	16.00	17.00	18.00
Потужн. ген, $P_{ген}$ . факт <i>i</i> , кВт	-	0,0019	0,227	0,447	0,625	0,761	0,940	0,91	0,772	0,617	0,367	0,131	0,0046	-

Таблиця 3.12. Розрахунковий профіль добової генерації електроенергії, приведений до 1 кВт установленної потужності сонячної електростанції (для умов м. Суми) у листопаді місяці.

години, <i>i</i>	5.00	6.00	7.00	8.00	9.00	10.00	11.00	12.00	13.00	14.00	15.00	16.00
Потужн. ген, $P_{ген}$ . факт <i>i</i> , кВт	-	0,105	0,101	0,197	0,385	0,121	0,102	0,078	0,035	0,023	0,0026	-



Таблиця 13. Розрахунковий профіль добової генерації електроенергії, приведений до 1 кВт установленної потужності сонячної електростанції (для умов м. Суми) у грудні місяці.

години, $i$	7.00	8.00	9.00	10.00	11.00	12.00	13.00	14.00	15.00	16.00
Потужн. ген, $P_{ген. факт i}$ , кВт	-	-	0,0074	0,0073	0,0076	0,0079	0,0028	0,0012	0,0010	-

Визначення середньодобової генерації електроенергії  $A_{сер. добове міс.}$  сонячною електростанцією за місяцями року може бути проведено розрахунково за формулою:

$$A_{сер. добове міс.} = P_{устан} \cdot \sum P_{ген. факт i}, \quad (1)$$

де:  $P_{устан}$  – установлена потужність сонячної електростанції, кВт;

$\sum P_{ген. факт i}$  - розрахунковий показник сумарної питомої годинної генерації електроенергії протягом однієї доби, визначений як сума  $P_{ген. факт i}$  для кожного місяця року (див. таблицю 3.14).

Таблиця 3.14. Розрахунковий показник сумарної питомої годинної генерації електроенергії  $\sum P_{ген. факт i}$  протягом однієї доби.

Місяць року	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$\sum P_{ген. факт i}$	0,333	2,1228	7,2328	6,9411	9,020	8,7021	7,3127	5,6031	4,317	5,7605	1,1496	0,035

*Примітка:* Показник  $\sum P_{ген. факт i}$  розраховано з використанням статистичних даних функціонування сонячних електростанцій різної потужності, розташованих у м. Суми, за останні 6 років.

За методологією наведеного прикладу не складно розрахувати показники питомої генерації електроенергії для будь-якої території, використовуючи статистичні виборки функціонування наявних там сонячних електростанцій.

Як вже зазначалося, такі розрахунки доцільно проводити для визначення прогнозних місячних обсягів генерації електроенергії сонячними електростанціями, використовуючи формулу (1).

Така інформація дає можливість агрегатору планувати та організовувати роботу віртуальної мережі з урахуванням всіх наявних складових елементів електричної генерації, розраховувати планові показники собівартості, ціни електроенергії та розробляти стратегію поведінки на ринку.

Результати аналізу даних табл. 3.14 показують, можливості використання установленної потужності сонячних електростанцій за сезонами року, динаміку зміни обсягів генерації, а це, в свою чергу, може визначати поведінку агрегатора щодо напрямків маркетингових досліджень та його зусиль у пошуку споживачів.

При формуванні цінових пропозицій та обсягу постачання електроенергії за прямими договорами у першу чергу треба звертати увагу на графіки споживання електроенергії споживачем (добові профілі споживання) і розглядати можливості віртуальної мережі щодо їх виконання засобами генерації та накопичення електроенергії. Інколи доцільним є розробка «гнучких» у часі цінових пропозицій замовнику, які б заохочували його до зміни режиму електроспоживання. Так, одним з перспективних напрямків розвитку такої діяльності є будівництво та експлуатація електростанцій зарядних електричних станцій для електромобілів (у т.ч. і розвиток агрегатором власних мереж зазначених станцій).

### 3.2 Загальні принципи реалізації агрегації в системі «генерація – мережі – споживання» на основі теорії колабораційних альянсів

Законом України «Про внесення змін до деяких законів України щодо відновлення та «зеленої» трансформації енергетичної системи України» [1] були внесені доповнення до Закону України «Про ринок електричної енергії» [2]. Зокрема, статтею 30<sup>2</sup> «Агрегація» вводяться в дію європейські механізми регулювання ринку електроенергії які, в основному, відповідають умовам Директиви ЄС 2019/944 [3] та передбачають створення локальних агрегованих груп.

До агрегованих груп можуть входити об'єкти генерації (встановлена потужність яких перевищує 20 МВт), споживачі, об'єкти передачі та акумулювання електроенергії. При цьому, агрегатор «є стороною, відповідальною за баланс усіх електроустановок, що входять до складу його одиниці агрегації» (пункт 2, ст. 30<sup>2</sup>) та зобов'язаний «надавати учасникам ринку інформацію, необхідну для виконання ними своїх функцій на ринку електричної енергії, в обсягах та порядку, визначених правилами ринку, правилами ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку, кодексом системи передачі, кодексом систем розподілу, кодексом комерційного обліку та іншими нормативно-правовими актами, що регулюють функціонування ринку електричної енергії» (підпункт 8, пункту 6, ст. 30<sup>2</sup>).

Вказані положення, з практичної точки зору, спрямовані на вирішення трьох взаємопов'язаних задач. По-перше, виходячи із назви Закону [1] та обмеження встановленої потужності генерації, яка може входити до агрегованих груп, пріоритетною є задача стабілізації процесу імплементації відновлюваних джерел електроенергії в об'єднану енергетичну систему країни, оскільки «Агрегатор є стороною, відповідальною за баланс усіх електроустановок, що входять до складу його одиниці агрегації ...» (пункт 2, ст. 30<sup>2</sup>). Як наслідок, передбачається мінімізація негативних наслідків зелено-вугільного парадоксу збільшення частки відновлюваної енергетики в

загальному енергетичному балансі України. По-друге, задача балансування усіх електроустановок, що входять до складу одиниці агрегації, актуалізує як розробку інструментарію прогнозування генерації електроенергії відновлюваними джерелами енергії, так і прогнозування попиту на електроенергію в межах агрегованої групи. По-третє, формування агрегованих груп відповідає загальним принципам теорії колабораційних альянсів, що, об'єктивно обумовлює, дослідження та впровадження найбільш ефективних форм таких альянсів, розробку та впровадження безконфліктних організаційно-економічних механізмів взаємодії учасників альянсів.

Інтенсивний розвиток систем управління на основі колабораційних альянсів<sup>1</sup> припадає на 80-і роки минулого століття. Зокрема, в роботі [4] досліджується внесок і обмеження існуючих теорій для пояснення співпраці, а також уточняється та розширюється розуміння цього явища. В роботі [5], на системному рівні, для пояснення переваг співпраці в рамках спільних альянсів було проведено аналіз основних теоретичних концептів: теорія залежності від ресурсів; корпоративна соціальна ефективність/теорія інституційної економіки; стратегічний менеджмент/теорія соціальної екології; теорія макроекономіки; теорія інституційного/договірного порядку; і політичної теорії. Автори довели, що жодна окрема теорія не забезпечує адекватної основи для загальної теорії співпраці, але є основою для побудови теорії, яка ґрунтується на колаборації.

Узагальнивши 137 прикладів спільного управління в різних секторах, автори роботи [6] визначили критичні змінні, які впливають на успішну співпрацю в рамках альянсів, зокрема: попередню історію конфлікту або співпраці; стимули для зацікавлених сторін; дисбаланс влади та ресурсів; лідерство та інституційний дизайн. А в роботі [7], на основі огляду літератури про співпрацю, автори обґрунтували перелік початкових умов, що впливають

---

<sup>1</sup> Колаборація – це спільна діяльність у певній сфері двох або більше компаній чи організацій, для досягнення спільної мети. В процесі колаборації, організації обмінюються своїми знаннями, досвідом, корисною інформацією, навчаються, щоб у підсумку досягти згоди (консенсусу).

на формування процесу співпраці, структурних і управлінських компонентів, обмежень і непередбачуваних обставин, результатів і питань підзвітності.

В роботі [8] автори стверджують, що менеджери повинні дивитися всередину «чорної скриньки» процесів співпраці. Всередині вони знайдуть складну структуру з п'яти змінних вимірів – управління, адміністрування, організаційна автономія, взаємність і норми. Менеджери повинні знати ці п'ять вимірів і ними керувати, щоб ефективно співпрацювати.

