

Міністерство освіти і науки України
Національний технічний університет
«Дніпровська політехніка»
Навчально-науковий інститут електроенергетики
(інститут)
Електротехнічний факультет
(факультет)
Кафедра кіберфізичних та інформаційно-вимірювальних систем
(повна назва)

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА
кваліфікаційної роботи ступеню магістра

студент Ципленков Дмитро Володимирович
(ПІБ)

академічної групи 151М-22з-1
(шифр)

спеціальності 151 Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології
(код і назва спеціальності)

за освітньо-професійною програмою 151 Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології
(офіційна назва)

на тему Синтез та дослідження системи автоматичного керування розподілом потужності в енергомережі на основі концепції Smart Grid
(назва за наказом ректора)

Консультанти	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
Керівник кваліфікаційної роботи розділів:	проф. Бубліков А.В.			
Стан питання та постановка завдання	проф. Бубліков А.В.			
Спеціальна частина	проф. Бубліков А.В.			
Економічна частина	ст. викл. Яремчук І.О.			
Охорона праці	проф. Чеберячко Ю.І.			
Рецензент				
Нормоконтролер	проф. Бубліков А.В.			

Дніпро
2023

ЗАТВЕРДЖЕНО:
завідувач кафедри
кіберфізичних та
інформаційно-вимірювальних систем
(повна назва)

_____ Бубліков А.В.
(підпис) (прізвище, ініціали)

«_____» _____ 20__ року

**ЗАВДАННЯ
на кваліфікаційну роботу
ступеня магістра**

студенту Циценкову Д. В. академічної групи 151М-22з-1
(прізвище та ініціали) (шифр)

спеціальності 151 Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології
за освітньо-професійною програмою 151 Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології

(офіційна назва)

на тему Синтез та дослідження системи автоматичного керування розподілом потужності в енергомережі на основі концепції Smart Grid

затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від 13.11.2023 р. №1373-с

Розділ	Зміст	Термін виконання
Стан питання та постановка завдання	На основі матеріалів виробничих практик, інших науково-технічних джерел сформулювати наукове завдання, конкретизувати предмет та мету досліджень	01.09.23 – 14.09.23
Спеціальна частина	Обґрунтувати теоретичну базу розв'язання наукового завдання, якому присвячено роботу Провести синтез системи та її дослідження із використанням обґрунтованих методів та інструментів Розробити програмне забезпечення системи керування на підставі запропонованого алгоритмічного забезпечення	15.09.23 – 14.11.23
Економічна частина	Обґрунтувати доцільність витрат на створення та експлуатацію системи керування	15.11.23 – 24.11.23
Охорона праці	Розробити організаційно-технічні заходи щодо реалізації правил безпеки при експлуатації системи	25.11.23 – 05.12.23

Завдання видано

(підпис керівника)

проф. Бубліков А.В.
(прізвище, ініціали)

Дата видачі

01.09.2023

Дата подання до атестаційної комісії

10.12.2023

Прийнято до виконання

(підпис студента)

Циценков Д.В.
(прізвище, ініціали)

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка містить: 101 сторінка, 34 рисунки, 2 таблиці, 33 джерела.

Об'єкт дослідження: уявна електрична мережа яка складається з різних джерел генерації (в т.ч і з відновлюваними джерелами енергії) та споживачів різного характеру та потужності.

Предмет дослідження: модель системи автоматичного керування розподілом потужності в енергомережі.

Мета дослідження: аналіз запитів від підприємств на купівлю доступної в електромережі потужності, та визначення найбільш оптимальної комбінації покущів електроенергії за певними критеріями.

Задача дослідження: побудова децентралізованої системи керування електроенергією, де здійснюється контроль і моніторинг потужності джерел електроенергії та попиту у вигляді реалізації розподілу потужності на основі вільних торгів на умовно названій енергетичній біржі.

Основними методами дослідження використаними для досягнення поставленої мети були: аналіз літературних джерел, декомпозиція, статистичний аналіз даних, імітаційне моделювання, децентралізоване керування.

В роботі проаналізовано особливості електроенергетичної системи України та застосування в ній елементів Smart Grid систем. На підставі чого сформовані вимоги до моделі.

За результатами роботи отримані наступні результати:

1. З метою синтезу й дослідження системи автоматичного керування розподілом потужності в енергомережі створена імітаційна модель системи, в основу якої закладені експериментальні діаграми потужностей, генерованих електростанціями, та споживаних гуртожитком та житловою будівлею. Варіювання властивостями виробників й споживачів електроенергії забезпечено через введення випадкової складової потужності з різними

характеристиками, випадковим характером зміни вартості електроенергії, що формується споживачами, а також різним часовим зсувом.

2. Аналіз процесу розподілу потужності для невеликої кількості споживачів показав доцільність використання емпіричного алгоритму, коли процес розподілу розділяється на два етапи. На першому етапі визначається перелік пріоритетних споживачів на основі інтегрального критерію, що орієнтований не на максимальний прибуток, а на оптимальне відношення кількості затребуваної електроенергії та її вартості. Для гнучкості алгоритму введені вагові коефіцієнти. На другому етапі розподіляється потужність, що залишилась, серед звичайних споживачів за критерієм максимального прибутку методом повного перебору комбінацій споживачів. За рахунок попереднього скорочення споживачів на першому етапі ємність процедури повного перебору значно скорочується.

3. Дослідження системи автоматичного керування розподілом потужності в енергомережі показало недосконалість запропонованого алгоритму з точки зору значної кількості надлишкової електроенергії через оптимізацію за цілочисельними змінними, кількість яких є невеликою. Для вирішення цього недоліку введений запас за потужністю при її розподілі серед звичайних споживачів, та проведено дослідження залежності від цього запасу нереалізованої та надлишкової кількості електроенергії, а також прибутку. Дослідження показало, що для розглянутих умов існує діапазон значень запасу за потужністю від 5 до 10%, де цей параметр є близьким до оптимального за критерієм максимального прибутку.

Ключові слова: SMART GRID, ЕНЕРГЕТИЧНІ СИСТЕМИ, ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ, ІНТЕЛЕКТУАЛЬНЕ КЕРУВАННЯ, ДЕЦЕНТРАЛІЗОВАНІ СИСТЕМИ КЕРУВАННЯ ЕНЕРГІЄЮ, СИСТЕМИ КЕРУВАННЯ РОЗПОДІЛОМ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ.

ЗМІСТ

Вступ	7
1. ОСОБЛИВОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ З ВРАХУВАННЯМ SMART GRID ТЕХНОЛОГІЇ	9
1.1 Енергетична система України	9
1.2 Джерела енергії	16
1.2.1 Класифікація джерел енергії	16
1.2.2. Принципи використання відновлюваних джерел енергії	20
1.2.3 Основні джерела енергії в системі електропостачання	23
1.3 Технічна характеристика споживання енергії	24
1.3.1 Приймачі електричної енергії	24
1.3.2 Споживачі електричної енергії	28
1.4 Smart Grid технології в енергетичних системах	32
1.5 Постановка задачі дослідження	39
1.6 Висновки до розділу 1	40
2. СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА	44
2.1. Створення моделі системи автоматичного керування розподілом потужності в енергомережі як інструмента досліджень	44
2.2. Синтез та створення програмного забезпечення системи автоматичного керування розподілом потужності в енергомережі	58
2.3. Дослідження системи автоматичного керування розподілом потужності в енергомережі	66
2.4. Висновок за спеціальною частиною	74
3. ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА	76
3.1 Техніко-економічне обґрунтування впровадження автоматизації процесу підтримання рішень	76
3.2 Розрахунок капітальних витрат	77
3.3 Розрахунок капітальних витрат на програмне забезпечення	77
3.3.1 Розрахунок часу на розробку програмного забезпечення	77

3.3.2 Розрахунок витрат на розробку програмного забезпечення	81
3.3.3 Відрахування на соціальні заходи	81
3.4 Висновки до розділу	82
Розділ 4 ОХОРОНА ПРАЦІ	84
4.1 Аналіз шкідливих та небезпечних факторів в енергомережі на основі концепції Smart Grid	84
4.2 Інженерно-технічні заходи з охорони праці	85
4.3 Пожежна профілактика	89
4.4 Висновки до розділу	94
Висновки	95
Список джерел інформації	98

ВСТУП

У нинішніх умовах відбувається конвергенція трьох сегментів ринку: надійних та адаптивних мереж, інтелектуальної розподіленої енергетики та послуг для споживачів. Інтелектуальна мережа, що розглядається як інтегрована, безпечна і надійна електроенергетична система, охоплює весь життєвий цикл електроенергії - від генерації, транспортування, розподілу до кінцевого споживання. Її операційна ефективність залежить від обліку енергії та підкріплюється сучасними інструментами моніторингу, комунікації, аналізу та динамічного управління. Важливо, що сфера застосування Smart Grid виходить за рамки окремих технологій, технічних комплексів, автоматизації систем або розробки програмного забезпечення.

Важливість побудови енергосистем відповідно до концепції "розумних мереж" полягає у здатності електроенергетичних компаній зменшувати попит на електроенергію в періоди пікових навантажень. Такий підхід дозволяє відмовитися від "гарячих" резервів і зменшує потребу в значних довгострокових інвестиціях у додаткові генеруючі потужності, а також знижує загальну потребу в інших інвестиціях.

В кваліфікаційній роботі *об'єктом дослідження* є уявна електрична мережа яка складається з різних джерел генерації (в т.ч і з відновлюваними джерелами енергії) та споживачів різного характеру та потужності.

Предметом дослідження є модель системи автоматичного керування розподілом потужності в енергомережі.

Метою дослідження є аналіз запитів від підприємств на купівлю доступної в електромережі потужності, та визначення найбільш оптимальної комбінації покупок електроенергії за певними критеріями.

В якості об'єкта виступає уявна електрична мережа яка складається з різних джерел генерації (в т.ч і з відновлюваними джерелами енергії) та споживачів різного характеру та потужності.

В роботі створена імітаційна модель системи, в основу якої закладені експериментальні діаграми потужностей, генерованих електростанціями, та споживаних гуртожитком та житловою будівлею. Варіювання властивостями виробників й споживачів електроенергії забезпечено через введення випадкової складової потужності з різними характеристиками, випадковим характером зміни вартості електроенергії, що формується споживачами, а також різним часовим зсувом.

Виконано аналіз процесу розподілу потужності для невеликої кількості споживачів з використанням емпіричного алгоритму, коли процес розподілу розділяється на два етапи. Для гнучкості алгоритму введені вагові коефіцієнти.

Дослідження системи автоматичного керування розподілом потужності в енергомережі показало недосконалість запропонованого алгоритму з точки зору значної кількості надлишкової електроенергії через оптимізацію за цілочисельними змінними, кількість яких є невеликою. Для вирішення цього недоліку введений запас за потужністю при її розподілі серед звичайних споживачів, та проведене дослідження залежності від цього запасу нереалізованої та надлишкової кількості електроенергії, а також прибутку. Дослідження показало, що для розглянутих умов існує діапазон значень запасу за потужністю від 5 до 10%, де цей параметр є близьким до оптимального за критерієм максимального прибутку.

1 ОСОБЛИВОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ З ВРАХУВАННЯМ SMART GRID ТЕХНОЛОГІЇ

1.1 Енергетична система України

Об'єднана енергетична система (ОЕС) України охоплює всі існуючі електростанції, електромережі та різні інші об'єкти електроенергетики. Ці компоненти працюють колективно в спільному режимі виробництва, передачі та розподілу електроенергії, керуючи всім централізовано. Протягом ХХ століття в Україні було створено загалом п'ять окремих енергетичних систем [1].

ОЕС, або Об'єднана енергетична система, є основою української енергетики. Вона відіграє вирішальну роль у централізованому постачанні електроенергії всім споживачам по всій країні. Крім того, вона активно взаємодіє з енергосистемами сусідніх країн, сприяючи як експорту, так і імпорту електроенергії. ОЕС стратегічно об'єднує енергогенеруючі потужності та розподіляє мережі між різними регіонами України, з'єднаними між собою високовольтними лініями електропередач напругою від 220 до 750 кВ.

Схематичне зображення електростанцій та мереж в Україні показано на рис. 1.1 [2], а на рис. 1.2 [3] наведено огляд структури виробництва електроенергії станом на кінець 2021 року. Основними компаніями, на яких розташовані основні генеруючі потужності ОЕС України, є ПАТ "ДТЕК Дніпроенерго", ПАТ "Донбасенерго", ПАТ "Центренерго", ПАТ "ДТЕК Західенерго" та ПАТ "ДТЕК Східенерго".

На початок війни в Україні працювало 14 теплоелектроцентралей (ТЕЦ) з енергоблоками потужністю від 150 МВт, 200 МВт, 300 МВт до 800 МВт. Крім того, три найбільші ТЕЦ (Харківська ТЕЦ-5, Київська ТЕЦ-5 та 6) мали енергоблоки

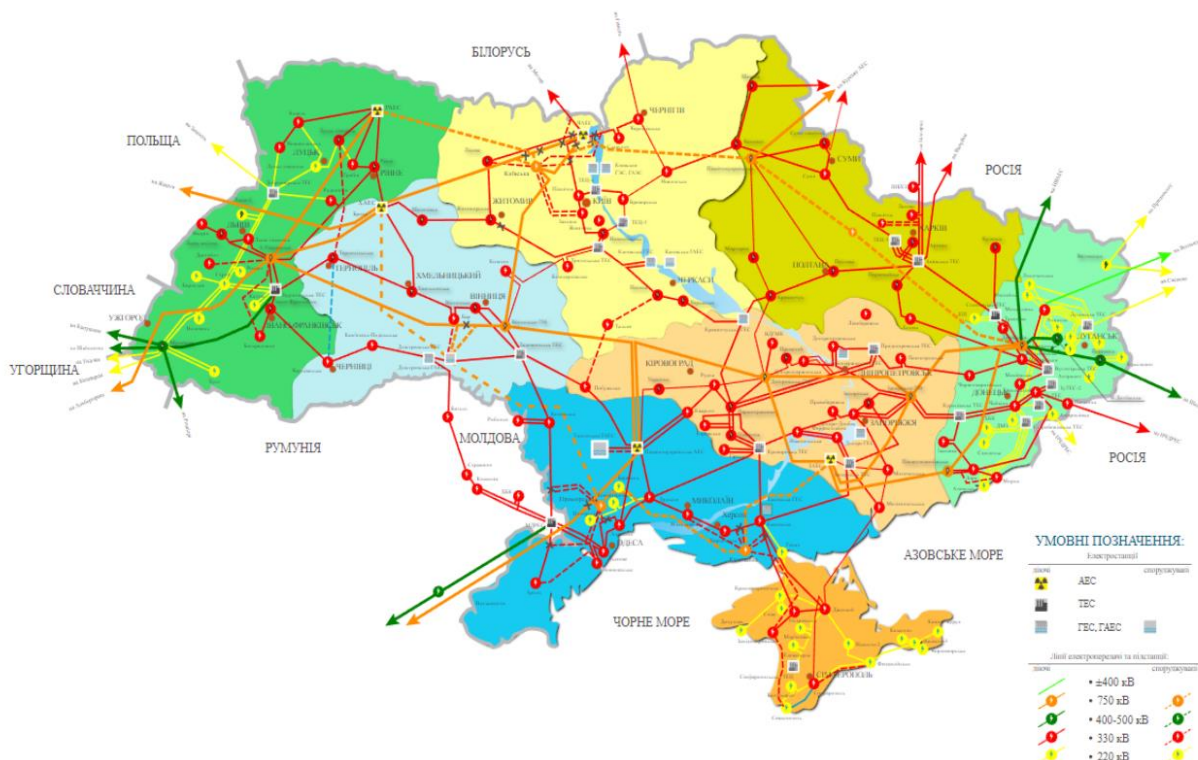


Рис.1.1 Основні електростанції та електромережі ОЕС України

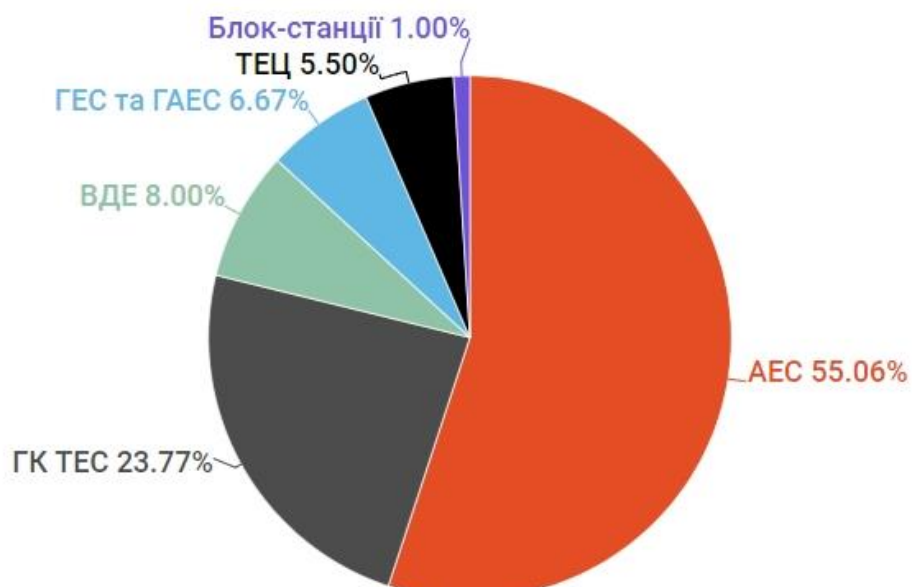


Рис.1.2 Структура генеруючих потужностей ОЕС України, МВт

потужністю від 100 МВт до 120 МВт та від 250 МВт до 300 МВт, що належали іншим компаніям.