В подальшому наукові дослідження були зосереджені на узагальненні досвіду створення альянсів, розробці методичних підходів до оцінювання ефективності співпраці в рамках альянсів, ризиків та перешкод співпраці. Зокрема, в роботі [9] досліджуються три основні теоретичні конструкти формування альянсів: теорія транзакційних витрат; ресурсний підхід; підхід на основі економіки знань (knowledge-based economy). Формування альянсів на основі вказаних теоретичних конструктів спрямоване на мінімізацію сукупних витрат учасників на ресурсне забезпечення, виробництво, обмін та впровадження інновацій.

Важливі результати щодо розробки та впровадження методичних підходів до попереднього оцінювання ефектів від створення стратегічних альянсів на основі The Strategic Alliance Formative Assessment Rubric (SAFAR) – рубрика формального оцінювання стратегічного альянсу наведені в роботі [10]. Запропонований інструмент може бути використаний при оцінюванні ініціатив щодо створення колабораційних альянсів, які прагнуть отримати вигоду від синергії «спільних зусиль» (collaborative effort).

В роботі [11] на теоретико-методологічному рівні досліджуються труднощі/ризик створення колабораційних альянсів. Автори вказують, що переважна частина труднощів/ризиків пов'язана із багаторівневою природою альянсів, а також виходячи з того факту, що передумови та наслідки створення альянсів можуть проявлятися на кількох рівнях одночасно.

Серед вітчизняних наукових досліджень необхідно виділити роботи в яких розвиваються теоретико-методичні підходи до формування систем управління

на основі колабораційних альянсів [12] та коопетиційної<sup>2</sup> моделі [13]. В роботі [14] досліджуються переваги використання механізму кооперативної взаємодії на основі колабораційних альянсів. Авторка вказує, що «Суттєвою відмінністю між стратегічними та колабораційними альянсами є: по-перше, розуміння спільної кінцевої мети співпраці; по-друге, форма кооперації між учасниками колаборації та стратегічними альянсами. За колабораційних відносин інтереси учасників можуть бути протилежними, однак їх співпраця спрямована на досягнення поставлених спільних завдань». Цей висновок є надзвичайно важливим з точки зору формування локальних агрегованих груп в електроенергетиці. Адже інтереси учасників в системі «генерація – мережі – споживання» об'єктивно є протилежними, але «відкритий режим» врахування інтересів учасників може забезпечити реальні економічні ефекти. Разом з тим, при формуванні колабораційних альянсів слід акцентувати увагу на негативних наслідках узгодження інтересів учасників альянсу та, відповідно, формування та впровадження стратегії мінімізації ризиків [15].

Таким чином, задача балансування сонячних електростанцій, що входять до складу одиниці агрегації актуалізують обґрунтування загальної моделі агрегації в електроенергетиці на основі теорії колабораційних альянсів, визначення функцій основних структурних блоків «віртуальної електростанції» як нової концепції гнучкої інтеграції розподілених енергетичних ресурсів у розумну мережу.

Слід зазначити, що Глобальний енергетичний альянс для людей і планети – The Global Energy Alliance for People and Planet (GEAPP) був запущений у листопаді 2021 року, щоб вирішити проблему боротьби з енергетичною бідністю, одночасно забезпечуючи справедливий енергетичний перехід [16].

Разом з тим, GEAPP визначив лише рамкові умови формування альянсів на макрорівні для вирішення глобальних задач енергетичної безпеки. Умови і

---

<sup>2</sup> Коопетиція – система взаємовідносин між двома і більше суб'єктами економічної діяльності, заснована на одночасному поєднанні стратегій суперництва та партнерства для отримання взаємних вигід та конкурентних переваг над іншими учасниками ринку.

обмеження створення локальних колабораційних альянсів потребують додаткових досліджень.

Закордонний досвід свідчить, що локальні колабораційні альянси набувають поширення в енергетичному секторі. Тут вони мають певну специфіку, яка визначається технологічними умовами генерації та споживання електроенергії. Так в роботі [17] досліджуються принципи, умови та обмеження створення віртуальних електростанцій (VPP) як нової концепції гнучкої інтеграції розподілених енергетичних ресурсів у розумну мережу. VPP об'єднують різноманітні системи, які співпрацюють для забезпечення оптимального виробництва, розподілу, зберігання та продажу енергії на енергетичному ринку, дозволяють подолати стохастичний характер розподілених енергетичних ресурсів. За своїм складом VPP утворює, як правило, свого роду спільну бізнес-екосистему з високим ступенем взаємодії та взаємозалежності між зацікавленими сторонами. Автори наголошують, що в рамках VPP формуються різноманітні стратегічні та динамічні спільні альянси. Форми цих альянсів схожі на різні організаційні структури, які включають цільові мережі, мережі, що керуються можливостями «генерація – попит», і мережі, що керуються безперервним виробництвом. Крім того, було виявлено, що різні базові функціональні принципи VPP також схожі на принципи, які включають: створення, функціонування та ліквідація віртуальної організації, переговори, брокерські послуги, послуги адміністратора, послуги планування, послуги координатора, а також пошук партнерів і процеси відбору.

Перелічені базові функціональні принципи практично відповідають функціям агрегації на ринку електроенергії, які визначені Законом України «Про ринок електричної енергії».

Збільшення частки відновлюваних джерел енергії в енергетичних системах об'єктивно обумовлює формування нових підходів до співпраці та регулювання енергетичного ринку. Зокрема, в роботі [18] зазначається, що «... перехід на чисту енергію, досягнення високої частки відновлюваної енергії (VRE) в енергетичному балансі вимагає переосмислення енергетичних ринків у різних

аспектах». Очевидно, що адаптація дизайну ринку до високих часток VRE має відбуватися на основі підвищення гнучкості енергосистем. Ринки електроенергії мають бути змінені, щоб інтегрувати всі наявні ресурси, стимулювати гнучкість і сприяти довгостроковим інвестиціям.

Співпраця між учасниками, проактивне регулювання та нові ринкові правила необхідні, щоб зробити структуру енергосистеми придатною для системи відновлюваної енергетики. Правильне поєднання співпраці, регулювання та правил ринку залежить від конкретного контексту, але можна очікувати, що всі три компоненти відіграватимуть відповідну роль у перебудові структур національної енергосистеми.

Вирішення проблеми підвищення стійкості функціонування об'єднаної енергетичної системи України залежить від значної кількості факторів, які можуть створювати певні ризики та негативно впливати на стабільність роботи у т.ч. об'єктів критичної інфраструктури. Основними напрямками вирішення цієї проблеми вважаються пооб'єктна локалізація джерел аварійного електроживлення, створення об'єктів «малої» генерації електроенергії на промислових підприємствах та у територіальних громадах. Однак, наявні наразі резервні джерела електроживлення в основному базуються на використанні дизель-генераторів, функціонування яких протягом певного періоду часу через високу вартість та велику витрату первинного енергоресурсу (дизпалива) є високовартісними. Крім того, такі системи не розраховані на значний ресурс безперервної роботи, що обмежує можливості їх впровадження та використання. Проблемними залишаються і питання узгодження якісних і кількісних показників згенерованої ними електроенергії, графіків її постачання до загальної мережі та розподілення. Тобто, наразі актуальною є задача об'єднання за територіальним принципом об'єктів «малої» енергетики з об'єктами електроспоживання шляхом створення віртуальних електростанцій та підприємств-агрегаторів, які, крім іншого, можуть оптимізувати ринок збуту такої електроенергії. Поєднання у таких системах об'єктів аварійного електрозабезпечення, зокрема використання можливостей мережевих та



гібридних сонячних електростанцій та дизель-генераторів, вбачається як перспективний напрямок їх розвитку.

Сонячні електростанції в штатних умовах експлуатації струмоприймачів певних об'єктів можуть працювати паралельно з джерелами централізованого (мережевого) електрозабезпечення, а за певних умов (наприклад аварії, воєнні дії) повністю або частково заміщати споживання від них. Техніко-економічний аналіз пропонує наразі технічних рішень щодо побудови сонячних гібридних електростанцій показує доцільність їх паралельного використання як у системах резервного так і поточного електрозабезпечення одночасно. Зважаючи на величину поточних тарифів за електроенергію, розрахунки показують, що простий термін окупності впровадження зазначених систем може становити 4...6 років. Окрім того, не слід нехтувати супутніми ефектами: зменшення «вуглецевого сліду» енергетики, зменшення теплового забруднення, зниження рівня інших забруднювачів навколишнього середовища у місцях генерації електроенергії. Однак, проблемним наразі залишається питання точного прогнозування обсягів генерації електроенергії, яка виробляється на таких станціях. Причому ця проблема лежить не лише в площині розробки відповідних математичних моделей та аналітичних комплексів, а й у площині оптимізації техніко-економічних параметрів системи «генерація – акумуляування – передача – споживання».