Загальна кількість енергоблоків на теплових електростанціях (ТЕС) та ТЕЦ становила 106 одиниць. Це енергоблоки потужністю від 100 МВт до 120 МВт (4 блоки), 150 МВт (6 блоків), 200 МВт (42 блоки), 250 МВт (5 блоків), 300 МВт (42 блоки) та 800 МВт (7 блоків) [4].

У складі НАЕК "Енергоатом" було чотири атомні електростанції (АЕС), які налічували 15 енергоблоків. Тринадцять з цих енергоблоків були оснащені реакторами ВВЕР-1000, кожен потужністю 1000 МВт, а решта два - реакторами ВВЕР-440 потужністю 420 МВт. Крім того, до складу Енергоатому входила Ташлицька гідроакumuлююча електростанція (ГАЕС), яка експлуатувала два гідроагрегати [5].

ПрАТ "Укргідроенерго" управляє гідроелектростанціями на річках Дністер та Дніпро, які налічують 103 гідроагрегати [6]. Електричні мережі Об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) [4] складаються з ліній електропередач різної довжини та напруги, в тому числі:

- 23 тисячі км, напруга 330 кВ;
- 4,9 тисячі км, напруга 400...750 кВ;
- 13,4 тисячі км, напруга 330 кВ;
- 4,0 тисячі км, напруга 220 кВ;
- 0,7 тисячі км, напруга 35...154 кВ.

Важливим напрямком розвитку електроенергетичного сектору України є інтеграція електростанцій в енергосистеми. Така інтеграція необхідна для забезпечення ритмічного попиту на електроенергію, який зазнає не лише сезонних, але й добових коливань. Нерівномірний розподіл пікових навантажень на різних ділянках енергосистем дозволяє гнучко змінювати напрямок потоків електроенергії у разі потреби: із заходу на схід, з півночі на південь або навпаки. Однак транспортування електроенергії на значні відстані призводить до неминучих втрат, які, як правило, зростають із збільшенням відстані. Інтеграція

промислових підприємств в єдину енергосистему відіграє вирішальну роль у мінімізації цих втрат.

Україна створила Об'єднану енергетичну систему, яка об'єднує різні регіональні енергетичні системи в єдине ціле [1]. Ця інтегрована система складається з чотирьох категорій електростанцій:

1. Теплові електростанції: Ці станції працюють на твердому, рідкому та газоподібному паливі.

2. Атомні електростанції: Вони використовують збагачений уран або інші радіоактивні елементи як паливо.

3. Гідравлічні електростанції: Вони використовують гідравлічні ресурси і поділяються на гідроелектростанції, гідроакumuлюючі електростанції та припливні електростанції.

4. Альтернативні джерела енергії: Четверта група складається з електростанцій, які використовують альтернативні джерела енергії. Найперспективнішими серед них є вітрові та сонячні електростанції.

Структура генеруючих потужностей в Об'єднаній енергосистемі (ОЕС) України є неоптимальною з точки зору забезпечення ефективного регулювання частоти та потужності в енергосистемі. Така неефективність може бути зумовлена кількома ключовими факторами:

1. Значна частка атомних електростанцій (АЕС): Значна частина АЕС працює відповідно до технологічних регламентів, які обмежують їх роль покриттям основної частини графіка споживання, не беручи активної участі в процесах регулювання.

2. Зниження маневреності теплових електростанцій (ТЕС), що працюють на твердому паливі: Енергоблоки ТЕС, що працюють на твердому паливі, мають знижену маневреність через зношеність обладнання та погіршення якості палива, яке вони використовують.

3. Розвиток потужностей з альтернативних джерел: Розширення генеруючих потужностей на основі альтернативних джерел енергії ще більше

сприяє неоптимальній структурі. Ці джерела, особливо ті, що використовують різко змінні графіки роботи, включають вітрову та сонячну енергію. У 2021 році загальна встановлена потужність альтернативних джерел досягла 4,5 ГВт, згенерувавши 12,52 МВт·год електроенергії. Незважаючи на їхню зростаючу роль, це становить 8% від загального виробництва енергії (як показано в Таблиці 1.1 [3]).

Таблиця 1.1 – Структура виробництва електроенергії в Україні за 2020-2021 р.р.

Генерація	2021, млн. МВт·год	2021, % виробництва	2021, млн. МВт·год	2021, % виробництва	2021 до 2020, %
АЕС	86,21	55,1	76,2	51,2	13,1
ГК ТЕС	37,22	23,8	39,56	26,6	-5,9
ВДЕ	1122,52	8	10,86	7,3	15,3
ГЕС та ГАЕС	10,45	6,7	7,58	5,1	37,7
ТЕЦ	8,61	5,5	12,8	8,6	-32,7
Блок-станції	1,57	1	1,85	1,2	14,9

Фактори, що впливають на можливість виконання добових графіків навантаження Об'єднаної енергосистеми (ОЕС) України, визначаються наступними умовами:

- Нерівномірність споживання: Змінність споживання електроенергії в різні періоди часу відіграє вирішальну роль у формуванні умов для виконання добових графіків навантаження. Коливання попиту на енергію в часі створюють проблеми для підтримання стабільного та надійного електропостачання.

- Структура генеруючих потужностей: Склад та розташування різних генеруючих потужностей в системі суттєво впливають на її здатність покривати добові графіки навантаження. Комбінація джерел енергії, включаючи ядерну, теплову та альтернативну енергію, впливає на загальну надійність та ефективність системи.

- Здатність генеруючого обладнання до маневрування: Ступінь, до якого генеруюче обладнання може регулюватися та маневрувати, є критично важливим фактором. Здатність електростанцій реагувати на зміни попиту та забезпечувати

стабільне енергопостачання залежить від маневреності використовуваного генеруючого обладнання.

- Пропускна спроможність міждержавних ліній електропередач: Пропускна спроможність ліній електропередач, що з'єднують різні регіони, також впливає на умови покриття добових графіків навантаження. Ефективність цих міждержавних ліній впливає на передачу електроенергії між регіонами в межах ОЕС.

- Паливозабезпечення діючих теплових електростанцій: Наявність та достатність постачання палива для діючих теплових електростанцій має безпосередній вплив на їх експлуатаційні можливості. Безперервність та надійність постачання палива впливає на загальну продуктивність цих станцій при задоволенні добового навантаження.

Добові графіки споживання та покриття в ОЕС України характеризуються значними нерівномірностями, що насамперед зумовлено зростанням споживання електроенергії домогосподарствами та комунально-побутовими підприємствами. Ця тенденція демонструє щорічне збільшення.

Розташування генеруючих потужностей в Об'єднаній енергосистемі (ОЕС) України вважається несприятливим для регулювання графіку навантаження, оскільки не дотримується необхідний баланс між базовою та піковою потужностями, необхідний для управління добовим споживанням в енергосистемі. Основними проблемами, що призводять до такого дисбалансу, є:

- Атомні електростанції (АЕС): Частка АЕС, що класифікуються як генератори базового навантаження, коливається між 55% та 40% при покритті як зимових мінімальних, так і максимальних навантажень. Така мінливість їхнього внеску впливає на здатність системи ефективно регулювати добове споживання.

- Теплоелектроцентралі (ТЕЦ): Діапазон регулювання ТЕЦ обмежений не більше ніж 20% через технічний стан їх обладнання. Крім того, ТЕЦ в основному працюють в базовому режимі, керуючись міркуваннями теплопостачання, і, як наслідок, мають мінімальну участь у регулюванні навантаження.

- Промислові станції та ТЕЦ: Як промислові станції, так і ТЕЦ працюють за заздалегідь визначеним графіком і, подібно до ТЕЦ, відіграють мінімальну роль у регулюванні навантаження. Їх основний режим роботи класифікується як базовий і не передбачає активної участі в процесах регулювання.

- Електростанції, що використовують альтернативні джерела енергії: Електростанції, що використовують альтернативні джерела енергії, відповідно до чинного законодавства, не зобов'язані брати участь у регулюванні графіку навантаження. Особливо це стосується вітрових електростанцій, які мають значну встановлену потужність, але технічно не зобов'язані брати участь у регулюванні навантаження згідно з чинним законодавством.

Реальний розподіл покриття навантаження суттєво відрізняється від структури встановленої потужності, як показано на рис. 1.3. Значний рівень базового навантаження атомних електростанцій (АЕС) та необхідність дотримання діючих ринкових правил, що регулюють використання потужностей теплових електростанцій (ТЕС), включаючи встановлений мінімальний склад обладнання в залежності від температурних умов навколишнього середовища, вносять складнощі у регулювання графіків навантаження теплових електростанцій [8].



Рис.1.3 Навантаження-покриття по ЕС за максимум зими 2014 року (МВт)

Використання маневрених можливостей газомазутних енергоблоків потужністю від 300 до 800 МВт, які мають потенційно значний діапазон регулювання до 50%, стримується високою вартістю газу та мазуту. Ці енергоблоки значну частину часу не працюють або працюють на технічному мінімумі, що не дозволяє їм брати участь у регулюванні графіку навантаження.

За таких обставин основна відповідальність за регулювання графіку навантаження покладається на вугільні блоки теплових електростанцій (ТЕС) потужністю 150-200-300 МВт. Однак, через існуючі технічні обмеження, в першу чергу через зношеність, фактичний діапазон регулювання цих вугільних блоків обмежений 15-20%, на відміну від проектного діапазону в 30-40%. Враховуючи несприятливу структуру потужності, що характеризується низькою часткою маневрених потужностей та обмеженим діапазоном регулювання ТЕС, енергосистема вдається до щоденних відключень 7-10 блоків у період зниження нічних навантажень з подальшим їх перезапуском для покриття ранкових/вечірніх піків навантаження.

Такі режими роботи призводять до додаткового зносу обладнання, підвищеної аварійності та збільшення витрат палива. У весняно-літній період, враховуючи вищезазначені фактори та роботу ГЕС в режимі базового навантаження під час паводків, ще більша кількість енергоблоків теплових електростанцій (ТЕС) піддається щоденним зупинкам та перезапускам.

1.2 Джерела енергії

1.2.1 Класифікація джерел енергії

Енергетичні ресурси Землі, які відповідно до даних *Світової енергетичної ради* [9] класифіковано на 16 видів, можна виділити в окремі групи, взаємопов'язані між собою:

1. За рівнем і масштабами освоєння:
 - Традиційні:

- вугілля (включаючи лігніт);
 - сира нафта і природний газовий конденсат;
 - важкі нафти, пальні сланці, бітум;
 - природний газ;
 - ядерна енергія;
 - торф;
 - дрова;
 - гідроенергія;
 - енергія мускульної сили тварин та людей.
 - Нетрадиційні:
 - біомаса (за винятком дров);
 - сонячна енергія;
 - геотермальна енергія;
 - вітрова енергія;
 - енергія припливів;
 - енергія хвиль;
 - тепла енергія океану.
2. За природою енергоутворення:
- Відновлювані:
 - торф;
 - дрова;
 - гідроенергія;
 - енергія мускульної сили тварин та людей;
 - біомаса (за винятком дров);
 - сонячна енергія;
 - геотермальна енергія;
 - вітрова енергія;
 - енергія припливів;
 - енергія хвиль;

- теплова енергія океану.
- Невідновлювані:
 - вугілля (включаючи лігніт);
 - сира нафта і природний газовий конденсат;
 - важкі нафти, пальні сланці, бітум;
 - природний газ;
 - ядерна енергія.

Розподіл енергоресурсів у першій групі визначається рівнем розвитку та поширення енергетичних технологій їх використання. На противагу цьому, на розподіл другої групи впливає характер і частота генерації. Невідновлювані джерела енергії формуються протягом значних періодів часу, тоді як відновлювані джерела енергії є постійно доступними в природі, змінюючись за своєю частотою.

Варто зазначити, що всі енергетичні ресурси на Землі, за винятком гравітаційної енергії, що виникає в результаті взаємодії між небесними тілами, такими як Сонце, Місяць і Земля, а також геотермальної енергії, отриманої з ядра Землі в результаті хімічних і ядерних реакцій в її надрах, в кінцевому підсумку є продуктами сонячної енергії [10]. Існує п'ять основних джерел енергії:

- 1) сонячне випромінювання;
- 2) рух і тяжіння Сонця, Місяця та Землі;
- 3) теплова енергія ядра Землі, а також хімічних реакцій та радіоактивного розпаду в її надрах;
- 4) ядерні реакції;
- 5) хімічні реакції різних речовин.

Джерела 1...3 є джерелами відновлюваної енергії.

Джерелами невідновлюваної енергії є 1 (паливо на основі скам'янілих органічних сполук), 3 (гарячі гірські породи), 4 та 5.

Традиційні енергетичні ресурси охоплюють первинні джерела енергії в традиційних сучасних енергетичних системах, включаючи як невідновлювані

джерела, так і дві форми відновлюваної енергії: дрова та гідроенергію, отриману з великих водотоків.

З іншого боку, нетрадиційні або нові енергетичні ресурси охоплюють широкий спектр відновлюваних джерел, за винятком дров, таких як біомаса, сонячна енергія, енергія вітру, геотермальна енергія, теплова енергія океану, енергія припливів і хвиль, а також гідроенергія з водотоків, за винятком великих. Крім того, нетрадиційні ресурси включають природний газ з малих газових, газоконденсатних, нафтових і газоконденсатних родовищ, супутній нафтовий газ, промислові гази і метан вугільних пластів.

У ширшій класифікації всі нетрадиційні джерела енергії, незалежно від їхньої природи, можна розділити на дві великі групи: відновлювані джерела енергії та нетрадиційні джерела енергії прямого перетворення, як показано на рис. 1.4 [10].



Рис. 1.4 – Загальна класифікація джерел енергії

1.2.2. Принципи використання відновлюваних джерел енергії

З визначень відновлюваних та невідновлюваних джерел енергії видно принципову різницю між ними, тому ефективно використовувати відновлювані джерела енергії можна лише з урахуванням існуючих принципів використання цієї енергії.

Аналіз відновлюваних енергоресурсів – спочатку необхідно оцінити ресурс того чи іншого виду відновлюваної енергії (валовий потенціал), а потім ту його частину, яка може бути використана в енергоустановках (технічно досяжний потенціал).

Часові показники відновлюваних джерел енергії – потреба енергії, зазвичай, непостійна у часі. Наприклад, потреба в електроенергії максимальна в ранкові та вечірні години та мінімальна у нічний час. Традиційні теплові електростанції можуть підлаштовуватися під ці коливання попиту енергію, регулюючи витрата палива. При використанні ж відновлюваних джерел енергії коливається не тільки попит на енергію, а й потужність цих джерел, тому електроустановки, що працюють на цих джерелах, повинні враховувати обидва ці фактора, що часто суперечать один одному.

У таблиці 1.2 представлені основні параметри, що визначають потужність різних джерел відновлюваної енергії та характерні періоди її флуктуацій, які можуть дуже сильно залежати від місцевих особливостей. Джерела енергії в цій таблиці розташовані в порядку зростання регулярності коливань їхньої потужності: від вкрай нерегулярних (вітер) до строго регулярних (припливи). Регулярність сонячної енергії дуже залежить від географічного положення.

Таблиця 1.2 – Інтенсивність та періодичність дії відновлюваних джерел енергії

Джерело	Періодичність	Параметри	Енергетичні співвідношення	Примітки
Пряме сонячне випромінювання	24 години; 1 рік	Опроміненість G ; Кут падіння випромінювання θ .	$P \approx G \cos \theta$	Тільки в денний час
Розсіяне сонячне випромінювання	24 години; 1 рік	Хмарність	$P \leq GP \ll G$; $P < 300 \text{ Вт/м}^2$	Енергія значна
Біопаливо	1 рік	Якість ґрунту, опроміненість, вода, специфіка палива, витрати	Пов'язана енергія 10 МДж/кг	Дуже багато видів палива, джерело – лісове та сільське господарство
Вітер	1 рік	Швидкість вітру v , висота над землею поверхнею h	$P \equiv v^3$	Флуктує
Хвилі	1 рік	Амплітуда хвилі H та її період T	$P \equiv H^2 T$	Велика щільність енергії
Гідроенергія	1 рік	Напір H та об'ємна витрата води Q	$P \equiv HQ$	Штучно створюване джерело
Припливи	12 год. 25 хвил.	Висота припливу R , площа басейну A , довжина естуарію L , глибина естуарію h .	$P \equiv R^2 A$	Збільшення висоти приливу, якщо $\frac{L}{\sqrt{h}} \leq 36400$
Теплова енергія	Сталі параметри	Різниця температури води на поверхні та на глибині ΔT .	$P \equiv (\Delta T)^2$	Ряд районів у тропіках. Низька ефективність перетворення енергії

Якість джерела енергії. Про якість джерела енергії говорять часто, але, як правило, не пояснюють, що це таке. Ми під якістю

джерела енергії будемо розуміти частку енергії джерела, яка може бути перетворена на механічну роботу. Наприклад, електроенергія має високу якість, оскільки за допомогою електродвигунів понад 95 % її можна перетворити на механічну роботу. Якість теплової енергії, що виділяється при спалюванні палива на традиційних ТЕЦ, досить низька, тому що лише близько 30% теплотворної здатності палива перетворюється зрештою на механічну роботу. За цією ознакою відновлювані джерела енергії можна поділити на три групи.

1. Джерела механічної енергії, наприклад, гідро- та вітроджерела, хвильові та приливні. Загалом якість цих джерел енергії висока, і вони зазвичай використовуються для виробництва електроенергії. Якість вітрової енергії - зазвичай близько 30%, гідроенергії - 60%, хвильової та приливної - 75%.

2. Тепловими відновлюваними джерелами енергії є, наприклад, біопаливо та тепла енергія Сонця. Максимальна частка тепла таких джерел, яка може бути перетворена на механічну роботу, визначається другим законом термодинаміки. Насправді перетворити на роботу вдається приблизно половину тепла, допусканого другим законом. Для сучасних парових турбін ця величина (якість теплової енергії) не перевищує 35%.

3. Джерела енергії на основі фотонних процесів, до яких належать джерела, що використовують фотосинтез та фотоелектричні явища. Наприклад, за допомогою фотоелектричних перетворювачів сонячне випромінювання певної частоти можна з високою ефективністю перетворити на механічну роботу. Домогтися високої ефективності перетворення енергії у всьому спектрі сонячного випромінювання

дуже важко, і на практиці ККД фотоперетворювачів, що дорівнює 15%, вважається добрим.

Розсіяна енергія або енергія низької щільності. Відновлювані і виснажувані джерела енергії дуже відрізняються за характерною їм початковою щільністю потоків енергії. Для відновлюваних джерел енергії ця величина - близько 1 кВт/м² (наприклад, щільність потоку енергії сонячного випромінювання, вітру при швидкості близько 10 м/с), для невідновлюваних джерел вона на кілька вище. Наприклад, теплове навантаження в трубах парових котлів – близько 100 кВт/м², а теплообмінниках ядерних реакторів – кілька мегават на 1 м². Споживачі енергії, за рідкісним винятком, використовують набагато менші щільності потоків енергії.

Через велику відмінність у щільності потоків енергії в енергоустановках на відновлюваних та невідновлюваних джерелах другі ефективні при великій одиничній потужності установки, але при цьому розподіл енергії серед споживачів потребує великих витрат. Перші ж ефективніші за невеликої одиничної потужності, але великі витрати потрібні вже для підвищення потужності за рахунок об'єднання таких установок у єдину енергосистему.

1.2.3 Основні джерела енергії в системі електропостачання

Основні джерела електричної енергії в системах електропостачання [1]:

– *Теплові електростанції*

Працюють на органічному паливі – мазут, вугілля, торф, газ, сланці. Розміщуються ТЕС, головним чином, у тому регіоні, де є природні ресурси та поблизу великих нафтопереробних підприємств.

– *Гідроелектростанції*

Зводяться в місцях, де великі річки перекиваються греблею, і завдяки енергії падаючої води обертаються турбіни електрогенератора. Отримання електроенергії таким методом вважається екологічним за рахунок того, що не відбувається спалювання різних видів палива, отже, відсутні шкідливі відходи.

– *Атомні електростанції*

Для нагрівання води потрібна енергія тепла, що виділяється внаслідок ядерної реакції. А в іншому вона схожа на теплову електростанцію.

– *Нетрадиційні джерела енергії*

1.3 Технічна характеристика споживання енергії

Споживач електроенергії - це будь-який суб'єкт господарювання, будь то підприємство, підрозділ підприємства, цех, квартира або організація, що має електроприлади, приєднані до електромережі, і використовує електроенергію для своєї діяльності.

З іншого боку, електроприймач - це спеціалізований пристрій, призначений для перетворення електричної енергії в інші види енергії для конкретних застосувань або цілей.

1.3.1 Приймачі електричної енергії

Класифікація приймачів електроенергії за технологічним призначенням відбувається в залежності від видами енергії, на який приймач перетворює електроенергію, наприклад: електричні двигуни, електросилові установки, засоби освітлення, установки електромагнітного поля, фільтри, ПЕОМ, пристрої контролю виробів і т.п. [11].

Кожен електричний приймач характеризується наступними показниками:
за видами струму:

- постійний струм;

- імпульсний струм;
- змінний струм.

за номінальною напругою електроприймачів:

- приймачі напругою до 1000 В;
- приймачі напругою вище 1000 В.

за режимом нейтралі:

- з глухозаземленою нейтраллю;
- з ефективно заземленою через активний опір нейтраллю;
- з компенсованою індуктивністю нейтраллю; - з ізольованою нейтраллю.

за величиною струмів замикання на землю:

- з малими струмами (до 500 А); - з великими струмами (понад 500 А).

за частотою ЕП:

- промислова частота (50 Гц);
- підвищена частота (від 50 Гц до 10 кГц);
- знижена частота (до 50 Гц);
- висока частота (понад 10 кГц).

за видом графіків навантаження:

– приймачі, які працюють в режимі тривало незмінної або мало мінливого навантаження. Даний режим передбачає, що електрична машина або апарат працюють довгий час без підвищення температури окремих частин вище допустимої (електродвигуни насосів, вентиляторів, компресорів тощо);

– приймачі, що працюють у режимі короткочасного навантаження. Даний режим передбачає, що період роботи електричної машини не дуже тривалий, з метою зниження температури окремих частин до встановленого значення. В даному випадку період зупинки приймачів є достатньо тривалим, таким чином приймач майже встигає охолоджуватись до температури навколишнього середовища.

– приймачі, що експлуатуються в режимі повторно-короткочасного навантаження. В даному режимі короткочасні періоди роботи можуть чергуватись

разом з короткочасними періодами відключення. Режим характеризується тим фактом, що існує висока тривалість включення та циклу. В такому випадку приймач працює при допустимій тривалості необмежений час без ймовірності підвищення температури окремих частин вище за допустиму [12].

За характером збитків, які може зазнати підприємство у випадку зміни електропостачання, електроприймачам мають відповідну категорію відносно забезпечення надійності їх електропостачання.

За правилами поділяються на такі основні категорії з безперебійності живлення [11]:

електроприймачі першої категорії, порушення електропостачання яких призводить до небезпеки для життя людей, значних збитків народному господарству, пошкодження обладнання, масового браку продукції, розладу складного технологічного процесу, порушення особливо важливих елементів народного господарства ;

електроприймачі другої категорії, перерва електропостачання яких пов'язана з масовим недовипуском продукції, простоем робітників, механізмів та промислового транспорту, порушенням нормальної діяльності значної кількості міських жителів;

електроприймачі третьої категорії, які не підходять під визначення I і II категорій, що допускають перерви в електропостачанні без істотних збитків для споживачів протягом часу, необхідного для ремонту або заміни електрообладнання, вийшло з ладу.

Загальні вимоги до схеми електропостачання можуть відрізнятися залежно від кількох факторів, але загалом вони включають наступні принципи:

1. Близькість джерел живлення:

Джерела живлення повинні бути розташовані в безпосередній близькості до електроустановок споживачів.

2. Надійність електропостачання:

Загальна система електропостачання повинна забезпечувати необхідну надійність електропостачання таких об'єктів, як підприємства, цехи або ділянки, з урахуванням їх категорії та рівня відповідальності.

3. Безперервна робота:

Схема електропостачання повинна бути спроектована таким чином, щоб кожен елемент був під напругою 24 години на добу 7 днів на тиждень.

4. Авторизація елементів:

Дозвіл на експлуатацію кожного елемента схеми (наприклад, ліній і трансформаторів) має важливе значення. Паралельна робота може призвести до збільшення струмів короткого замикання, ускладнюючи роботу пристроїв релейного захисту.

5. Секціонування шин:

Глибоке секціонування шин повинно бути реалізовано на кожному об'єкті в системі розподілу електроенергії як під час проектування, так і під час експлуатації.

6. Якість електроенергії:

Необхідно вжити заходів для забезпечення належних показників якості електроенергії, включаючи стабільний струм, відсутність коливань та мінімальне відхилення напруги.

7. Прогнозування зростання навантаження:

Система електропостачання повинна мати можливість прогнозувати та враховувати ймовірність зростання електричного навантаження протягом наступного десятиліття.

До системи електропостачання об'єкта також є вимога відносно задоволення економічності у розрахунку відповідності мінімуму витрат, простоті, зручності та безпеці експлуатації [11].

1.3.2 Споживачі електричної енергії

Споживачами електроенергії можуть бути велика кількість та різноманітність об'єктів, в залежності від видів приймачів енергії, розміру та режиму споживання енергії, вимог до надійності електропостачання та якості електроенергії.

Слід виділити за категоріями основні групи споживачів:

1. промислові підприємства;
2. електрифікований транспорт;
3. сільське господарство;
4. побутові споживачі.

Розглянемо кратко більш детально кожен з категорій.

Промислові підприємства відіграють значну роль у споживанні електроенергії, використовуючи значну частину, від 30 до 70%, від загального обсягу електроенергії, що виробляється в Об'єднаній енергетичній системі (ОЕС). Ця категорія охоплює широкий спектр галузей промисловості, включаючи машинобудування, чорну та кольорову металургію, хімічну промисловість, виробництво будівельних матеріалів, текстильну, харчову та інші. Сумарна встановлена потужність електроприймачів промислових підприємств, а також відповідні їм електричні навантаження мають значну варіацію. Ці потужності охоплюють широкий спектр: від мегават у таких галузях, як металообробка та мале машинобудування, до 300-500 МВт і більше у великих секторах, таких як виробництво важкого машинобудування, чорна та кольорова металургія. Профіль електричного навантаження промислового підприємства проілюстровано на рис.1.5.

Водночас, більшість підприємств, як правило, працюють з потужностями в діапазоні від 30 до 150 МВт. Більшість промислових виробництв вимагає високого рівня надійності електропостачання, що допускає перерви в подачі напруги на час, необхідний для активації резервних джерел живлення, таких як резервні лінії та

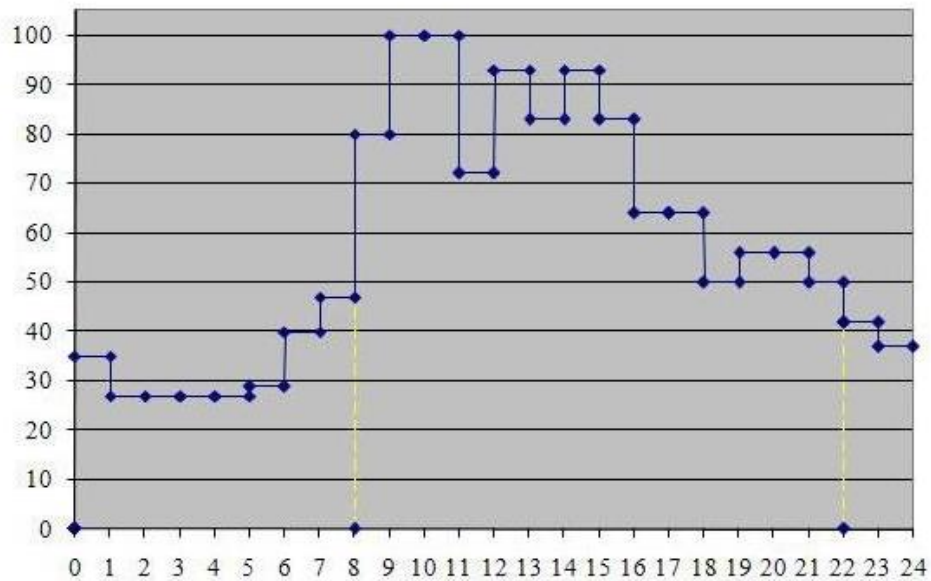


Рис. 1.5 – Типовий добовий графік електричних навантажень промислового підприємства

трансформатори, в межах 1-2 секунд. Це відноситься до I категорії надійності електропостачання [13].

На додаток до цього, заслуговують на увагу наступні міркування:

а) Певні виробничі процеси в таких галузях, як хімічна, нафтопереробна, електронна та інші, вимагають майже безперебійного електропостачання, що підпадає під особливу категорію згідно з ПУЕ. Це досягається шляхом використання спеціальних резервних установок.

б) Окремі цехи та цілі підприємства, зокрема склади, цехи напівфабрикатів, деревообробні цехи, можуть допускати перерви в електропостачанні на час оперативних перемикань, що виконуються черговим персоналом у розподільчих мережах напругою до 1 кВ і вище номінальної напруги, що належать до другої категорії.

Електрифікований транспорт покладається на електричну інфраструктуру, яка забезпечує його роботу. Випрямляючі підстанції постійного струму, що обслуговують системи електротранспорту в міських, промислових та міжміських умовах, а також знижувальні підстанції змінного струму для міжміського

електротранспорту, отримують електроенергію з електромереж електроенергетичних систем [13].

У контексті міського електротранспорту, включаючи трамваї, тролейбуси та метрополітен, підстанції, як правило, розташовані в межах міста і функціонують як споживачі електроенергії з міських мереж. З іншого боку, знижувальні підстанції для міжміського транспорту, безпосередньо підключені до електромереж, зазвичай розташовані в межах населених пунктів або в безпосередній близькості до них. Ці підстанції міжміського електротранспорту живляться від мереж напругою від 35 до 110 - 220 кВ [13].

Для систем електропостачання електротранспорту дуже важливо підтримувати високий рівень надійності для забезпечення безперебійної та ефективної роботи.

Система електропостачання **сільського господарства** охоплює забезпечення електроенергією всіх споживачів, розташованих у сільськогосподарських районах [13]. Це різноманітні споживачі електроенергії в аграрному секторі, такі як тваринницькі та птахофабрики, зернопереробні комплекси, зерно- та овочесховища, тепличні комбінати, а також житлові будинки, медичні заклади, комерційні установи, навчальні заклади та інші. Попит на електроенергію індивідуальних споживачів у цьому секторі має широкий діапазон - від кіловат для малоповерхових будинків до мегават для тваринницьких ферм та великих зернопереробних комплексів.

Електропостачання сільськогосподарських споживачів здійснюється переважно через підстанції потужністю від 35 до 110 кВт [13].

Побутові споживачі є різноманітною категорією, що охоплює широкий спектр споруд, розташованих у житлових районах міст та селищ міського типу [11]. До цієї категорії належать різноманітні будівлі, такі як житлові будинки, адміністративні офіси, навчальні та науково-дослідні установи, комерційні заклади, заклади охорони здоров'я, культурні та громадські будівлі, а також заклади громадського харчування та інші. Встановлена потужність електроприймачів у

житлових та громадських будівлях варіюється залежно від таких факторів, як тип будівлі, поверховість та житлові секції, від 100 до 200 кВт до потужностей, що вимірюються мегаватами. Типові добові графіки електричних навантажень для міських об'єктів зображені на рис. 1.6.

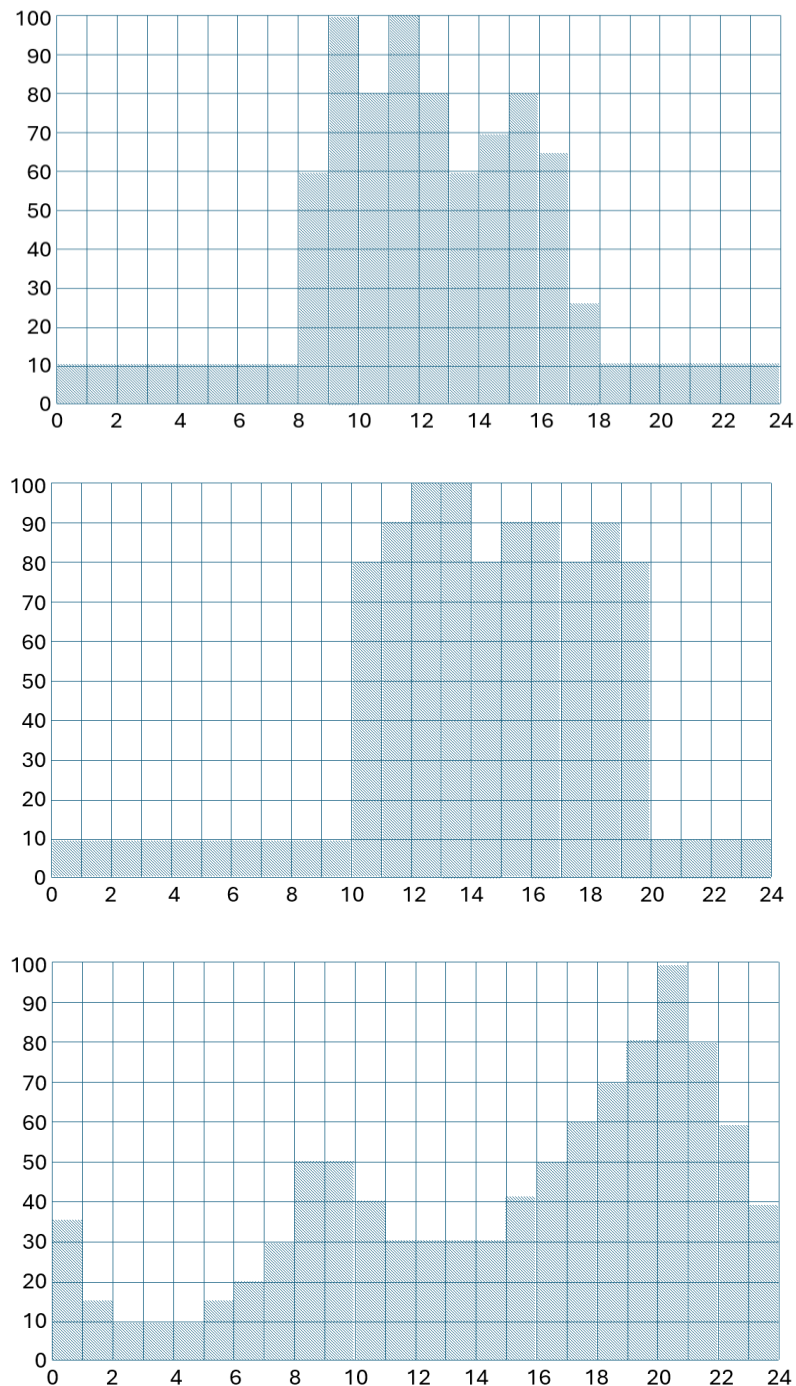


Рисунок 1.6 Добові графіки електричних навантажень міських об'єктів:

а – навчальний заклад; б - торговий комплекс; в – житловий будинок

У сучасних будівлях первинними електроприймачами різного призначення є електричні освітлювальні прилади, опалювальні прилади, такі як печі та водонагрівачі, холодильники та морозильні камери, кондиціонери, а також різноманітні електронні пристрої, такі як аудіо- та відеотехніка [11]. Переважання ламп розжарювання в освітлювальних приладах та електронагрівальних приладах сприяє підвищеному коефіцієнту потужності на входах у будівлі в години денного пікового навантаження, який зазвичай коливається між 0,9 та 0,95.