Одним із практичних заходів, який необхідно, на наш погляд, запроваджувати в комплексі з точним прогнозуванням обсягу генерації для сталого розвитку сонячної енергетики та її ефективної інтеграції до об'єднаної енергетичної системи України є включення «малих» сонячних електростанцій до системи агрегації як це передбачається статтею 30<sup>2</sup> Закону України «Про ринок електричної енергії» [2]. Агрегатор може об'єднувати декілька електростанцій у «віртуальну електростанцію» з формуванням відкритих вертикально-інтегрованих зв'язків на енергетичному ринку країни. Крім того, в такій організаційній системі виникають передумови розвитку паралельних

інтеграційних зв'язків зі споживачами електроенергії як у межах держави, так і окремих її регіонів.

За чинної законодавчої та нормативної бази, існуючу структуру взаємозв'язків «малої» сонячної генерації з ринком електроенергії держави спрощено можна визначити через організацію-посередника – Гарантованого покупця. Тобто, держава гарантує (у разі оформлення купівлі електроенергії за «зеленим» тарифом) купівлю усього обсягу генерації електроенергії «малими» станціями. При цьому, об'єкти «малої» генерації практично не беруть участі у балансуванні мереж електропостачання. Зважаючи на зростаючі обсяги «малої» сонячної генерації, проблема небалансів систем прогнозовано буде загострюватися. Крім того, законодавство України регламентує застосування «зеленого» тарифу на електроенергію лише до 2030 року. Це суттєво підвищує невизначеність подальшого функціонування «малої» сонячної енергетики. Події останніх років (повномасштабна війна), тенденції та тренди розвитку європейської енергетики, зміщують акценти до розвитку роззосередження великих генераційних потужностей з точки зору їх безпеки та підвищення стійкості.

На нашу думку одним із стимулюючих факторів подальшого розвитку електроенергетики є організація локальних віртуальних електричних мереж до складу яких можуть входити: організація-агрегатор, станції вітрової, сонячної або іншої альтернативної електрогенерації, станції (пристрої) накопичення електричної енергії, установки «швидкої» традиційної електрогенерації, прямі споживачі електроенергії, розрахунково-аналітичний центр агрегатора. Загальна структурна схема віртуальної електричної мережі наведена на (рис. 3.1).

Блок «Розрахунково-аналітичний центр (РАЦ)» агрегатора здійснює моніторинг ринку електроенергії, зокрема попит-пропозицію на регіональному ринку, прогнозні обсяги споживання електроенергії (у т. ч. і перспективні проекти розвитку регіону), спрямовує подальший розвиток віртуальної електромережі, розробляє пакети пропозицій споживачам за прямими договорами, організовує логістику транспортування електроенергії. На РАЦ

мають бути покладені функції прогнозування обсягів генерації електроенергії станціями у визначені періоди, прогнозування резервів накопиченої електроенергії пристроями віртуальної електромережі (віртуальної електростанції), формування прогнозних графіків генерації електроенергії (план можливості генерації), узгодження планів постачання електроенергії споживачам за прямими договорами (постійним споживачам, які входять у віртуальну мережу/агрегатну групу), формування пропозицій агрегатору щодо дій на енергоринку (обсягів та періодів продажу електроенергії). РАЦ також має здійснювати диспетчеризацію процесу функціонування віртуальної мережі у реальному часі.



Рисунок 3.1. Структурна схема побудови віртуальної електричної мережі.

Блок «Станції вітрової, сонячної або іншої альтернативної електрогенерації», приймають участь у процесі генерації електроенергії,

регулюванні обсягів постачання електроенергії у мережу за командою диспетчера, або на основі наперед визначених алгоритмів. За наявності станційних пристроїв накопичення електроенергії, відслідковують рівні та графіки накопичення, організовують їх комутацію з мережею для уникнення небалансів (на рівні станції, або віртуальної мережі).

Блок «Станції (пристрої) накопичення електричної енергії». Основною їх функцією є накопичення електричної енергії. Основна вимога до функціонування таких станцій – найкоротший період часу від команди на включення до виходу на штатний (заданий) режим функціонування.

Блок «Установки «швидкої» традиційної електрогенерації». До них можна віднести електрогенераційні установки, що використовують у якості первинного енергоресурсу природний газ, дизельне паливо. У якості приводного двигуна використовують газові турбіни, дизельні двигуни. Наявність таких установок у складі віртуальної електростанції має знижувати ризики небалансів, запобігати аварійним ситуаціям у мережі при різкому зниженні обсягів генерації електроенергії, або проходити періоди пікових навантажень струмоприймачами мережі. Авторами названі такі установки як «швидкі» через їх здатність протягом короткого часу виходити на номінальний режим генерації за потужністю, включатися у мережу електропостачання.

Блок «Споживачі електроенергії». Споживачами електроенергії в рамках агрегованих груп можуть бути струмоприймачі, які отримують електроенергію через енергоринок, або за укладеними прямими договорами. Особливу увагу слід приділяти роботі зі споживачами, які територіально розташовані у зоні дії сформованих агрегованих груп та ще не увійшли до її складу. Їх першочергова зацікавленість полягає у здешевленні електроенергії та постачанні її за прийнятним для них графіком, унормуванні окремих умов щодо підключення до мереж, їх модернізації/збільшенні потужності. Співпраця з такими споживачами за прямими договорами постачання, організаційне залучення до цього процесу органів місцевої влади дає перспективи подальшого розвитку інфраструктури територій за рахунок додаткових фінансових можливостей

агрегатора та учасників віртуальної електростанції і мережі, підвищення стійкості енергосистеми територій, запровадження прийнятних для членів громади графіків роботи підприємств регіону, громадського транспорту та інфраструктурних об'єктів і, як наслідок, підвищення комфортності проживання мешканців.

На загальнодержавному ринку електроенергії у цьому випадку з'являється агрегатор, – гравець з передбачуваною поведінкою, який, знижуючи ризики небалансів, підвищує стійкість об'єднаної енергетичної системи України.

Закордонна практика свідчить, що задача агрегації на вітчизняному ринку електроенергії може бути вирішена на основі колабораційних відносин. Хоча інтереси учасників альянсів в системі «генерація – мережі – споживання» об'єктивно є протилежними, «відкритий режим» врахування інтересів може забезпечити реальні економічні ефекти для кожного члена агрегованої групи.

Принципи, умови та обмеження створення «віртуальних електростанцій», як нової концепції гнучкої інтеграції розподілених енергетичних ресурсів у розумну мережу, відповідають основним положенням теорії колабораційних альянсів. Такі альянси утворюють, свого роду, спільну бізнес-екосистему з високим ступенем взаємодії та взаємозалежності між зацікавленими сторонами, що входять до агрегованої групи.

Основну роль в системі локальної агрегації має відігравати розрахунково-аналітичний центр агрегатора який, на основі моніторингу ринку електроенергії, прогнозів обсягу генерації, накопичення і споживання електроенергії об'єктами агрегованої групи, узгодження оптимальних графіків постачання електроенергії споживачам, забезпечує балансування локальної електричної мережі та формує стабільні відносини з об'єднаною енергетичною системою.

### 3.3. Завдання та напрямки діяльності з агрегації в електроенергетиці на основі розвитку розподіленої генерації

На сьогоднішній день в Україні дуже гостро стоїть питання модернізації електричних мереж які, з причин фізичної та моральної зношеності, а також пошкоджень внаслідок бойових дій, здебільшого перебувають в незадовільному, а подекуди в критичному стані. Крім того, історично склалось, що внаслідок концентрації на «потужній генерації», особливо в умовах нинішніх реалій, процес постачання електричної енергії в ланцюгу «потужна електростанція – магістральні мережі – розподільчі мережі – кінцевий споживач» є доволі складним та має багато ризиків. Як наслідок, у вітчизняній електроенергетиці спостерігається ряд негативних тенденцій, зокрема:

- зниження надійності електропостачання, про що свідчить зростання індексів SAIDI та SAIFI;
- зростання технологічних втрат електричної енергії, що як в комплексі, так і окремо, може становити причину зниження рівня енергетичної безпеки.

Окрім технічної складової, істотного реформування вимагає і ринок електричної енергії. Незважаючи на кардинальні зміни, впроваджені в 2019 році, існує потреба в усуненні недоліків, які виникли в результаті функціонування нової моделі.

Розумна енергосистема майбутнього включає в себе широкий набір структурних та підструктурних елементів, які представлені науковцями [19] наступним чином (табл. 3.15).

Таблиця 3.15. Структурні та підструктурні елементи розумних енергосистем

№	Структурні елементи	Підструктурні елементи
1	Інтелектуальний облік	автоматичне зняття показників
		дистанційне управління приладами
		управління даними обліку
		двостороння комунікація
2	Розумна мережа	дистанційне керування мережею
		автоматичне керування мережею
		оптимізація втрат
		оптимізація планування мережі
3	Енергоефективність	управління регулюванням навантаження
		інтервальна тарифікація
		збереження електроенергії
		формування культури енергоспоживання
4	Технології споживачів	інтелектуальні побутові прилади
		електромобілі
		розподілена генерація

Аналізуючи дані елементи стає очевидним, що для успішного впровадження та розвитку концепції розумних мереж в Україні, окрім значних капіталовкладень, необхідна реалізація суттєвого комплексу законодавчих, організаційних, технічних, економічних та інших заходів.

В жовтні 2022 року Кабінетом міністрів України було схвалено Концепцію впровадження «розумних мереж» в Україні до 2035 року та затверджено план заходів щодо її реалізації [20]. В рамках даної Концепції окрема увага приділяється необхідності поширення та ефективної інтеграції розподіленої генерації. Об'єктом розподіленої генерації, в трактуванні законодавства України, визначається електростанція встановленою потужністю 20 МВт та менше, приєднана до системи розподілу електричної енергії [2]. В свою чергу, на нашу думку, визначення цього терміну більш розгорнуто розкриває представлення розподіленої генерації як системи виробництва та передачі енергії, яка передбачає велику кількість споживачів, що водночас є виробниками електрики та тепла для власних потреб, і мають можливість

передавати надлишки виробленої енергії до загальної мережі [21]. Агенцією з охорони довкілля США [22] визначено наступні ресурси розподіленої генерації:

- сонячні електростанції;
- вітрові електростанції;
- малі гідроелектростанції;
- комбіновані теплоенергетичні системи;
- електростанції, що працюють за рахунок спалювання біомаси або природного газу;
- електростанції, що працюють на використанні біомаси;
- електростанції, що працюють на використанні твердих паливних відходів;
- дизельні та бензинові генератори.

Впровадження системи розподіленої генерації в кінцевому результаті має наступні переваги [21, 23, 24]: зниження технологічних втрат електричної енергії при транспортуванні; покращення якості електроенергії; покращена стабільність роботи; висока ефективність роботи; можливість виступати джерелом аварійного електропостачання; надання допоміжних послуг включаючи реактивну потужність; зниження витрат на землекористування; зниження вразливості до пошкоджень в результаті атак; підвищення стійкості інфраструктури; підвищення рівня енергонезалежності; зростання інвестицій на рівні місцевих громад; створення локальних робочих місць; зниження негативного впливу на навколишнє природне середовище.

Разом з тим, основними недоліками розвитку об'єктів розподіленої генерації є, як правило, їх висока початкова інвестиційна вартість та витрати на технічне обслуговування. В той же час при комплексному підході, незважаючи на вказані перешкоди, впровадження розподіленої генерації в кінцевому результаті матиме високу економічну ефективність.

На рис. 3.2 наведені ряд необхідних основних передумов, визначених фахівцями на основі успішного досвіду активного впровадження розподіленої генерації в європейських країнах [21]. Слід відмітити, що вказані заходи



повинні, на нашу думку, бути максимально взаємопов'язаними та не виключати один одного.

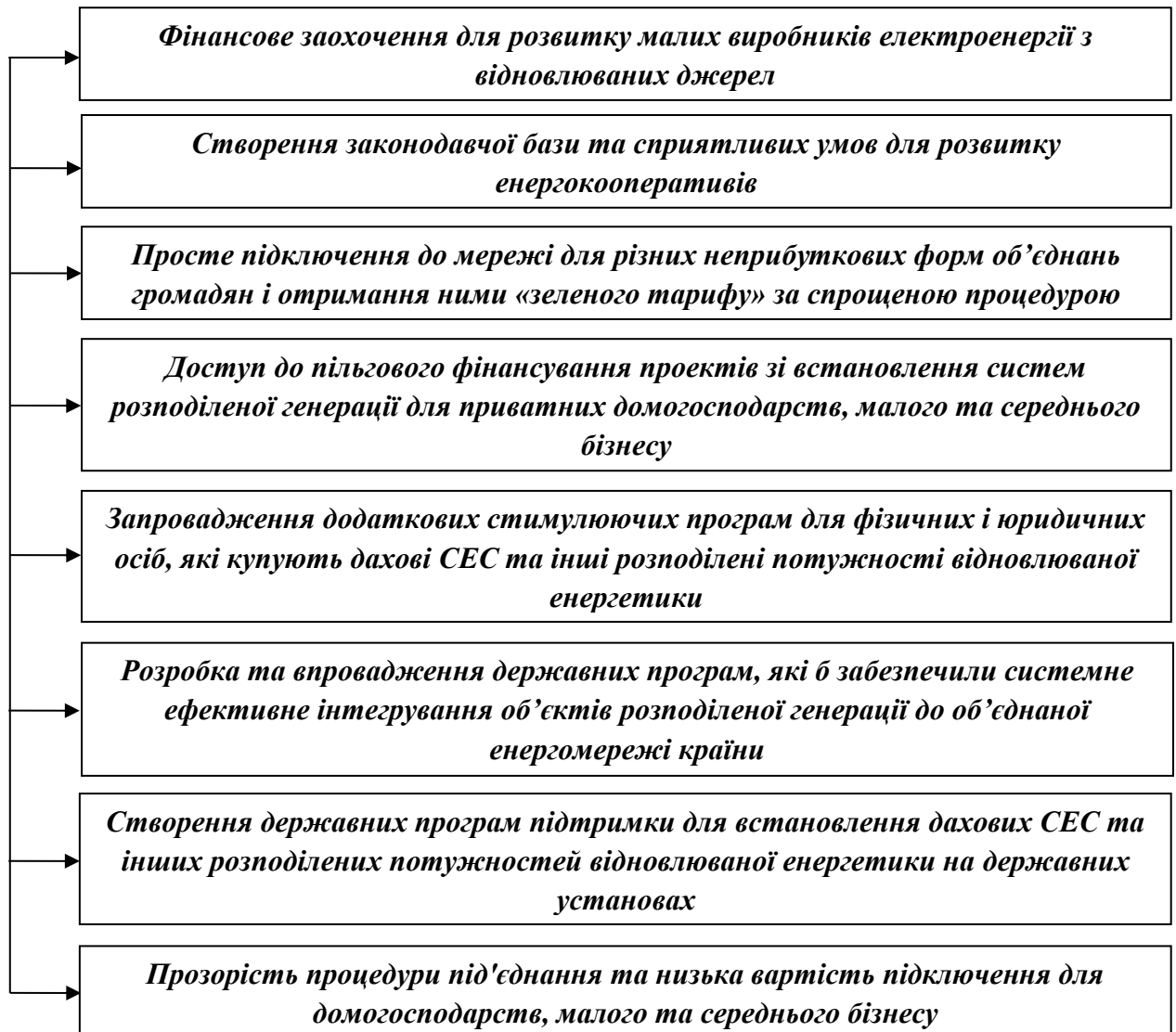


Рисунок 3.2. Передумови активного впровадження розподіленої генерації [21].

Розробка та реалізація комплексу заходів, направлених на розвиток розподіленої генерації потребує всебічної адаптації ринку електричної енергії, зокрема формування правових засад, організаційних та економічних зв'язків, введення нових видалення неактуальних учасників тощо.