1.4 Smart Grid технології в енергетичних системах

Система Smart Grid - це бачення комплексної, саморегульованої та сталої електроенергетичної інфраструктури. Ця система включає в себе мережеву топологію, що охоплює всі джерела генерації, магістральні та розподільчі мережі, а також різних споживачів електроенергії. Вона функціонує під контролем єдиної мережі інформаційно-керуючих пристроїв і систем в режимі реального часу, як показано на рис. 1.5 [14].

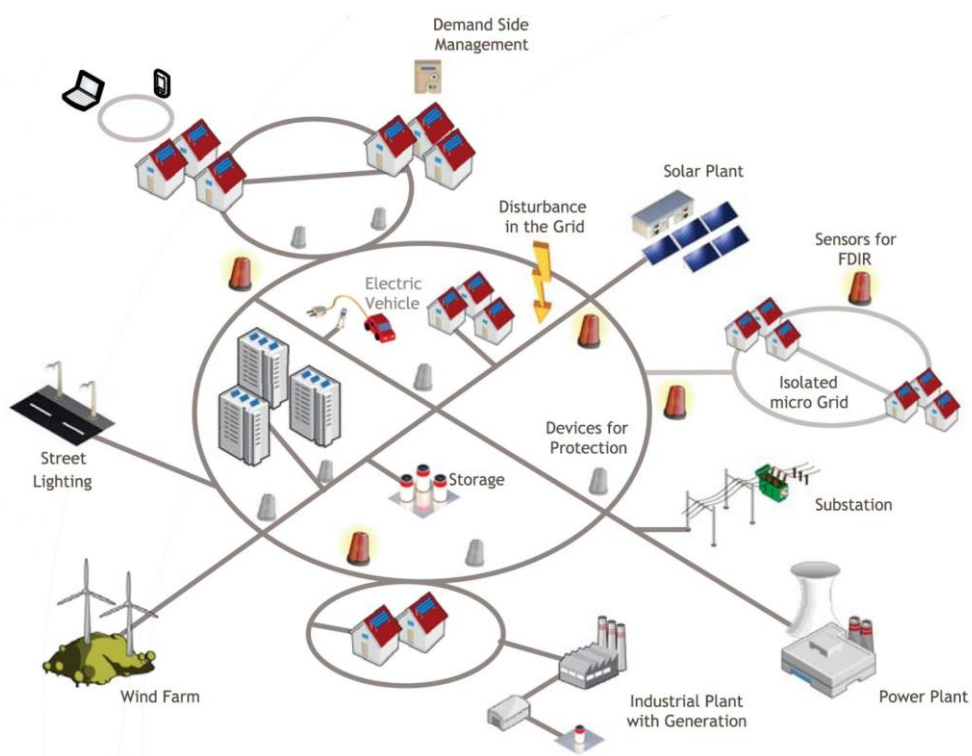


Рис. 1.5 Електроенергетична система з **Smart Grid**

У сфері сталого енергетичного розвитку технічні компоненти Smart Grid є ключовими для реалізації концепції Smart Grid. Ці перспективні технічні елементи можна розділити на кілька ключових груп:

1. Інтелектуальні інформаційні датчики і пристрої управління. До цієї групи входять такі пристрої, як інтелектуальні інформаційні датчики, контрольно-вимірювальні пристрої, а також прилади обліку та контролю.

2. Системи збору та передачі даних. Ця група охоплює розподілені інтелектуальні пристрої та аналітичні інструменти і зосереджена на підтримці комунікації на рівні об'єктів енергосистеми.

3. Інтелектуальні системи прогнозування, підтримки та прийняття рішень. Ця категорія включає системи з можливостями інтелектуального прогнозування, підтримки та прийняття рішень. Прикладами є інтелектуальні адаптивні системи захисту та автоматики з функціями автоматичного відновлення живлення.

4. Передові технології та компоненти активної електроенергетики. Ця група включає в себе передові технології та активні компоненти електроенергетичних мереж.

5. Інтегровані системи обміну інформацією. Системи, які сприяють інтегрованому обміну інформацією, також є невід'ємною частиною реалізації концепції "розумних мереж".

По суті, Smart Grid - це набір технологій, призначених для перетворення традиційної енергетичної інфраструктури в сучасну цифрову систему. Розвиток сучасної енергетики базується на впровадженні "розумних мереж", які, по суті, являють собою високомодернізовані мережі, що включають в себе новітні інформаційні технології. Ці мережі легко інтегрують комунікаційні технології, а також системи збору інформації про виробництво, передачу та споживання електроенергії. Крім того, вони сприяють ефективному моніторингу та управлінню всією мережею.

Енергетична система України є застарілою і не відповідає вимогам сучасності. Значний знос як основного, так і допоміжного обладнання

енергосистеми в поєднанні з нерівномірним розподілом навантажень по мережі часто призводить до аварійних ситуацій та відключень електроенергії. Примітно, що Україна має один з найвищих показників аварійних відключень електроенергії в Європі, в середньому 696 хвилин на рік станом на 2021 рік. Для порівняння, у Польщі цей показник становить 180 хвилин, у Латвії - 104 хвилини, а в Німеччині - лише 13 хвилин. Така розбіжність пояснюється тим, що місцеві енергетичні компанії в цих країнах мають обладнання, яке дозволяє швидко визначати місце пошкодження, що часто призводить до автоматичного відновлення електропостачання.

Ще одним важливим аспектом функціональності Smart Grid є її здатність безперешкодно інтегрувати електростанції, що використовують відновлювані джерела енергії. Слід зазначити, що багато прогресивних країн визначають пріоритетом боротьбу зі зміною клімату, і ключовим кроком у цій боротьбі є декарбонізація енергетичного сектору. Це передбачає зменшення частки електростанцій, що працюють на вугіллі, газі та мазуті, що підкреслює важливість ефективного включення відновлюваних джерел енергії в структуру "розумних мереж".

Потужним підходом до досягнення декарбонізації є розвиток "зеленої" енергетики, зокрема сонячних, вітрових та гідроелектростанцій. Однак на виробництво електроенергії з цих джерел суттєво впливають погодні умови, що призводить до мінливості в часі та періодичних раптових коливань. Оскільки кількість таких станцій зростає до сотень і тисяч, управління енергосистемою стає дедалі складнішим, вимагаючи швидкого реагування, що виходить за межі людських можливостей ефективно обробляти таку об'ємну інформацію. У цьому сценарії неоціненну роль відіграє комп'ютер, оснащений даними Smart Grid і засобами автоматизації, здатний швидко реагувати практично на будь-які зміни або відхилення. Ця автоматизована система забезпечує безперервне та безперебійне енергопостачання споживачів електроенергії.

У наш час багато розвинених країн активно впроваджують концепцію енергетичного переходу [15, 16, 17]. Це передбачає перехід від традиційних моделей до інноваційних підходів, які включають значні рівні розподіленої генерації, що охоплюють відновлювані джерела енергії та її зберігання. Ринки переживають процес децентралізації, а інфраструктура еволюціонує в бік інтелекту.

Відповідно до цієї трансформації, Європейський Союз офіційно прийняв модель "Дизайн ринку електроенергії" (EMD) згідно з правилами, встановленими в травні 2019 року [18]. Згідно з цією моделлю, перехід до відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) та посилення уваги до електрифікації вважаються ключовими для досягнення вуглецевої нейтральності в Європі до 2050 року.

В умовах нестабільного виробництва енергії виникає потреба у гнучких та маневрених потужностях для підтримання балансу в енергосистемі. Виходячи з досвіду найбільш розвинених енергосистем, рекомендується, щоб потужність балансуєвих потужностей становила 25-30% від встановленої потужності відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), які працюють у принципово новому режимі [19]. Цей режим відрізняється від циклічності добового споживання або аварійних ситуацій в енергосистемі; натомість, він спрямований на непередбачуваність відхилень фактичного виробництва сонячної та вітрової енергії від прогнозованих значень. Щоб ефективно орієнтуватися в непередбачуваних ситуаціях, енергосистемам необхідно підвищити свою гнучкість. Наразі існує чотири основні джерела гнучкості [20]:

- Гнучкість генерації – включає гідроелектростанції та маневрені теплові електростанції.
- Мережеві рішення – включає міждержавні з'єднувальні лінії, що полегшують перетоки між країнами, та концепції "розумних мереж" (Smart Grid).
- Гнучкість попиту – покладається на споживачів, які регулюють своє навантаження, щоб сприяти гнучкості системи.

- Технології зберігання енергії – включає гідроакumuлюючі електростанції (ГАЕС) та акумулятори як рішення для зберігання та вивільнення енергії за потреби.

Кожна категорія джерел гнучкості має унікальні переваги, а найефективніші результати можуть бути досягнуті завдяки оптимальному поєднанню різних джерел.

Цифровізація є невід'ємною частиною архітектури четвертої промислової революції, яку часто називають Індустрією 4.0 [21]. Цифрова енергетика є важливою складовою більш широкої цифрової економіки. Важливо зазначити, що в контексті "цифрової енергетики" цифровізація виходить за рамки простої автоматизації і не обмежується лише здатністю обробляти великі масиви даних. Багато досліджень характеризують діджиталізацію в енергетиці як новий підхід до інтегрованого управління електроенергетичними системами. Це передбачає векторну оптимізацію як технологічних, так і бізнес-процесів з метою досягнення конкретних цілей в електроенергетиці. Водночас, все більш нагальною стає потреба в інтеграції бізнес-додатків з технологічними інформаційно-комунікаційними системами. Така інтеграція слугує кільком важливим цілям, дозволяючи:

- підвщувати надійність мережі та покращувати якість обслуговування клієнтів.

- оптимізувати інвестиції у розвиток електромереж для максимізації віддачі від інвестиційних проектів за рахунок стратегічного планування довгострокового розвитку мережі.

- оперативно формувати управлінські звіти у будь-якому контексті, використовуючи дані як бізнес-додатків, так і технологічних інформаційних систем. Це включає оцінку ефективності інвестицій в нове обладнання та капітальне будівництво, включаючи порівняння витрат і кількісні показники.

У сучасних умовах розвиток енергетичного сектору вимагає розгляду різних сфер [20].

Розробка Smart Grid - це багатогранний процес, який починається з комплексної кількісної оцінки вимог до системи. Це передбачає визначення конкретних цілей і необхідних рівнів функціональності для їх досягнення. Цей процес ще більше збагачується формулюванням фундаментальних концепцій системи і деталізацією використовуваного обладнання.

Інтернет енергії. У численних дослідженнях інноваційні конфігурації енергосистем зазвичай визначаються як "Інтернет енергії" (ІоЕ). Ця концепція передбачає майбутній енергетичний ландшафт, в якому отримання нового підключення до електромережі буде таким же простим і швидким, як і підключення до Інтернету, за принципом "підключи і працюй". Ця трансформаційна модель дозволяє миттєво пристосовуватися до вимог надійності, що дає змогу отримати додаткову надійність або продавати надлишкові резерви електроенергії, коли на неї немає попиту. Бачення полягає в тому, щоб енергія стала такою ж доступною і мобільною, як інтернет, доступною скрізь, де це необхідно.

Розосереджена енергія. Ідея діджиталізації в енергетичному секторі зазвичай асоціюється з концепцією розподіленої енергетики. Глобальний тренд розподіленої енергетики в останні роки активно розвивається завдяки зниженню вартості технологій. Проекти з меншими витратами на кіловат-годину потужності протягом усього життєвого циклу стають все більш економічно життєздатними. У сфері розподілених енергетичних ресурсів (PER) технології охоплюють різні практики по всьому світу, в тому числі:

- розподілена генерація;
- реагування на попит;
- управління енергоефективністю;
- мікромережі;
- розподілені системи зберігання енергії;
- електромобілі.

Промисловий Інтернет речей (ІоТ) - це комплексна система, що складається з декількох рівнів. Ця система включає в себе датчики і контролери, стратегічно розміщені на компонентах і вузлах промислового об'єкта. Вона також охоплює інструменти для передачі та візуалізації даних, а також надійні аналітичні інструменти, призначені для інтерпретації отриманої інформації.

Єдина інформаційна платформа. Для підвищення ефективності цифровізації дуже важливо використовувати всю інформацію, що генерується кожним енергетичним об'єктом. Метою цифровізації є розкриття потенціалу раніше невикористаних даних на енергетичних об'єктах, які можуть становити до 98% наявної інформації. Зробивши ці невикористані дані доступними для аналізу, з'являється можливість приймати кращі та ефективніші управлінські рішення.

Орієнтація на ризик. В електроенергетиці впровадження ризик-орієнтованого управління має вирішальне значення. Ілюстративним прикладом застосування цього підходу в управлінні активами енергетичної компанії є впровадження системи прогнозування технічного стану обладнання, відомої як предиктивна аналітика. Ця система дозволяє передбачити відхилення в роботі обладнання, що сприяє вжиттю проактивних заходів для запобігання потенційним аварійним ситуаціям.

Клієнтські сервіси. Цифрове обслуговування клієнтів охоплює низку функцій, таких як смарт-контракти, інтерактивні системи обслуговування та різноманітні тарифні пакети на електроенергію. Прикладом такого обслуговування клієнтів є залучення активних споживачів до балансування енергосистеми, зокрема через ініціативи Demand Response.

Агрегатор попиту та пропозиції - це суб'єкт господарювання, який одночасно управляє електроспоживаючим обладнанням кількох споживачів. Ці агрегатори беруть активну участь, вносячи сукупне споживання цих споживачів на оптовий ринок електроенергії, ринок потужності та ринок системних послуг [15]. Агрегатори навантаження, як учасники ринку електроенергії, здійснюють нагляд за регулюванням навантаження в межах групи споживачів з метою продажу

сукупної регулюючої спроможності цих споживачів на оптовому ринку (з можливістю продажу також на ринку системних послуг). Ці агрегатори можуть мати форму незалежних компаній або постачальників електроенергії, включаючи збутові компанії.

Еволюція ролі такого учасника ринку передбачає створення колективу споживачів, які мають потенціал для модифікації свого споживання без порушення технологічних процесів. Це включає в себе оцінку наявних можливостей для зниження навантаження серед споживачів, розробку ефективних алгоритмів участі в програмах управління попитом, а також забезпечення споживачів необхідними засобами автоматизації, обліку та іншими необхідними пристроями. Крім того, існує потреба у створенні відповідної нормативно-правової бази, яка б дозволила агрегаторам навантаження, в тому числі незалежним суб'єктам, брати безпосередню участь в оптовому ринку.

1.5 Постановка задачі дослідження

Наразі ми спостерігаємо конвергенцію трьох ключових сегментів ринку: надійні та адаптивні мережі, інтелектуальна розподілена енергетика та споживчі послуги. Інтелектуальну мережу слід розглядати як інтегровану, безпечну та надійну електроенергетичну систему, яка охоплює весь життєвий цикл електроенергії - від генерації та транспортування до розподілу та кінцевого споживання. Її ефективність забезпечується завдяки оперативному обліку енергії та спирається на сучасні інструменти моніторингу, комунікації, аналізу та динамічного управління. Важливо, що Smart Grid виходить за рамки окремих технологій, технічних комплексів, системної автоматизації чи розробки програмних продуктів.

Реалізація концепції Smart Grid вимагає суттєвої фізичної модернізації як генеруючого, так і мережевого обладнання. Ця модернізація необхідна для полегшення управління технологічними процесами та економічними взаємодіями

на всіх рівнях - від локального до національного. Найглибші зміни відбуваються у сфері систем управління експлуатацією та розвитком електроенергетики. Очікується, що ці зміни призведуть до якісної трансформації умов енергопостачання споживачів за рахунок підвищення рівня автоматизації, інформатизації та інтелектуалізації на всіх рівнях систем управління енергосистемою та ринкових операцій.

На основі вищевикладеного сформулюємо **задачу дослідження** як: *побудова децентралізованої системи керування електроенергією, де здійснюється контроль і моніторинг потужності джерел електроенергії та попиту у вигляді реалізації розподілу потужності на основі вільних торгів на умовно названій енергетичній біржі*. Тобто, фізично електроенергія може постачатися з будь якого джерела енергії, але продавцем її може бути будь яке підприємство, яке має на це право, навіть якщо воно знаходиться на іншому кінці України.

Мета дослідження: аналіз запитів від підприємств на купівлю доступної в електромережі потужності, та визначення найбільш оптимальної комбінації покупців електроенергії за певними критеріями.

Предмет дослідження: модель системи автоматичного керування розподілом потужності в енергомережі.

Об'єкт дослідження: уявна електрична мережа яка складається з різних джерел генерації (в т.ч і з відновлюваними джерелами енергії) та споживачів різного характеру та потужності.

1.6 Висновки до розділу 1

У нинішніх умовах відбувається конвергенція трьох сегментів ринку: надійних та адаптивних мереж, інтелектуальної розподіленої енергетики та послуг для споживачів. Інтелектуальна мережа, що розглядається як інтегрована, безпечна і надійна електроенергетична система, охоплює весь життєвий цикл електроенергії - від генерації, транспортування, розподілу до кінцевого споживання. Її операційна

ефективність залежить від обліку енергії та підкріплюється сучасними інструментами моніторингу, комунікації, аналізу та динамічного управління. Важливо, що сфера застосування Smart Grid виходить за рамки окремих технологій, технічних комплексів, автоматизації систем або розробки програмного забезпечення.

Впровадження концепції Smart Grid вимагає масштабної фізичної модернізації генеруючого та мережевого обладнання. Ця модернізація є критично важливою для управління технологічними процесами та економічними взаємодіями як на локальному, так і на національному рівнях. Найбільш глибокі зміни відбуваються у сфері систем управління експлуатацією та розвитком електроенергетики. Очікується, що ці зміни призведуть до якісної трансформації умов енергопостачання споживачів за рахунок підвищення рівня автоматизації, інформатизації та інтелектуальності на всіх рівнях систем управління енергосистемою та ринкових операцій.

Станом на кінець 2020-х років домінуючими характеристиками, що визначають траєкторію розвитку електроенергетики, є наступні:

- домінування джерел електроенергії, що працюють переважно на вуглеводневому паливі;
- наявність великих вертикально інтегрованих енергетичних компаній.
- експлуатація централізованих електричних мереж.
- односпрямовані потоки електроенергії, що рухаються від генератора до споживача.
- одночасність процесів виробництва та споживання електроенергії.
- широке використання викопних видів палива в промисловості та на транспорті.

1. Об'єднана енергетична система України (ОЕС України) охоплює всі існуючі електростанції, електромережі та різні об'єкти електроенергетики. Ці об'єкти працюють в єдиному режимі виробництва, передачі та розподілу електроенергії під централізованим управлінням. Основа енергетичної галузі

країни, ОЕС України, забезпечує централізоване електропостачання внутрішніх споживачів, взаємодіє з енергосистемами сусідніх країн, а також здійснює експорт та імпорт електроенергії. Вона об'єднує енергогенеруючі потужності та розподільчі мережі регіонів України через з'єднані між собою магістральні лінії електропередачі.

Складові майбутньої (нової) енергетики, що зараз формуються:

- «чиста енергія» від відновлюваних джерел;
- глибока децентралізація виробництва енергії;
- зростання ролі електроенергії в структурі споживання паливноенергетичних ресурсів;
- децентралізовані ринки, приватні інвестиції;
- інтелектуалізація базової інфраструктури, розвиток технологій Smart Grid;
- перехід споживачів до активних моделей поведінки;
- технології накопичення енергії;
- зростання ефективності використання енергії;
- зростання рівнів електрифікації промисловості та транспорту [2, 5, 8].

Драйверами нових змін є технологічні досягнення в інших галузях, перш за все, у сферах передачі та обробки інформації, інформаційно-комунікаційних технології, силової електроніки та сучасних методів і моделей керування великими системами.

2. Інтелектуальній електроенергетиці (побудованій згідно положень концепції Smart Grid) мають бути притаманними такі властивості:

- мінімальні обмеження для інтеграції різних типів об'єктів виробництва, зберігання та споживання електроенергії через єдину енергосистему та узгоджений електричний режим. Це передбачає оптимізацію використання наявних джерел енергії, поєднання централізованої та розосередженої генерації;
- максимальна спостережуваність мережі та всієї системи в цілому в поєднанні з гнучкістю та адаптивністю у функціонуванні та розвитку. Передбачає

прогнозування станів системи в умовах високої невизначеності, врахування змін у технологічній та просторовій структурі виробництва та споживання електроенергії під впливом технологічних та економічних (ринкових) факторів;

- орієнтація на споживача як пріоритет, з акцентом на індивідуальні вимоги споживача до ефективності, надійності та якості енергопостачання. Така орієнтація передбачає врахування інтересів та стратегій поведінки споживачів, активну участь у ринковій конкуренції, формування еластичного ринкового попиту на електроенергію, сприяння розвитку системних та мережевих послуг..

Важливість побудови енергосистем відповідно до концепції "розумних мереж" полягає у здатності електроенергетичних компаній зменшувати попит на електроенергію в періоди пікових навантажень. Такий підхід дозволяє відмовитися від "гарячих" резервів і зменшує потребу в значних довгострокових інвестиціях у додаткові генеруючі потужності, а також знижує загальну потребу в інших інвестиціях.

2. СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА

2.1. Створення моделі системи автоматичного керування розподілом потужності в енергомережі як інструмента досліджень

Як було зазначено в першому розділі, розглядається варіант реалізації розподілу потужності на основі вільних торгів на умовно названій енергетичній біржі. Тобто, фізично електроенергія може постачатися з будь якого логістично близького джерела, але продавцем її може бути будь яке підприємство, яке має на це право, навіть якщо воно знаходиться на іншому кінці України.

Таким чином, головною метою керування є аналіз запитів на купівлю доступної у підприємства потужності, та визначення найбільш оптимальної комбінації покупців електроенергії за певними критеріями.

З метою розробки алгоритму та дослідження процесу автоматичного керування розподілом потужності в енергомережі розроблена модель системи, схема якої представлена на рис.2.1.

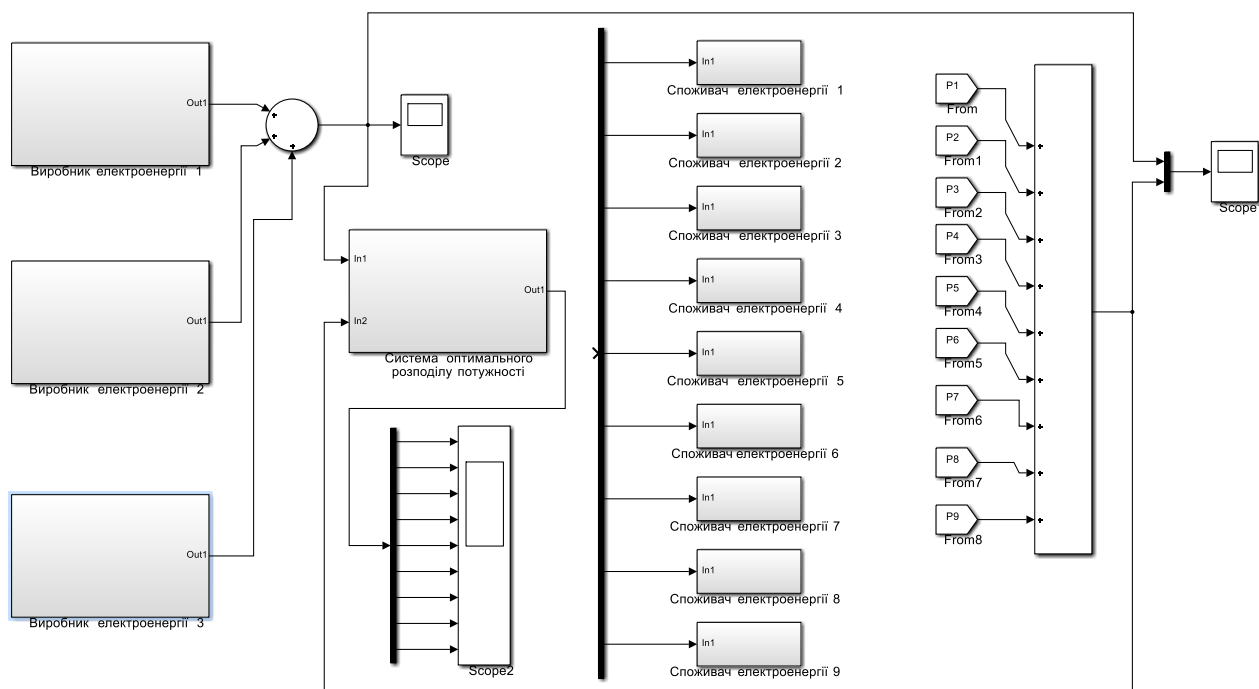


Рисунок 2.1 – Схема моделі системи автоматичного керування розподілом потужності в енергомережі

В розробленій моделі імітується ситуація, коли у підприємства, що закупляє та продає електроенергію, є три основні постачальники (ліва частина схеми) та дев'ять споживачів (права частина схеми).

Першим постачальником електроенергії є АЕС, яка продає підприємству стабільно протягом доби 150 кВт. Відповідно, створена підсистема, в середині якої знаходиться схема, як на рис.2.2.

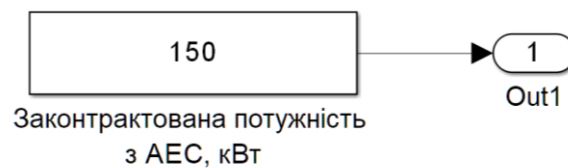


Рисунок 2.2 – Схема підсистеми “Виробник електроенергії 1” на рис.2.1

Другим постачальником електроенергії для підприємства є сонячна електростанція, модель якої реалізована в підсистемі “Виробник електроенергії 2” на рис.2.1. Схема цієї моделі показана на рис.2.3.

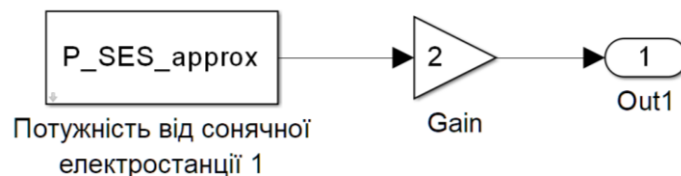


Рисунок 2.3 – Схема підсистеми “Виробник електроенергії 2” на рис.2.1

В блоці “Потужність від сонячної електростанції 1” закладена експериментальна діаграма зміни потужності, що виробляє реальна сонячна електростанція. Вигляд цієї діаграми можна побачити на рис.2.4.

З рис.2.4 ми бачимо, що в цілому форма діаграми відповідає класичному характеру зміни потужності, що виробляється сонячними батареями протягом дня, але присутні різкі зменшення потужності в певні інтервали часу, що пов'язані з закриттям сонця хмарами.

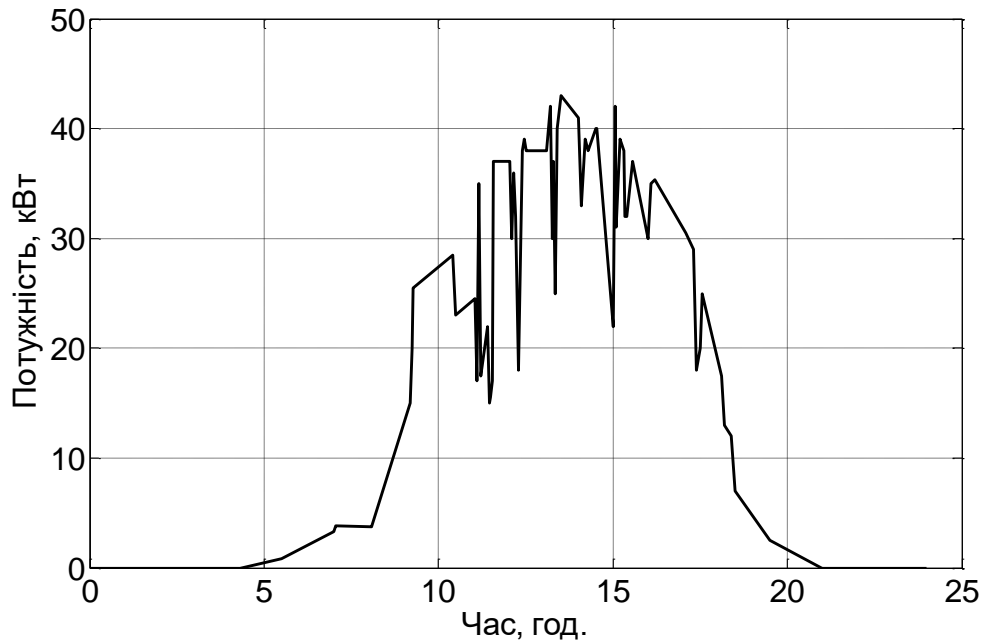


Рисунок 2.4 – Експериментальна залежність потужності, генерованої сонячною електростанцією №1, від часу

Для введення експериментальної діаграми на рис.2.4 в модель системи здійснена її інтерполяція з оглядом на те, що моделювання відбувається дискретно у часі з кроком 0,01 година, що еквівалентно 36 секундам. Для цього розроблена програма, що наведена нижче.

Програма 2.1 – Інтерполяція експериментальної діаграми зміни у часі потужності, що виробляється сонячною електростанцією

%Інтерполяція вектору значень виробленої СЕС потужності (крок - 3600/100 с)

`i=0:0.01:24.0;`

`P_SES_аprox = interp1(t_1,P_SES,i);`

Оскільки ми маємо тільки одну експериментальну діаграму зміни потужності, що генерує сонячна електростанція, для її розповсюдження на інші

аналогічні моделі, зокрема на модель другої сонячної електростанції, що продає електроенергію підприємству, проведена апроксимація діаграми (рис.2.5).

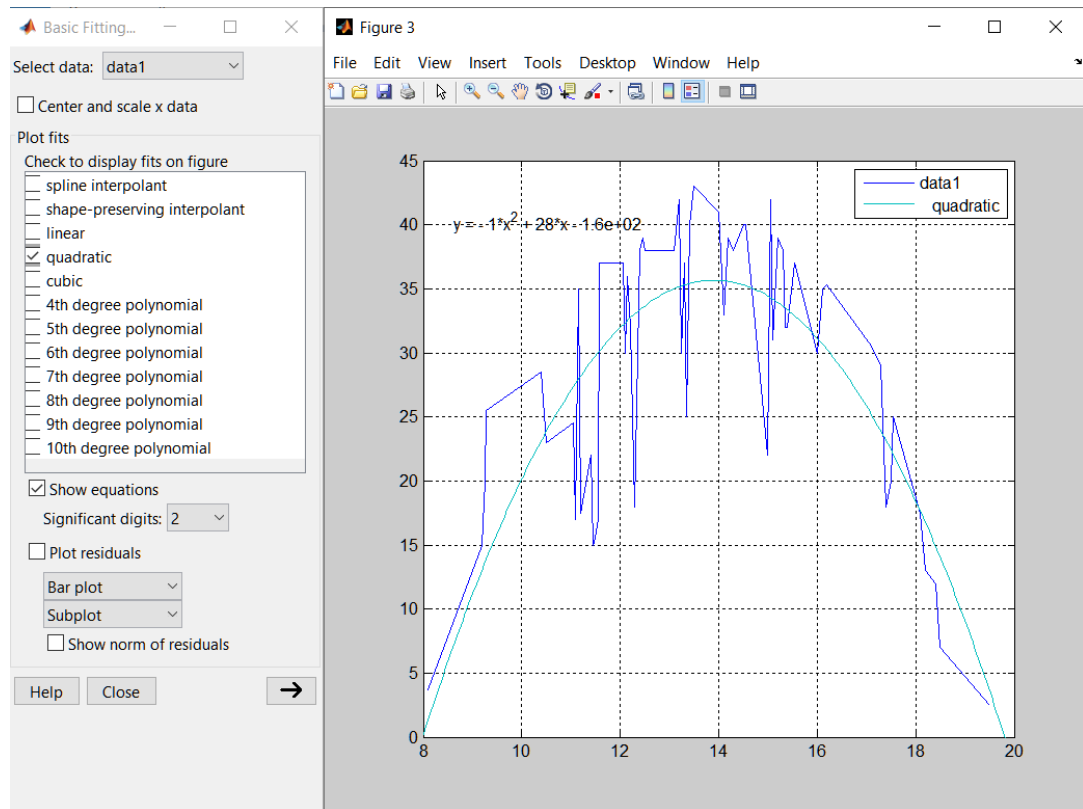


Рисунок 2.5 – Результат апроксимації експериментальної залежності на рис.2.4 ступеневим поліномом другого порядку

За результатами апроксимації на рис.2.5 видно, що ця діаграма прийнятно апроксимується ступеневим поліномом другого порядку. Фактично саме за формою, близькою до параболічної, відбувається зміна потужності, генерованої електростанцією, протягом сонячного дня без хмарності. Функція, що апроксимує діаграму на рис.2.4, покладена в основу моделі другої сонячної електростанції, яка є третім продавцем електроенергії для підприємства. При чому прийнято, що там, де знаходиться ця електростанція, був сонячний день без хмарності. Крім того прийнято, що ця станція знаходиться на значній відстані, що відповідає зміщенню у часі одна година відносно першої сонячної електростанції.

Схема моделі, що описує роботу другої сонячної електростанції, представлена на рис.2.6.