Донедавна Законом України «Про ринок електричної енергії» [2] був визначений наступний перелік видів господарської діяльності на ринку

електричної енергії, провадження яких вимагає отримання відповідної ліцензії: виробництво електричної енергії; передача електричної енергії; розподіл електричної енергії; постачання електричної енергії споживачам; зберігання енергії; трейдерська діяльність; здійснення функцій оператора ринку; здійснення функцій гарантованого покупця; зберігання енергії.

В червні 2023 року Законом України «Про внесення змін до деяких законів України щодо відновлення та «зеленої» трансформації енергетичної системи України» [1] було внесено ряд змін до Закону України «Про ринок електричної енергії», направлених на вирішення ряду існуючих проблем ринку електричної енергії, в тому числі з відновлюваних джерел, а також на імплементацію до європейського ринку. Змінами було розширено наведений вище перелік видів господарської діяльності такими як розподіл електричної енергії малими системами розподілу та агрегація.

Крім того, в рамках організації діяльності з агрегації, на законодавчому рівні було введено ряд термінів та їх визначень, наведених в табл. 3.16.

Впровадження діяльності з агрегації, насамперед, має на меті спростити учасникам агрегованої групи процес реалізації електричної енергії на ринку шляхом консолідації розподілених енергетичних ресурсів в одну віртуальну електростанцію. Крім того, агрегатор створює можливість участі в ринку електроенергії для дрібних учасників, які не мають можливості або компетенції для самостійної участі. Таким чином, функцію агрегатора можна також узагальнити як координацію об'єднання об'єктів розподіленої генерації джерелами енергії та управління їхньою участю на ринку електричної енергії, а також відповідний розподіл прибутку між учасниками групи.

Таблиця 3.16. Основні терміни та їх визначення, пов'язані з діяльністю з агрегації.

№	Термін	Визначення	
		У відповідності до Закону України «Про ринок електричної енергії» [2]	У відповідності до Директиви (ЄС) 2019/944 [3]
1.	Агрегатор	Незалежний агрегатор або інший учасник ринку електроенергії, який здійснює діяльність з агрегації.	
2.	Агрегація	Діяльність на ринку електричної енергії, що здійснює суб'єкт господарювання, пов'язана з об'єднанням електроустановок, призначених для виробництва та/або споживання, та/або зберігання електричної енергії з метою купівлі-продажу електричної енергії, надання допоміжних послуг та/або послуг з балансування на ринку електричної енергії.	Функція, що виконується фізичною або юридичною особою, яка поєднує навантаження або вироблену електроенергію декількох споживачів для продажу, купівлі або торгівлі через аукціон на будь-якому ринку електроенергії
3.	Агрегована група	Учасники ринку електричної енергії, електроустановки яких входять до однієї одиниці агрегації та агрегуються агрегатором.	
4.	Одиниця агрегації	Сукупність електроустановок, призначених для агрегації.	
5.	Незалежний агрегатор	Учасник ринку, що здійснює діяльність з агрегації та який неафілійований з електропостачальником та/або постачальником універсальних послуг споживача, електроустановки якого агрегуються таким учасником ринку.	Учасник ринку, що займається агрегацією, який не є афілійованим з постачальником споживача

Директивою (ЄС) 2019/944 Європейського Парламенту і Ради від 05.05.2019 про спільні правила внутрішнього ринку електроенергії [3] передбачено, що всі групи споживачів (промислові, комерційні та домогосподарства) повинні мати доступ до ринків електроенергії для торгівлі своїми гнучкими навантаженнями та електроенергією власного виробництва, а також мати можливість повністю використовувати переваги агрегації виробництва та постачання. Крім того, даною Директивою визначено, що держави-члени ЄС повинні:

- забезпечити законодавчу базу рамки для повноцінного функціонування незалежних агрегаторів та належної компенсації для приєднаних до них споживачів;
- обрати модель імплементації та підхід до управління незалежною агрегацією, яка повинна містити прозорі та справедливі правила, котрі дозволять незалежним агрегаторам виконувати свою роль посередників і гарантувати, що кінцевий споживач отримує адекватну вигоду від їхньої діяльності;
- дозволяти та заохочувати участь в агрегації, забезпечуючи її на всіх ринках електроенергії нарівні з виробниками на недискримінаційній основі;
- забезпечити недискримінаційне ставлення по відношенню до учасників ринку, що займаються агрегацією з боку операторів системи передачі та операторів системи розподілу;
- забезпечити включення в їх нормативно-правову базу щонайменше таких елементів:
  - право кожного учасника ринку, що займається агрегацією, включаючи незалежних агрегаторів, виходу на ринки електроенергії без згоди інших його учасників;
  - недискримінаційні та прозорі правила, які чітко розподіляють ролі та обов'язки між усіма електроенергетичними підприємствами та споживачами;
  - недискримінаційні та прозорі правила та процедури обміну даними між учасниками ринку, що займаються агрегацією та іншими учасниками ринку на рівних умовах, а також повний захист комерційної інформації та персональних даних споживачів.
- обов'язок учасників ринку, що займаються агрегацією, нести фінансову відповідальність за спричинені в системі небаланси;
- незастосування неналежних платежів, штрафів, інших договірних обмежень з боку постачальників по відношенню до кінцевих споживачів;

- механізм вирішення конфліктів між учасниками ринку, що займаються агрегацією та іншими учасниками ринку, включаючи відповідальність за небаланси;
- забезпечити щоб регуляторні органи або, в залежності національно-правової системи, оператори системи передачі та оператори системи розподілу, в співпраці з учасниками ринку та кінцевими споживачами, встановили технічні вимоги до участі в управлінні попитом на всіх ринках електроенергії.

З метою покращення стану електричних мереж в Україні на шляху до євроінтеграції в частині ринку електричної енергії, на законодавчому рівні необхідно розробити, прийняти та адаптувати до законодавства ЄС низку нормативно-правових документів, пов'язаних з агрегацією в електроенергетиці. В той же час дані заходи потрібно здійснювати виходячи з існуючих реалій вітчизняної енергетики і законодавства з врахуванням трансформації до європейських стандартів. Однією з необхідних умов реалізації цих заходів постає потреба створення організаційно-економічних механізмів діяльності з агрегації, які будуть максимально повно враховувати структуру, задачі, обов'язки та функції учасників, а також економічні взаємовідносини між ними.

#### 3.4. Організаційно-економічні складові програм розвитку електромереж

На сьогоднішній день в електричних мережах держави спостерігаються ознаки зниження рівня надійності, а також збільшення технологічних втрат електричної енергії. Першопричина вказаних явищ полягає в тому, що величезна кількість складових елементів електроенергетичної системи України потребує відновлення, реконструкції, модернізації та технічного переоснащення. В той же час, необхідно звернути окрему увагу, що для успішного досягнення необхідних цілей потрібна розробка технічних, організаційних, економічних, політичних, програмних та інших заходів, а також

підходів до їх реалізації, які дозволять вивести енергетику України на новий рівень, що є значно вищим в порівнянні з існуючим.

Національною комісією, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП) визначено три основні напрямки визначення якості електропостачання [25]:

1. Якість електричної енергії, характерними рисами якої є фізичні параметри поставленої споживачу електроенергії та їх відповідність встановленому стандарту, що в точках приєднання (в нормальних умовах експлуатації) має відповідати вимогам ДСТУ EN 50160:2014 «Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загального призначення».

2. Комерційна якість надання послуг, яка характеризує якість взаємовідносин операторів системи розподілу (ОСР) або постачальників електричної енергії з споживачами стосовно:

- надання послуг кол-центрами;
- дотримання встановлених нормативно-правовими актами строків надання послуг та виконання робіт щодо приєднання до системи розподілу;
- надання послуг з розподілу електричної енергії;
- відновлення електропостачання та забезпечення належної якості електричної енергії;
- питань комерційного обліку;
- відповідей на звернення та скарги споживачів тощо.

3. Надійність (безперервність) електропостачання, яка характеризується кількістю, тривалістю та частотою перерв в електропостачанні і основними показниками якої є:

- індекс середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні в системі (System Average Interruption Duration Index, SAIDI), який, в свою чергу, є відношенням сумарної тривалості довгих перерв в електропостачанні в точках комерційного обліку електричної енергії, в яких було припинене

електропостачання, за звітний період до загальної кількості точок комерційного обліку електричної енергії;

- індекс середньої частоти довгих перерв в електропостачанні в системі (System Average Interruption Frequency Index, SAIFI), який є відношенням сумарної кількості точок комерційного обліку електричної енергії, в яких було припинене електропостачання внаслідок усіх довгих перерв в електропостачанні протягом звітного періоду, до загальної кількості точок комерційного обліку електричної енергії.