Рисунок 2.6 – Схема підсистеми “Виробник електроенергії 3” на рис.2.1

Наразі розглянемо моделі споживачів електроенергії, що є її покупцями для підприємства.

Першим типом споживача (він повторюється для споживачів номер один, чотири та сім) є промислове підприємство, для якого характерний денний режим роботи. Тому присутні два явно виражені та різні характери споживання електроенергії – денний (суттєво вище) та нічний (суттєво нижчий). На рис.2.7 представлена схема моделі такого споживача.

Блок Switch здійснює перемикання між денним та нічним споживанням за часом. Час перемикання задається блоками Step та Step2. У даному випадку денний режим починається з 8.00 та закінчується о 18.00. Для нього характерне середнє споживання потужності 43 кВт (задається блоком Constant на рис.2.7). Для нічного режиму характерне споживання на рівні 5 кВт (задається блоком Constant1 на рис.2.7). Крім того, в моделі генерується випадкова складова, яка властива споживанню електроенергії через постійні вмикання та вимкання складових елементів споживача (для промислового підприємства це різні промислові прилади, обладнання тощо). Випадкова складова реалізується за допомогою такого інструменту програми MATLAB як s-функція під назвою Zbur1. Код цієї функції показаний нижче.

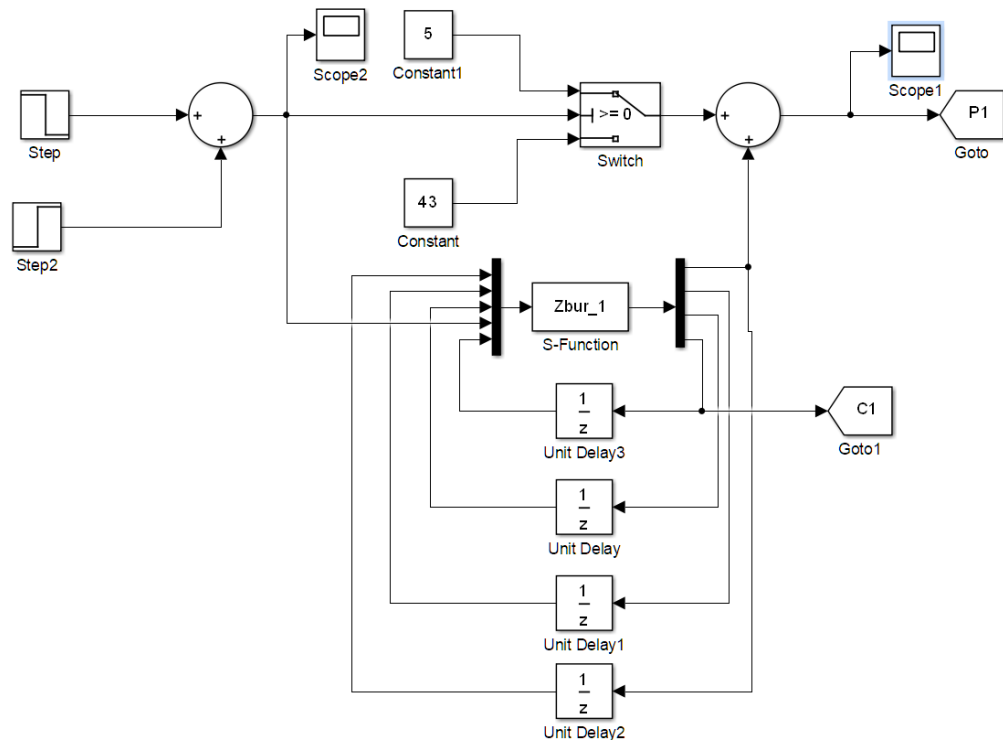


Рисунок 2.7 – Схема підсистеми “Споживач електроенергії 1 (промислове підприємство)” на рис.2.1

Програма 2.2 – Функція для генерування випадкової складової потужності, а також вартості електроенергії

```
function [sys,x0,str,ts] = Zbur_1(t,x,u,flag)

switch flag,

case 0
    [sys,x0,str,ts] = mdlInitializeSizes;

case 3
    sys = mdlOutputs(t,x,u);

case { 1, 2, 4, 9 }
    sys = [];
otherwise
    error(['Unhandled flag = ',num2str(flag)]);
end
```

```
function [sys,x0,str,ts] = mdlInitializeSizes
```

```

sizes = simsizes;
sizes.NumContStates = 0;
sizes.NumDiscStates = 0;
sizes.NumOutputs = 4;
sizes.NumInputs = 5;
sizes.DirFeedthrough = 1;
sizes.NumSampleTimes = 1;
sys = simsizes(sizes);

```

```

x0 = [];
str = [];
ts = [0.01 0];

```

```
function sys = mdlOutputs(t,x,u)
```

```
%Перевірка закінчення затримки часу
```

```
if(u(3)>=u(2))
```

```
    sys(3) = 0;
```

```
    %Завдання періоду зміни запиту споживача
```

```
    sys(2) = normrnd(0.2, 0.05);
```

```
    %Формування ціни за електроенергію
```

```
    sys(4) = normrnd(1.2, 0.15);
```

```
    %Формування випадкової складової щодо кількості електроенергії
```

```
    if(u(4) == 0)
```

```
        sys(1) = normrnd(0, 0.3);
```

```
    else
```

```
        sys(1) = normrnd(0, 2);
```

```
    end
```

```
else
```

```
    sys(1) = u(1);
```

```
    sys(2) = u(2);
```

```
    sys(3) = u(3)+0.01;
```

```
    sys(4) = u(5);
```

```
end
```

Відмітимо, що в програмі генерування випадкової складової потужності та вартості електроенергії випадковий характер мають не тільки ці параметри, а й час їх зміни. Тобто врахований вплив на ці параметри багатьох факторів на промисловому підприємстві, що призводять до випадкової зміни не тільки цих величин, а й періоду самої зміни.

Результат роботи моделі першого споживача електроенергії показаний на рис.2.8. З рис.2.8 простежується денний та нічний режими споживання електроенергії, а також випадкова зміна потужності.

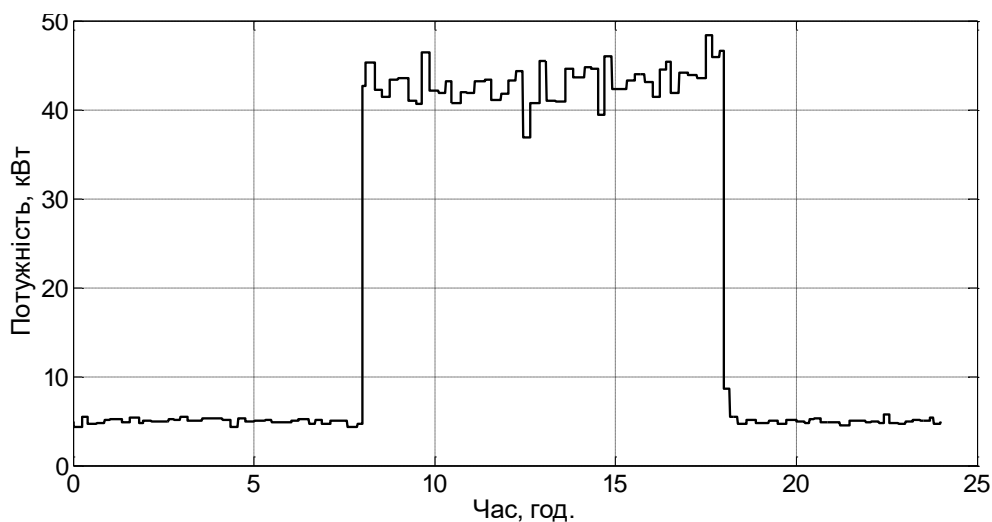


Рисунок 2.8 – Зміна у часі потужності, що запрошена від промислового підприємства як споживача №1

Також як результат роботи програми на рис.2.9 показана зміна у часі другої вихідної величини – вартості електроенергії.

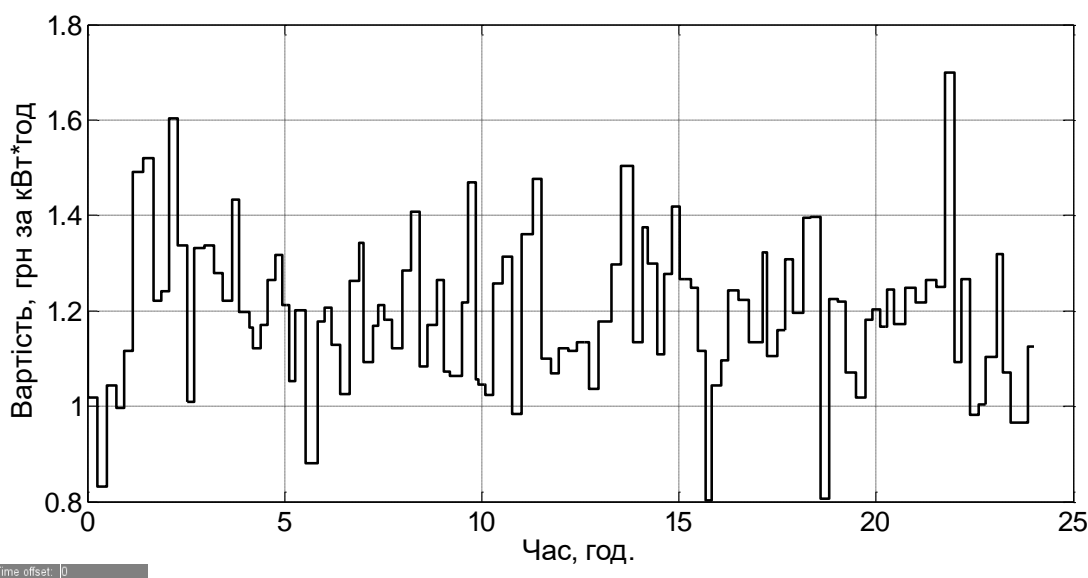


Рисунок 2.9 – Зміна у часі вартості електроенергії, що формується споживачем №1

Для усіх споживачів прийнятий однаковий характер зміни вартості електроенергії – як випадкової величини з нормальним законом розподілу. Математичне очікування й середнє квадратичне відхилення для усіх споживачів прийняті різними. Зокрема, для промислового підприємства як першого споживача математичне очікування дорівнює 1,2 грн за кВт·год., а середнє квадратичне відхилення – 0,15 кВт·год.

Другим покупцем електроенергії для підприємства є гуртожиток. В основу моделі цього споживача (рис.2.10) закладена експериментальна діаграма споживання потужності одним з гуртожитків НТУ “Дніпровська політехніка” (рис.2.11).

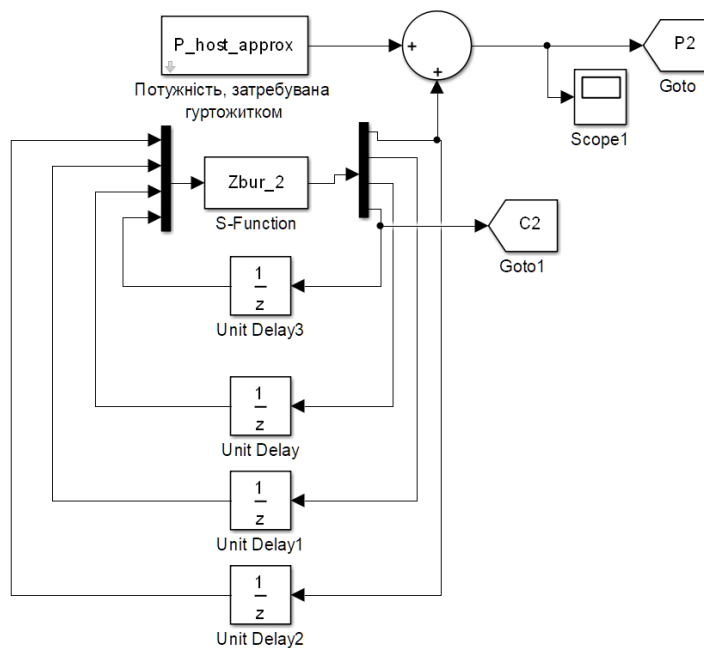


Рисунок 2.10 – Схема підсистеми “Споживач електроенергії 2 (гуртожиток)” на рис.2.1

З урахуванням дискретного характеру оновлення запиту щодо закупівлі електроенергії проведена інтерполяція діаграми споживання потужності гуртожитком з додаванням випадкової складової та квантуванням за часом (програма 2.3).

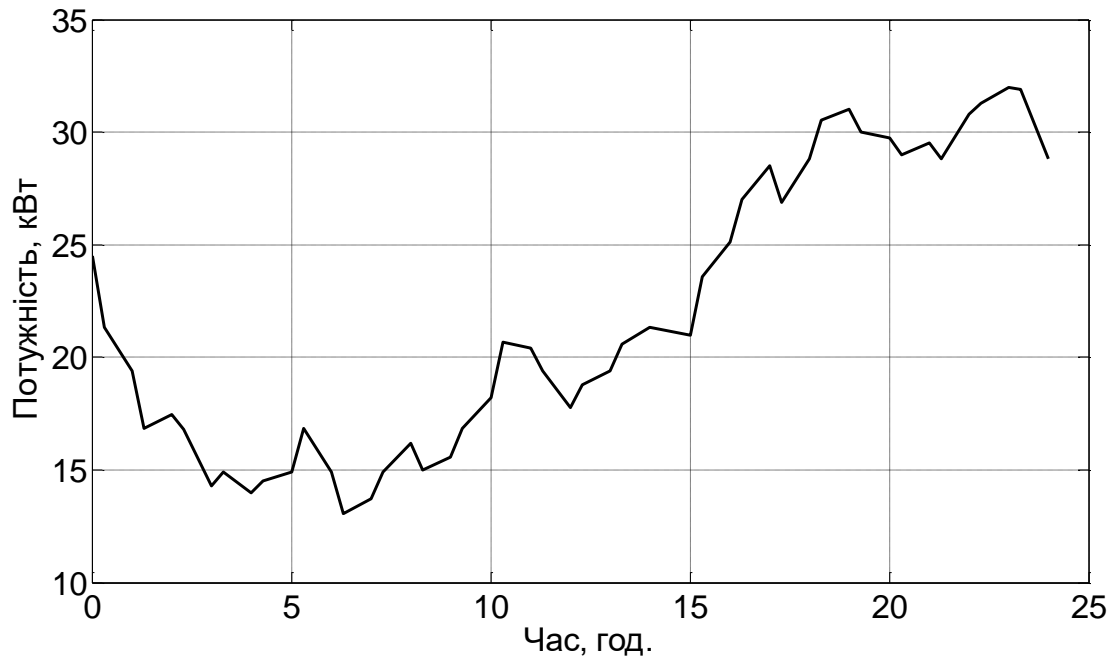


Рисунок 2.11 – Експериментальна залежність потужності, що затребувана споживачем №2 (гуртожитком), від часу

Програма 2.3 – Інтерполяція експериментальної діаграми споживання потужності гуртожитком

```

%Інтерполяція вектору значень споживаної потужності (крок -
3600/100 с)
i=0:0.01:24.0;
P_host_approx = interp1(t,P_host,i,'nearest');
%Додавання випадкової складової
r = 1.0.* randn(241, 1);
ii=0:0.1:24;
r_approx = interp1(ii,r,i,'nearest');
figure
plot(t,P_host,i,P_host_approx), grid
P_host_approx_r = P_host_approx + r_approx;
figure
i=0:0.01:24.0;
plot(i,P_host_approx_r), grid

```

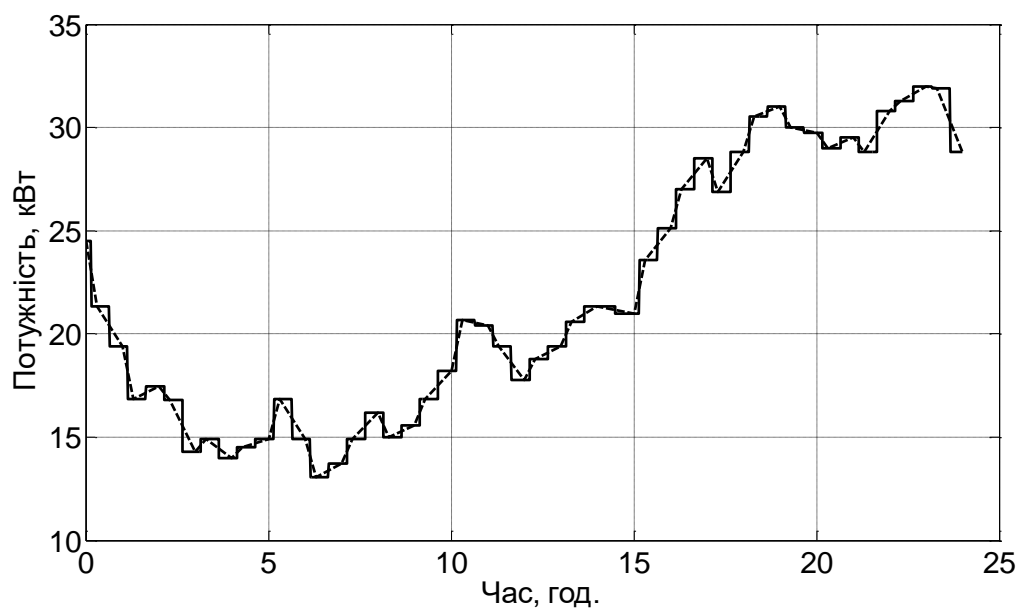


Рисунок 2.12 – Інтерполяція експериментальної залежності потужності, що затребувана споживачем №2 (гуртожитком), від часу з квантуванням за часом:
суцільна лінія - вихідна крива; пунктирна - інтерпольована