Слід констатувати, що рівень SAIDI в Україні навіть перед широкомасштабним вторгненням не мав ознак зниження, був найнижчим в Європі і в десятки разів перевищував рівень країн Європейського союзу.

Дані табл. 3.17 свідчать, що в 2020 році середнє значення SAIDI в середньому по Україні перевищувало середньоєвропейське значення при планових відключеннях на 304 %, а при непланових – на 800%.

Таблиця 3.17. SAIDI, тривалість перерв в електропостачанні у 2020 році, хвилин.

Тривалість перерв, хв	Україна		Країни ЄС	
	Планові	Непланові	Планові	Непланові
	484	816	160	102

Джерело: сформовано на основі [25].

Одним з шляхів, направлених на зниження SAIDI в Україні стало затвердження в 2020 році методики стимулюючого тарифоутворення для операторів систем розподілу (РАВ-регулювання), згідно якої передбачено зниження даного показника протягом 13 наступних років до 150 хвилин в міських територіях та до 300 хвилин в сільській місцевості [26].

Водночас, внаслідок комплексу негативних обставин, пов'язаних з військовим станом, спостерігається тенденція зростання рівня даного індексу [25]. Тому прогнозується висока ймовірність недосягнення передбаченого

результату без актуалізації підходів досягнення цілей шляхом адаптації до існуючих реалій та подальших перспектив.

Автори [27] узагальнюють наступні проблеми розподільчих електричних мереж, які мають місце в першу чергу у зв'язку з їх застарілим та зношеним станом:

- об'єкти мають підвищені експлуатаційні витрати;
- низька надійність комутаційної апаратури (рубильники, вимикачі навантаження, запобіжники);
- встановлені трансформатори з високими значеннями втрат потужності;
- низька надійність електропостачання споживачів і підвищена ймовірність відмов обладнання тощо.

До цього переліку об'єктивно додати масове пошкодження мереж внаслідок бойових дій, а також, як наслідок, відсутності схеми нормального режиму роботи обладнання.

Дана найвагоміша причина, яка об'єктивно погіршує вітчизняні показники індексів SAIDI та SAIFI, підтверджується [28] перебуванням в незадовільному технічному стані 78 тис. км повітряних ліній напругою 150...0,4 кВ, а також майже 32 тис. трансформаторних підстанцій 10(6)/0,4 кВ та підстанцій 35 кВ та вище. Загальний же кількісний показник об'єктів, які потребують модернізації значно вищий.

Іншим негативним показником незадовільного технічного стану вітчизняних електричних мереж є технологічні втрати електричної енергії (ТВЕ). На прикладі, за даними за Міністерства енергетики України нормативна (технічна) складова ТВЕ за 9 місяців 2021 року в порівнянні з аналогічним періодом 2020 року збільшилась на 1,0 млрд. кВт·год, а рівень загальних технологічних втрат збільшився на 0,6 млрд. кВт·год [29]. Водночас, також слід відмітити і той факт, що навіть до 2022 року обсяг втрат в мережах України значно перевищував середньоєвропейський рівень.

Окрему увагу необхідно звернути на продовження фактичного зростання ТВЕ в порівнянні з зазначеними періодами, що в першу чергу здебільшого



пов'язане з причинами, аналогічними до причин високих показників індексів SAIDI та SAIFI.

Спеціалісти енергопостачальних компаній та науковці відзначають наступні заходи, які сприятимуть зниженню ТВЕ:

- оптимізація розподілу навантаження між підстанціями 110 кВ і вище;
- вирівнювання навантажень фаз в електромережі 0,4 кВ;
- вимкнення трансформаторів з малим навантаженням на ПС з двома трансформаторами;
- введення в роботу пристрої для компенсації реактивної потужності;
- встановлення порогових значень коефіцієнта потужності і величини штрафних санкцій за його недотримання;
- заборона будівництва ВДЕ в місцях, де немає споживання електроенергії;
- внесення змін в чинну Методику з компенсації реактивної потужності електроенергії;
- проведення розрахунків режимів роботи та діагностику мереж, до яких планується приєднувати СЕС, ВЕС, тощо перед видачою технічних умов [30].

Крім того, слід погодитись і з твердженням авторів, які розглядають комплекс традиційних заходів, відображених на рис. 3.3, пов'язаних з керуванням розвитку мереж та керуванням розвитку споживачів [31].

Водночас, на нашу думку, істотною проблемою є відсутність комплексу заходів та програмних інструментів, які затверджені на державному рівні та містять послідовний та повний алгоритм зниження високих показників SAIDI та SAIFI, а також зниження рівня ТВЕ.

Одним з ключових напрямків вирішення вищенаведених проблем є реалізація сценарію Енергетичного переходу, що на сьогоднішній день активно відбувається в постіндустріальних країнах. Моделі реалізації даного переходу, в рамках концепції інтелектуальних мереж (Smart Grid) зокрема, передбачають

суттєвий розвиток розосередженої генерації, в першу чергу відновлюваних джерел енергії, а також та розвиток акумулювання електричної енергії.



Рисунок 3.3. Комплекс заходів з керування розвитку мереж та споживачів в рамках зниження ТВЕ [31].

Проведений аналіз засвідчив, що на сьогоднішній день вже розпочато розробку та впровадження ряду документів, які на державному рівні певною мірою сприятимуть реалізації сценарію Енергетичного переходу, зокрема:

- розроблено та схвалено Енергетичну стратегію України на період до 2050 року;
- оновлено Національно визначений внесок України до Паризької угоди;
- схвалено Концепцію впровадження «розумних мереж» в Україні до 2035 року та затверджено План заходів щодо її реалізації;

- розроблено та концепцію Державної цільової програми підтримки розподіленої генерації з відновлювальних джерел енергії (ВДЕ) тощо.

В той же час, проаналізувавши вищевикладене, ми прийшли до висновку стосовно існування потреби в розробці системи прогнозних та програмних документів, які максимально всеосяжно регламентуватимуть комплекс заходів з створення системи інтелектуальних мереж як на державному, так і на регіональному рівнях. Окрему увагу, окрім безпосередньо технічних заходів, слід приділити організаційно-економічним складовим розроблюваних документів та найбільш оптимальним економічним моделям, які на всіх рівнях максимально повно враховуватимуть і передбачатимуть:

- визначення задач і функцій учасників реалізації програмних завдань;
- існуючі та потенційні можливості господарюючих суб'єктів;
- створення максимально сприятливих умов учасникам реалізації програмних завдань;
- розподіл відповідальності за прийняті рішення;
- організацію ефективної взаємодії між господарюючими суб'єктами різних галузей, органами місцевого самоврядування та виконавчої влади;
- формування фінансової складової, зокрема: кредитування; оподаткування; інвестиційного забезпечення; бюджетних коштів; джерел додаткового фінансування та ін.
- раціональне використання наявних ресурсів;
- сприяння соціальній відповідальності;
- заохочення мінімізації негативного впливу на навколишнє природне середовище.

Відновлення та подальший розвиток електричних мереж країни, керуючись успішним досвідом розвинених держав, є запорукою покращення якості електропостачання та зниження рівня технологічних втрат. В той же час, успішне досягнення поставлених цілей вимагає розробки та виконання

комплексу організаційно-економічних заходів, які необхідно включити в прогнозні та програмні документи.

## ВИСНОВКИ

В ході виконання 2-го етапу були одержані наступні результати:

- Розроблено універсальні математичні моделі та алгоритми генерації електроенергії та короткострокового прогнозування обсягів генерації сонячною електростанцією.
- На основі аналізу базових моделей прогнозування генерації електроенергії сонячними електростанціями обґрунтована доцільність застосування нейромережових моделей.
- Побудовано структуру нейромережі для короткострокового прогнозування обсягів генерації сонячною електростанцією.
- Створено алгоритми використання нейромережі для розрахунку прогнозу генерації.
- Розроблено укрупнену методику прогнозування обсягів генерації електричної енергії сонячними електростанціями з горизонтом прогнозування місяць, сезон, рік з використанням статистичних даних функціонування сонячних електростанцій протягом декількох останніх років.
- Обґрунтовано, що створення локальних агрегованих груп на основі положень теорії колабораційних альянсів може сприяти вирішенню двох взаємопов'язаних задач: по-перше, забезпечити ефективне впровадження джерел відновлюваної електроенергії в об'єднану енергетичну систему країни, завдяки забезпеченню балансу локальних енергосистем (як наслідок, – мінімізація негативних наслідків зелено-вугільного парадоксу); по-друге, розробці інструментарію прогнозування генерації електроенергії відновлюваними джерелами та управління попитом на електроенергію в межах агрегованої групи.
- З метою підвищення стійкості енергетичної системи України, зменшення ризиків небалансів запропоновано структуру віртуальної електростанції з

використанням сонячної та вуглецевої генерації. Розроблено методику оцінювання впровадження когенераційних газопоршневих установок в структурах віртуальних електростанцій, а також, використання їх як джерел резервного живлення відокремлених об'єктів, що підвищує енергоефективність генерації енергії та стійкість об'єктів.

- На основі аналізу методів і моделей прогнозування генерації і споживання електроенергії встановлені тенденції їх розвитку: розширення числа зовнішніх зав'язків паливно-енергетичного комплексу; врахування комплексного впливу стратегій розвитку енергетики на економіку; перехід від створення ізольованих економічних та енергетичних моделей до їх синтезу; розробка складних програмних комплексів, що відображають процес енергоспоживання в окремих секторах економіки.

Основні результати досліджень оприлюднено у науковій публікації <https://archive.journal-grail.science/index.php/2710-3056/issue/view/08.12.2023/22>.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

## Розділ 1

1. Круцяк, М. О. (2018). Прогнозування попиту на вітчизняному ринку електричної енергії на основі результатів аналізу динаміки соціально-економічних показників. *Економічний аналіз*. Тернопіль, Том 28. № 3. С. 37-46. <http://dspace.wunu.edu.ua/bitstream/316497/32280/1/ea-28-3-final.pdf>.
2. Lapillonne, B. (1978). *MEDEE 2: A Model for Long-Term Energy Demand Evaluation*. IIASA Research Report. IIASA, Laxenburg, Austria: RR-78-017. <https://pure.iiasa.ac.at/id/eprint/826/>.
3. Barrett, M.A., Spataru, C., Beevor, J., Danner, G., Franklin, F., Passmore & S. (2014). City Energy Demand Simulation (CEDS) Feasibility Study. UCL Energy Institute: London, UK. 47 Pages. <https://discovery.ucl.ac.uk/id/eprint/10050049/1/FINAL%20CEDS%20feasibility%20report.pdf>.
4. Regulation (EC) No 1099/2008 of the European Parliament and of the Council of 22 October 2008 on energy statistics (Text with EEA relevance). <http://data.europa.eu/eli/reg/2008/1099/oj>.
5. Eurostat regional yearbook [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Eurostat\\_regional\\_yearbook](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Eurostat_regional_yearbook).
6. Energy balance – new methodology / [Eurostat](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy_balance_-_new_methodology#Additional_information_and_more_details). [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy\\_balance\\_-\\_new\\_methodology#Additional\\_information\\_and\\_more\\_details](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy_balance_-_new_methodology#Additional_information_and_more_details).
7. Iheanetu, K. J. (2022). Solar Photovoltaic Power Forecasting: A Review. *Sustainability*, Vol. 14, Is. 24, no. 10.3390/su142417005. <https://doi.org/10.3390/su142417005>.
8. Dolara, A., Grimaccia, F., Leva, S., Mussetta, M. & Ogliari, E. (2015). A Physical Hybrid Artificial Neural Network for Short Term Forecasting of PV Plant Power

- Output. *Energies*, Vol. 8, Pages 1138-1153. <https://www.mdpi.com/1996-1073/8/2/1138>.
9. Massidda, L., Marrocu, M. (2017). Use of Multilinear Adaptive Regression Splines and numerical weather prediction to forecast the power output of a PV plant in Borkum, Germany. *Solar Energy*, Vol. 146, Pages 141-149. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.02.007>.
  10. Soman, S., Zareipour, H., Malik, O. & Mandal, P. (2010). A review of wind power and wind speed forecasting methods with different time horizons. *In Proceedings of the North American Power Symposium*, Arlington, TX, USA. <https://ieeexplore.ieee.org/document/5619586>.
  11. Zhang, J., Florita, A., Hodge, B., Lu, S., Hamann, H., Banunarayanan, V. & Brockway, A. (2015). A suite of metrics for assessing the performance of solar power forecasting. *Soar. Energy*, Vol. 111, Pages 157-175. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0038092X14005027?via%3Dihub>.
  12. Blanc, P., Remund, J. & Vallance, L. (2017). 6-Short-term solar power forecasting based on satellite images. *Renewable Energy Forecasting from Model to Applications*; Woodhead Publishing: Cambridge, UK, Pages 179-198. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/B9780081005040000068?via%3Dihub>.
  13. Boilley, A., Thomas, C., Marchand, M., Wey, E. & Blanc, P. (2016). The Solar Forecast Similarity Method: A New Method to Compute Solar Radiation Forecasts for the Next Day. *Energy Procedia*, Vol. 91, Pages 1018-1023. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610216303708?via%3Dihub>.
  14. Dambreville, R., Blanc, P., Chanussot, J. & Boldo, D. (2014). Very short term forecasting of the Global Horizontal Irradiance using a spatio-temporal autoregressive model. *Renew. Energy*, Vol. 72, Pages 291-300. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S096014811400398X?via%3Dihub>.



15. Voyant, C., Haurant, P., Muselli, M., Paoli, C. & Nivet, M.L. (2014). Time series modeling and large scale global solar radiation forecasting from geostationary satellites data *Sol. Energy*, Vol. 102, Pages 131-142. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0038092X14000358?via%3Dihub>.
16. Coimbra, F., Kleissl, J. & Marquez, R. (2013). Overview of solar-forecasting methods and a metric for accuracy evaluation. In *Solar Energy Forecasting and Resource Assessment*, Academic Press: Cambridge, MA, USA, Pages 171-194. <https://cir.nii.ac.jp/crid/1364233271096408704>.
17. Lorenz, E., Hammer, A. & Heinemann, D. (2004). Short term forecasting of solar radiation based on satellite data. In Proceedings of the ISES Europe Solar Congress, Freiburg, Germany. [https://d1wqtxts1xzle7.cloudfront.net/49998767/Short\\_term\\_forecasting\\_of\\_solar\\_radiatio20161031-11795-7wi9q3-libre.pdf?](https://d1wqtxts1xzle7.cloudfront.net/49998767/Short_term_forecasting_of_solar_radiatio20161031-11795-7wi9q3-libre.pdf?)
18. Wang, G., Su, Y. & Shu, L. (2016). One-day-ahead daily power forecasting of photovoltaic systems based on partial functional linear regression models. *Renew. Energy*, Vol. 96, Pages 469-478. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0960148116303913?via%3Dihub>.
19. Wang, H., Yi, H., Peng, J., Wang, G., Liu, Y., Jiang, H. & Liu, W. (2017). Deterministic and probabilistic forecasting of photovoltaic power based on deep convolutional neural network. *Energy Convers. Manag*, Vol. 153, Pages 409-422. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S019689041730910X?via%3Dihub>.
20. Cervone, G., Clemente-Harding, L., Alessandrini, S. & Delle Monache, L. (2017). Short-term photovoltaic power forecasting using Artificial Neural Networks and an Analog Ensemble. *Renew. Energy*, Vol. 108, Pages 274-286. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0960148117301386?via%3Dihub>.