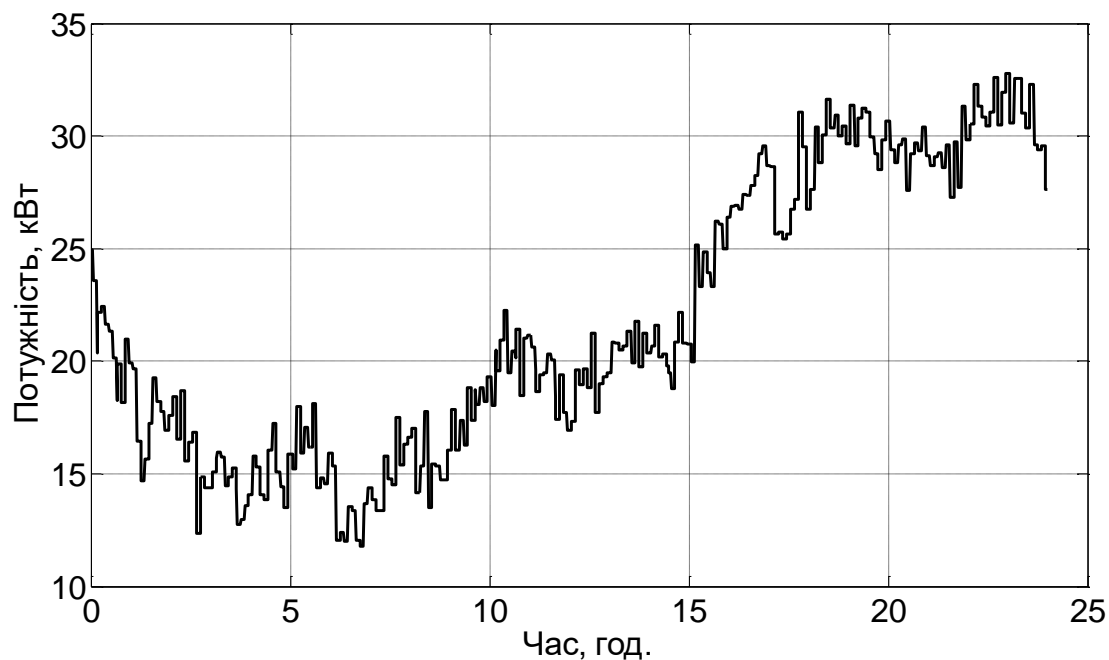


Рисунок 2.13 – Інтерпольована експериментальна залежність потужності, що затребувана споживачем №2 (гуртожитком), від часу з квантуванням за часом та додаванням випадкової складової

Результат роботи моделі гуртожитка як споживача електроенергії без випадкової складової показаний на рис.2.12, а з випадковою – на рис.2.13.

Третім покупцем та, відповідно, споживачем електроенергії для підприємства є житловий будинок, схема моделі якого наведена на рис.2.14.

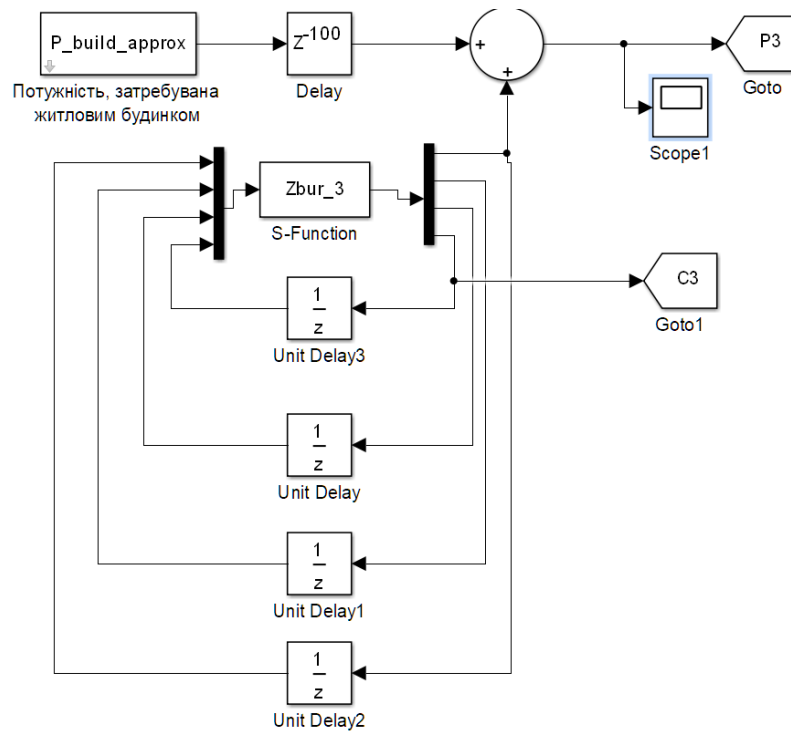


Рисунок 2.14 – Схема підсистеми “Споживач електроенергії 3 (житлова будівля)” на рис.2.1

В основу моделі закладена експериментальна діаграма споживання потужності житловим будинком, що показана на рис.2.15. За допомогою програми, що аналогічна програмі 2.3 з незначними змінами, проведена інтерполяція експериментальної діаграми споживання потужності житловим будинком з квантуванням за часом та додаванням випадкової складової, що пов’язана з випадковим характером вмикання та вимикання електроприводів в будівлі (див. рис.2.16 та рис.2.17).

Крім того, у порівнянні з оригінальною експериментальною діаграмою введено зміщення у часі на 1 годину (блок Delay).

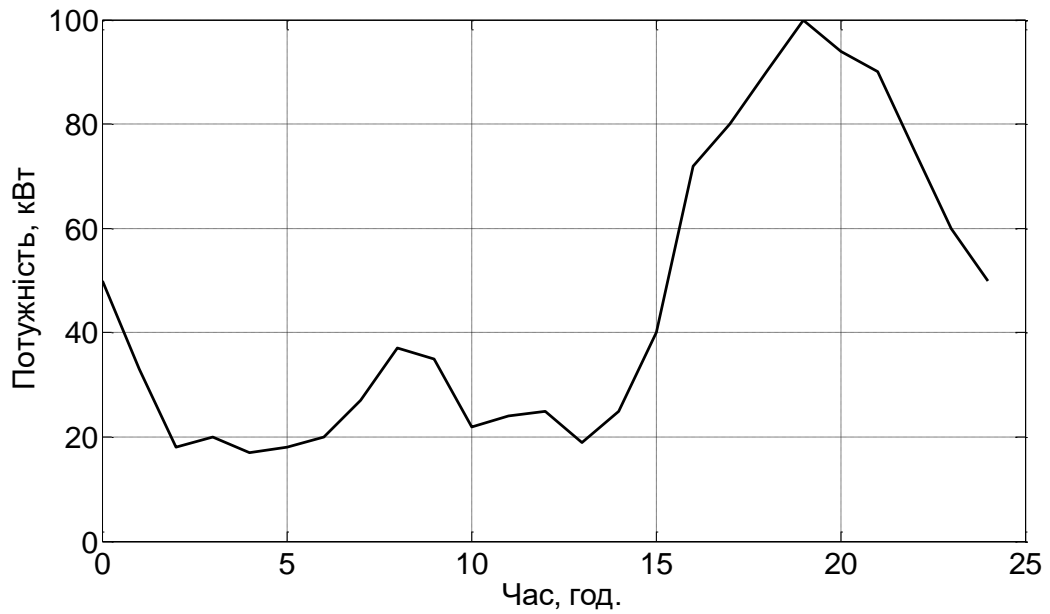


Рисунок 2.15 – Експериментальна залежність потужності, що затребувана споживачем №3 (житловим будинком), від часу

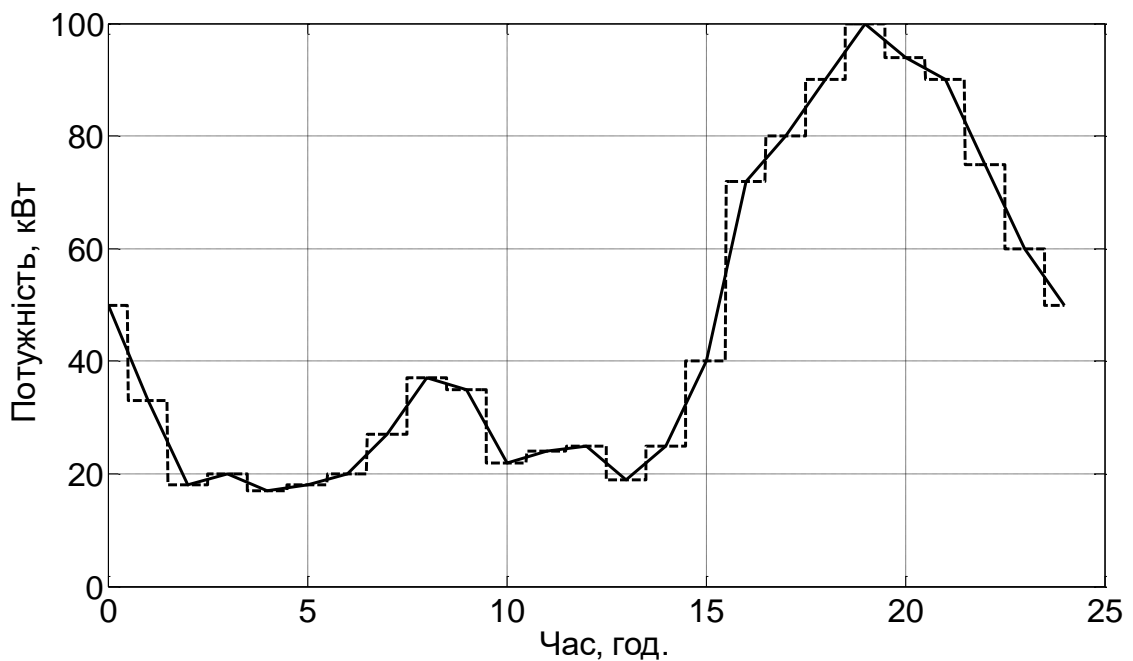


Рисунок 2.16 – Інтерполяція експериментальної залежності потужності, що затребувана споживачем №3 (житловою будівлею), від часу з квантуванням за часом: суцільна лінія - вихідна крива; пунктирна - інтерпольована

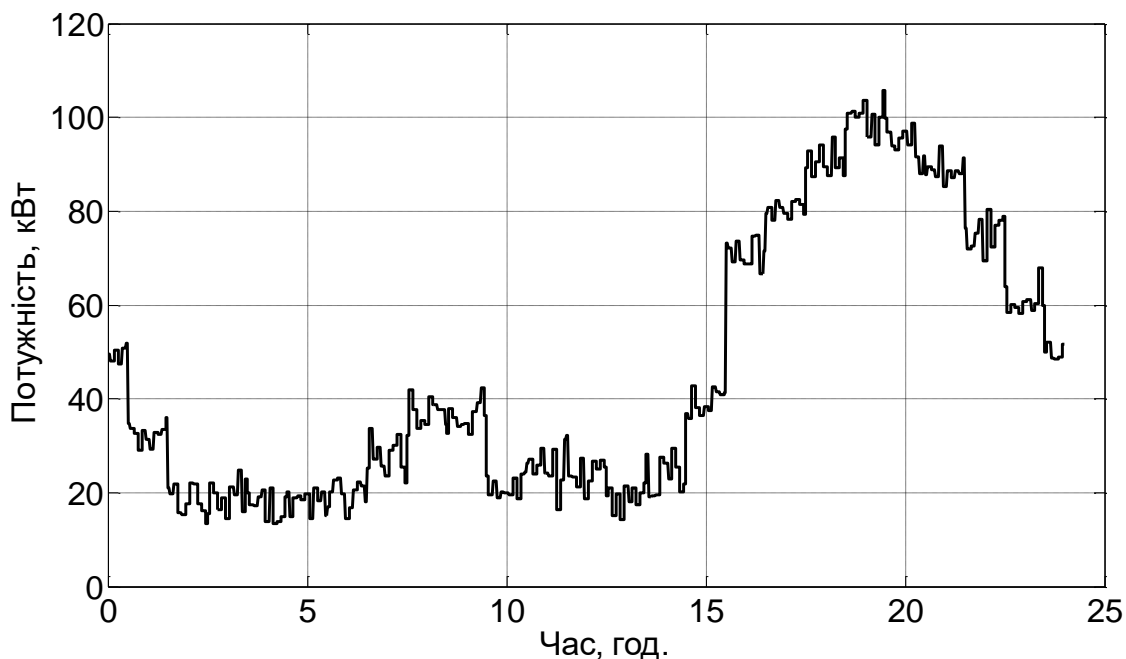


Рисунок 2.17 – Інтерпольована експериментальна залежність потужності, що затребувана споживачем №3 (житловою будівлею), від часу з квантуванням за часом та додаванням випадкової складової

Усі інші споживачі мають однотипні моделі, в яких відбувається варіювання таких параметрів, як: математичне очікування й середнє квадратичне відхилення вартості електроенергії, дисперсія випадкової складової потужності, зміщення у часі відносно оригінальної експериментальної діаграми.

2.2. Синтез та створення програмного забезпечення системи автоматичного керування розподілом потужності в енергомережі

Для синтезу системи автоматичного керування розподілом потужності в енергомережі потрібно обґрунтування й вибір алгоритму керування серед існуючих або запропонування нового алгоритму. Фактично алгоритмом

керування може бути один з алгоритмів оптимізації, але є певні особливості, через які використання класичних алгоритмів оптимізації є ускладненим:

- існує обмеження за доступною потужністю, яке постійно змінюється (у певні моменти його взагалі може не бути);

- оптимізація відбувається за цілочисельними змінними, тобто якщо споживач отримує потужність, то всю, яку він запросив;

- можуть існувати споживачі з більшим пріоритетом як постійні клієнти, що на тривалому інтервалі часу закупають більше електроенергії за ціну вище середньої, навіть якщо разова пропозиція від них тільки за таким критерієм оптимізації, як максимальний прибуток є не найвигіднішою.

З урахуванням цих особливостей запропонований новий емпіричний алгоритм автоматичного керування розподілом потужності, який базується на наступних принципах:

- спочатку за інтегральним сумарним показником визначаємо кількість (приймаємо 50% закупленої потужності) пріоритетних споживачів за відношенням кількості потужності та ціни за електроенергію = кількість затребуваної електроенергії (запит/макс. запит) * ваговий коефіцієнт 1, та пропонує ціна (запропонована ціна/макс. ціна)* ваговий коефіцієнт 2;

- далі серед інших споживачів, об'єднуючи їх в групи різної кількості, розігруємо залишок потужності за критерієм максимального прибутку.

На рис.2.18 показана блок-схема, що реалізує вище описаний алгоритм автоматичного керування розподілом потужності серед споживачів, на якій виділено три основні підпрограми – оновлення даних від споживачів та доступної потужності, формування групи пріоритетних споживачів, формування групи звичайних споживачів.

Розглянемо більш детально кожну з підпрограм, при цьому вся програма реалізована на основі такого інструмента MATLAB, як s-функція з назвою `Distribution_algorithm_new`.



Рисунок 2.18 – Блок-схема алгоритму автоматичного керування розподілом потужності серед споживачів

Спочатку відбувається ініціалізація процедур s-функції за відомим синтаксисом:

```
function [sys,x0,str,ts] = Distribution_algorithm_new(t,x,u,flag)
```

```
switch flag,
```

```
case 0
```

```
[sys,x0,str,ts] = mdlInitializeSizes;
```

```
case 3
```

```
sys = mdlOutputs(t,x,u);
```

```
case { 1, 2, 4, 9 }
```

```
sys = [];
```

```
otherwise
```

```
error(['Unhandled flag = ',num2str(flag)]);
```

```
end
```

```
function [sys,x0,str,ts] = mdlInitializeSizes
```

```

sizes = simsizes;
sizes.NumContStates = 0;
sizes.NumDiscStates = 0;
sizes.NumOutputs = 10;
sizes.NumInputs = 19;
sizes.DirFeedthrough = 1;
sizes.NumSampleTimes = 1;
sys = simsizes(sizes);

```

```

x0 = [];
str = [];
ts = [0.01 0];

```

В нашому випадку активна тільки процедура розрахунку вихідних величин s-функції mdlOutputs. При цьому використовується фіксований крок виклику s-функції 0,01. Задається 19 вхідних аргументів та 10 вихідних.