21. Qing, X., Niu, Y. (2018). Hourly day-ahead solar irradiance prediction using weather forecasts by LSTM. *Energy*, Vol. 148, Pages 461-468. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360544218302056?via%3Dihub>.
22. Thevenard, D., Pelland, S. (2013). Estimating the uncertainty in long-term photovoltaic yield predictions. *Sol. Energy*, Vol. 91, Pages 432–445. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0038092X11001757?via%3Dihub>.
23. Yang, H.T., Huang, C.M., Huang, Y.C. & Pai, Y.S. (2014). A weather-based hybrid method for 1-day ahead hourly forecasting of PV power output. *IEEE Trans. Sustain. Energy*, Vol. 5, Pages 917-926. <https://ieeexplore.ieee.org/document/6802349/>.
24. Umer, F., Aslam, M., Rabbani, M., Hanif, M., Naeem, N. & Abbas, M. (2019). Design and Optimization of Solar Carport Canopies for Maximum Power Generation and Efficiency at Bahawalpur. *International Journal of Photoenergy*, Vol. 2019, Article ID 637250. <https://www.hindawi.com/journals/ijp/2019/6372503/>.
25. Gandoman, F., Raeisi, F. & Ahmadi, A. (2016). A literature review on estimating of PV-array hourly power under cloudy weather conditions. *Renew. Sustain. Energy Rev*, Vol. 63, Pages 579-592. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S136403211630137X?via%3Dihub>
26. Milano, F., M. Liu, Murad, M., Jónsdóttir, G. M., Tzounas, G., Adeen, M., Ortega, Á. & Dassios, I. (2022). Power system modelling as stochastic functional hybrid differential-algebraic equations. *IET Smart Grid*, Vol. 5, Is. 5. Pages 309-331. <https://ietresearch.onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1049/stg2.12069/>
27. Tsai, W.-C., Tu, C.-S., Hong, C.-M. & Lin W.-M. (2023). A Review of State-of-the-Art and Short-Term Forecasting Models for Solar PV Power Generation. *Energies*, Vol. 16, Is. 14, no. 10.3390/en16145436. <https://www.mdpi.com/1996-1073/16/14/5436#B60-energies-16-05436>.

## Розділ 3

1. Про внесення змін до деяких законів України щодо відновлення та «зеленої» трансформації енергетичної системи України (Закон України). 3220-ІХ. (2023). Вилучено з <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/3220-20#n282>.
2. Про ринок електричної енергії (Закон України). 2019-VІІІ. (2023). Вилучено з <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19#Text>.
3. Про спільні правила внутрішнього ринку електроенергії та внесення змін до Директиви 2012/27/ЄС (нова редакція) (Директива 2019/944 Європейського Парламенту і Ради). (2019). Вилучено з <https://energysecurityua.org/ua/brify/dyrektyva-yes-2019-944-yevropeyskoho-parlamentu-i-rady-vid-05-chervnia-2019-roku/>
4. Graham, A. W. (1984). Toward an Appreciation of Collective Strategy. *The Academy of Management Review*, (Vol. 9, Is. 3), 526-535. Вилучено з <https://www.jstor.org/stable/258292>.
5. Gray, B. & Wood, D. J. (1991). Collaborative alliances: Moving from practice to theory. *Journal of Applied Behavioral Science*, (Vol. 27, Is. 1), 3-22. Вилучено з <https://doi.org/10.1177/0021886391271001>.
6. Ansell, C. & Gash, A. (2008). Collaborative Governance in Theory and Practice. *Journal of Public Administration Research and Theory*, (Vol. 18, Is. 4), 543-571. Вилучено з <https://doi.org/10.1093/jopart/mum032>.
7. Bryson, J., Crosby, B., & Stone, M. (2006). The Design and Implementation of Cross-Sector Collaborations: Propositions from the Literature. *Public Administration Review*, (Vol. 66, Special Issue: Collaborative Public Management), 44-55. Вилучено з <https://www.jstor.org/stable/4096569>.
8. Thomson, A., & Perry, J. (2006). Collaboration Processes: Inside the Black Box, *Public Administration Review*, (Vol. 66, Is. 1), 20-32. Вилучено з <https://doi.org/10.1111/j.1540-6210.2006.00663.x>.
9. Lammi, I. (2012). *Strategic alliances and three theoretical perspectives. A review of literature on alliances*. Mälardalen: School of Sustainable development of

- society and technology, Mälardalen University. Вилучено з <https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:604397/FULLTEXT01.pdf>.
10. Gajda, R. (2023). Utilizing Collaboration Theory to Evaluate Strategic Alliances. *The American Journal of Evaluation*, (Vol. 25, Is. 1), 65-77. Вилучено з <https://doi.org/10.1016/j.ameval.2003.11.002>.
  11. Foss, N. J. & Nielsen, B. B. (2012). Researching Multilevel Phenomena: The Case of Collaborative Advantage in Strategic Management. *Journal of CENTRUM Cathedra: The Business and Economics Research Journal*, (Vol. 5, Is. 1), 11-23. Вилучено з <https://ssrn.com/abstract=2018450>.
  12. Галинська, Ю.В. (2018) *Державне регулювання розподілу природної ренти в національній економіці на основі теорії колабораційних альянсів* (автореф. дис. ... доктора. екон. наук). Сумський державний університет. Суми. Україна.
  13. Швіндіна, Г.О. (2019) *Методологічні засади формування коопетиційної моделі організаційного розвитку підприємств* (автореф. дис. ... доктора. екон. наук). Сумський державний університет. Суми. Україна.
  14. Педченко, Н. С. (2018). Поняття та відмінності колабораційних альянсів від інших форм кооперації в Україні. *Науковий вісник Полтавського університету економіки і торгівлі*, (2 (87)), 49-54. Вилучено з <https://core.ac.uk/download/pdf/300243571.pdf>
  15. Telizhenko, A. & Halynska, Y. (2016). Risk in the formation of collaboration alliance of the redistribution natural rental income. *Problems and Perspectives in Management*, (Vol. 14, Is. 4), 181-185. Вилучено з [file:///C:/Users/user/Downloads/PPM\\_2016\\_04cont\\_Telizhenko.pdf](file:///C:/Users/user/Downloads/PPM_2016_04cont_Telizhenko.pdf).
  16. The Global Energy Alliance for People and Planet (GEAPP). (2021). Вилучено з <https://www.energyalliance.org/the-alliance/>.
  17. Adu-Kankam, K. O. & Camarinha-Matos, L. M. (2018). Towards collaborative Virtual Power Plants: Trends and convergence. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, (Vol. 16), 217-230. Вилучено з <https://doi.org/10.1016/j.segan.2018.08.003>.

18. Collaborative Framework on Enhancing Dialogue on High Shares of Renewables in Energy Systems: Energy Markets and Regulations. (2022). Вилучено з <https://www.irena.org/events/2022/Oct/Collaborative-Framework-on-Enhancing-Dialogue-on-High-Shares>.
19. Шевчук О. А., Борданова Л. С., Наухацька Т. А. Оптимізація енергоефективності економіки за допомогою технологічної концепції Smart Grid. Економічний вісник НТУУ «КПІ». 2019. №16. С. 400–414.
20. Про схвалення Концепції впровадження «розумних мереж» в Україні до 2035 року. Розпорядження Кабінету Міністрів України № 908-р від 14.10.2022.
21. Чому в Україні слід розвивати децентралізовану енергетику вже сьогодні? Брифінг Центру екологічних ініціатив «Екодія». Вилучено з <https://ecoaction.org.ua/wp-content/uploads/2018/06/Brief-rozpodilena-generacia-s.pdf>.
22. Офіційний сайт Агенції з охорони довкілля США. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://www.epa.gov>.
23. Офіційний сайт Міністерства енергетики США. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://www.energy.gov>.
24. Stein Zach. Distributed Generation (DG). Carbon Collective Corporation. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://www.carboncollective.co/sustainable-investing/distributed-generation-dg>.
25. Офіційний сайт Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://www.nerc.gov.ua>.
26. Про затвердження Порядку встановлення (формування) тарифів на послуги з розподілу електричної енергії. Постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг №1175 від 05.10.2018. Вилучено з <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v1175874-18#Text>.

- 27.Луценко І. М., Кошеленко Є. В., Циган П. С., Кузнецов Д. О. Проблеми ефективності роботи розподільчих електричних мереж 6-10 кВ міст. Науково-технічний збірник «Гірничі електромеханіка та автоматика» – 2018. №100. – С. 3-9.
- 28.Белякова І. В., Вакуленко О. О., Фіголь Р. П. Перспективи розвитку розподільних електромереж середнього класу напруги. Актуальні задачі сучасних технологій: Матеріали ІХ Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених та студентів, м. Тернопіль 25-26 листопада 2020р. – Тернопіль: ТНТУ, 2020. – Т.2. – С. 94-95.
- 29.Офіційний сайт Міністерства енергетики України. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://www.mev.gov.ua>.
- 30.Рішення науково-практичної конференції «Проблеми втрат електроенергії в електричних мережах. Необхідність оптимального використання мережі та забезпечення її економічності» 10-13 грудня 2019р., смт. Славське. Вилучено з <https://www.ntseu.net.ua/special-projects/557-conf-decision> .
- 31.Ципленков Д.В., Красовський П. Ю. Методи та засоби зниження технічних втрат електроенергії в елементах систем електропостачання. Електротехніка та електроенергетика. – 2015. – №1. – С. 77-82.