Всі операції, що реалізують алгоритм автоматичного керування розподілом потужності, зосереджений усередині процедури mdlOutputs. Спочатку відбувається ініціалізація змінних, які використовуються для програмної реалізації запропонованого алгоритму:

```

function sys = mdlOutputs(t,x,u)
global P_sum
P_sum=0;
global C_sum
C_sum=0;
global ind_prem
ind_prem=[];
global ind_prem_
ind_prem_=[];
global ind_custom
ind_custom=[];
global P_prem
P_prem=[];
global Pmax
Pmax=0;
global Cmax
Cmax=0;
global P
global PP

```

```

PP=[];
global C
global P_u
global C_u
global Kr
Kr=[];
global rev
global M
M=[];
global M_
M_=[];
rev=[];

```

Далі відбувається оновлення значень допустимої потужності (відповідна підпрограма на рис.2.18), а також векторів значень потужності та вартості електроенергії, що надходить від споживачів. При чому для відстеження змін допустимої потужності та інформації від споживачів, формуються по дві пари векторів потужності й вартості електроенергії – для поточного кроку виклику функції та для попереднього:

```
%Перше заповнення векторів
```

```

if(t==0.0)
    k=3; m=2;
    for i=1:9
        C(i)=u(k);
        P(i)=u(m);
        k=k+2;
        m=m+2;
    end
end

```

```
%Заповнення векторів актуальних значень входів
```

```

k=3; m=2;
for i=1:9
    C_u(i)=u(k);
    P_u(i)=u(m);
    k=k+2;
    m=m+2;
end

```

Надалі розглянемо підпрограму формування переліку пріоритетних споживачів потужності (реалізована як фрагмент s-функції). В цій підпрограмі розраховується інтегральний критерій, за яким обираються пріоритетні споживачі, за вище описаною формулою, після чого за цим критерієм в циклі обираються пріоритетні споживачі, доки їх сумарна потужність не перевищить 50% допустимої потужності:

```

%Перевірка зміни умов
if(P==P_u)
    sys=ind_prem_ + ind_custom;
    sys(10) = C_sum;
else
    %Обчислення інтегрального критерію ціна/кількість
    Pmax=max(P_u);
    Cmax=max(C_u);
    for i=1:9
        Kr(i)=(0.5*(P_u(i)/Pmax))+(0.5*(C_u(i)/Cmax));
    end
    %Формування вектору пріоритетних споживачів, якщо відбулась зміна
    умов
    for i=1:9
        %Визначення і-го пріоритетного споживача за інтегральним
        критерієм
        [P_prem(i), ind_prem(i)] = max(Kr);
        %Скидання відповідного критерію після обрання і-го пріоритетного
        %споживача
        Kr(ind_prem(i))=0;
        %Розрахунок сумарної потужності для пріоритетних споживачів
        P_sum = P_sum + P_u(ind_prem(i));
        %Розрахунок сумарного прибутку для пріоритетних споживачів
        C_sum = C_sum + P_u(ind_prem(i))*C_u(ind_prem(i));
        %Перевірка умови перевищення 50% доступної потужності, яка
        %виділяється для пріоритетних споживачів
        if(P_sum>=0.5*u(1))
            break
        end
    end
    %Нормування вектору активації пріоритетних споживачів
    ind_prem=sort(ind_prem);
    jj=1;
    for i=1:9

```



```

sys(10) = C_sum;
end
%Збереження значень потужностей та ціни споживачів на наступний
виклик програми
k=3; m=2;
for i=1:9
    C(i)=u(k);
    P(i)=u(m);
    k=k+2;
    m=m+2;
end
end
end

```

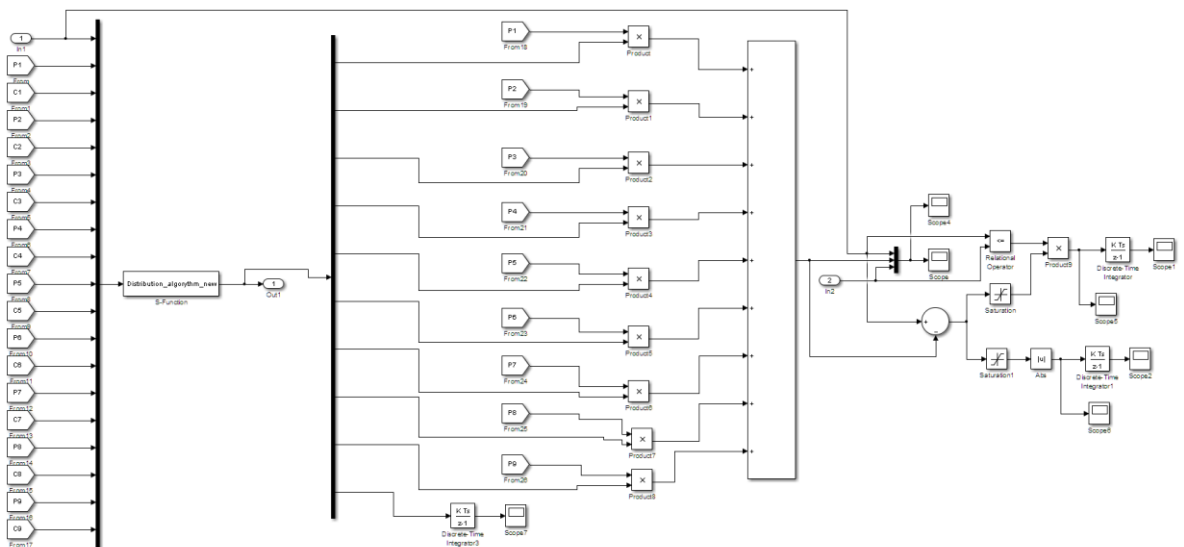


Рисунок 2.19 – Схема блоку керування системи при реалізації програмного забезпечення за запропонованим алгоритмом розподілу потужності серед споживачів

Як підсумок виконання усіх підпрограм маємо вектор, в якому порядок елементів відповідає певному споживачу, а значення елемента визначає стан споживача: 1 – якщо споживачу виділена потужність, 0 – якщо ні. Крім того, маємо ще одну вихідну величину – сумарний прибуток від продажу потужності з використанням запропонованого алгоритму її автоматичного розподілу.

Для інтегрування програмного забезпечення в застосунок Simulink пакету MATLAB розроблена відповідна схема (рис.2.19). В цій схемі, окрім самої s-

функції, розроблений фрагмент (права частина схеми на рис.2.19), за допомогою якого визначається інтегральна дефіцитна електроенергія (внаслідок продажі не всієї доступної потужності при її розподілі), інтегральна надлишкова електроенергія (внаслідок перевищення доступної потужності при її розподілі), а також інтегральний прибуток від продажі електроенергії.

2.3. Дослідження системи автоматичного керування розподілом потужності в енергомережі

За допомогою створеної в підрозділі 2.1 імітаційної моделі системи автоматичного керування розподілом потужності проведені дослідження ефективності запропонованого алгоритму розподілу потужності по відношенню до невеликої кількості споживачів (прийнято дев'ять – три промислових підприємства, три гуртожитки та три житлових будинки). При цьому електроенергія закуповується у трьох її виробників – АЕС та двох сонячних електростанцій.

З результату моделювання на рис.2.20 можна зробити висновок, що за умови використання запропонованого алгоритму автоматичного керування розподілом потужності на певних часових інтервалах між 15.00 та 20.00 виникають суттєві перевищення проданої потужності над доступною. Це не є проблемою, коли підприємство може швидко докупити необхідну кількість потужності, але, по перше в час-пік може бути нестача електроенергії в регіоні, а по друге – ціна буде набагато більшою, ніж за якою електроенергія була законтракована заздалегідь. Таким чином, це є небажаним явищем, що відбувається через те, що відбувається оптимізація за цілочисельними змінними, сума яких завжди буде або більшою або меншою допустимого рівня. Незначні перевищення проданої потужності над доступною в принципі є припустимими, оскільки невелику кількість електроенергії легше докупити, крім того, можна

робити невеликий запас електроенергії. Але на рис.2.20 видно, що це перевищення може досягати 50 кВт, що є неприпустимим.

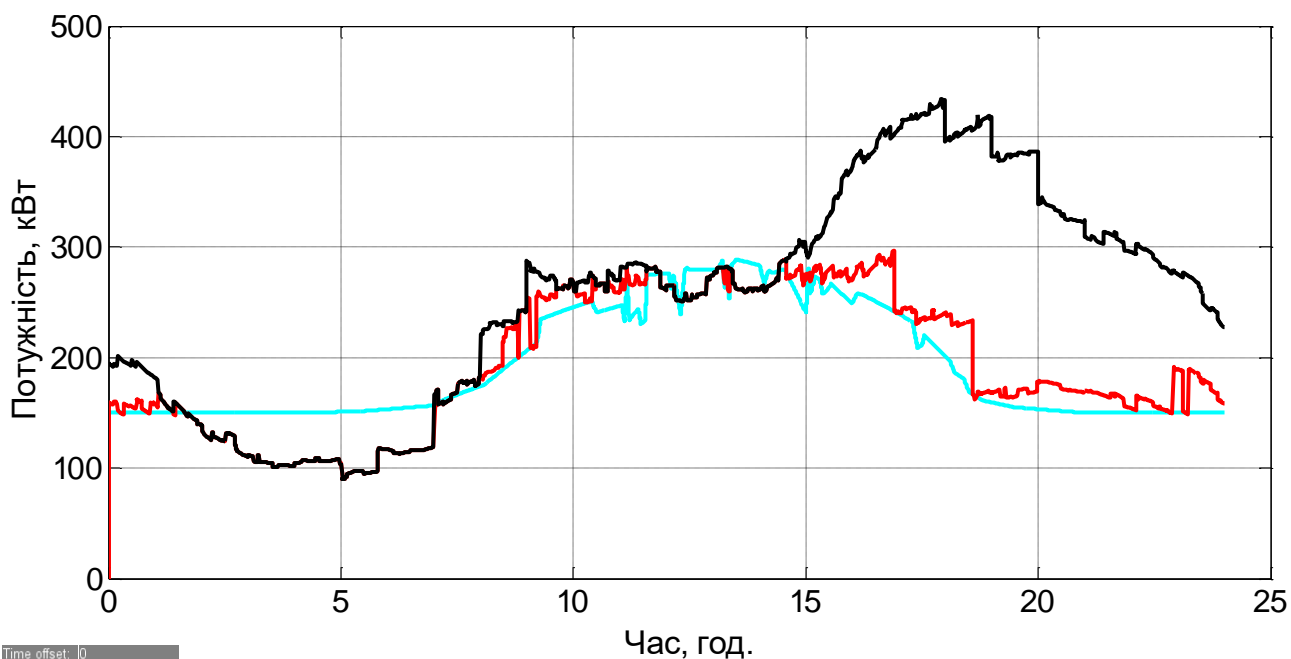


Рисунок 2.20 – Зміна у часі потужності, що є в доступі (бірюзова лінія), яка затребувана усіма споживачами (чорна лінія) та яка надається споживачам після розподілу за запропонованим алгоритмом (червона лінія); без запасу потужності для звичайних споживачів

Щоб запобігти цьому, в алгоритм введений так званий запас за потужністю при визначенні переліку звичайних споживачів при розподілі потужності. Тобто, звичайним споживачам продається не вся потужність, що залишилась, а певний її відсоток. При цьому залишається запас для випадку, коли при розподілі виникне перевищення допустимої потужності. В нашому випадку запас береться у відсотках від допустимої потужності. Запас 15%, наприклад, означає, що звичайним споживачам продається не 50% допустимої потужності, що залишилась для звичайних споживачів після розподілу серед пріоритетних, а 35%. Саме для цього випадку отримані результати моделювання процесу

розподілу потужності серед споживачів за запропонованим алгоритмом, що показані на рис.2.21 – 2.25.

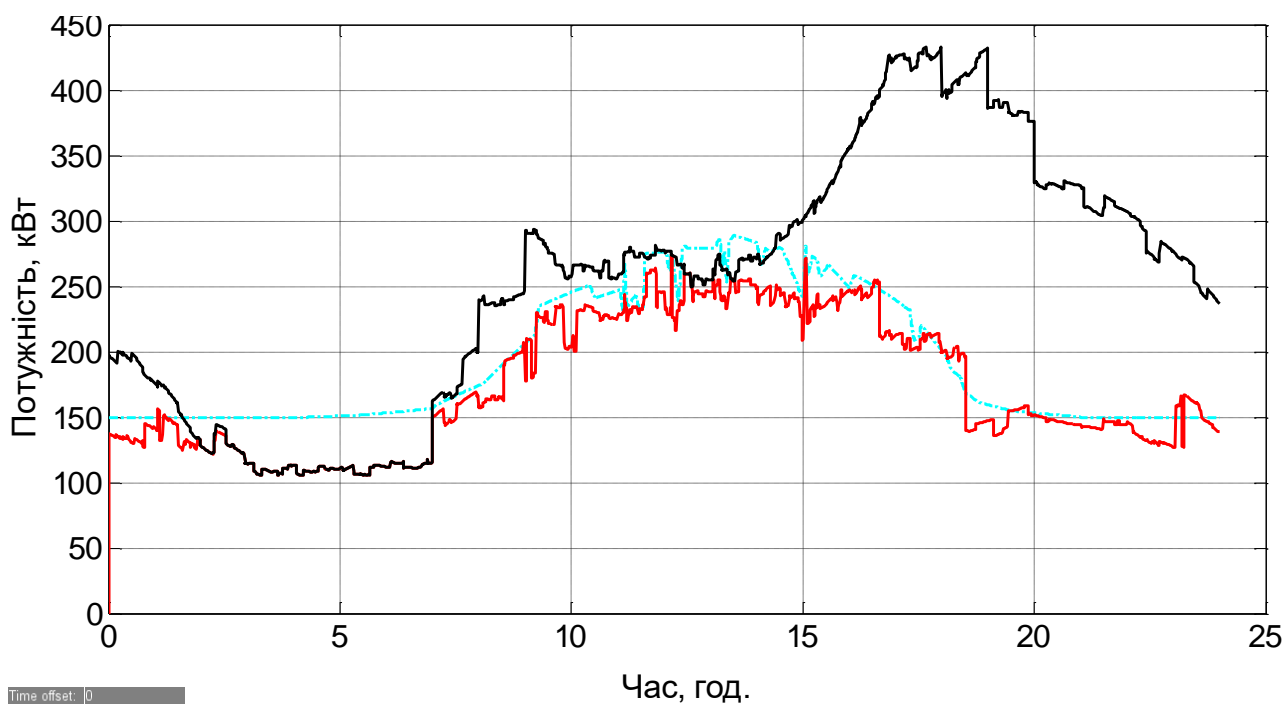


Рисунок 2.21 – Зміна у часі потужності, що є в доступі (бірюзова лінія), яка затребувана усіма споживачами (чорна лінія) та яка надається споживачам після розподілу за запропонованим алгоритмом (червона лінія); запас потужності для звичайних споживачів становить 15%

З рис.2.21 ми бачимо, що тепер продана споживачам потужність набагато менше перевищує допустиму потужність, але при цьому збільшилась кількість часових інтервалів, де продана потужність є меншою за допустиму.

З рис.2.22 можна помітити, що розподіл потужності за запропонованим алгоритмом є досить динамічно змінюваним – ми бачимо, що практично для кожного споживача інтервали продажу потужності, та відмови продажу досить інтенсивно чергуються. Це пов'язано з досить динамічно змінними умовами споживання – в модель кожного споживача закладена випадкова складова затребуваної потужності з досить значним діапазоном зміни, а також аналогічний характер зміни вартості електроенергії, що встановлюється споживачем.

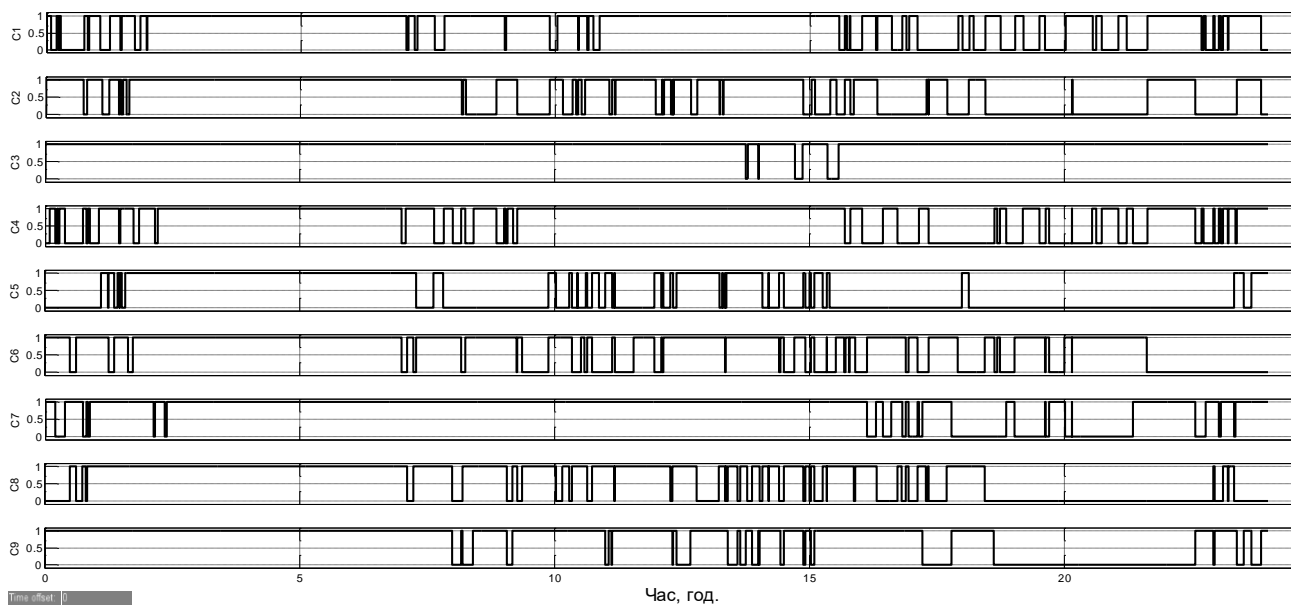


Рисунок 2.22 – Зміна у часі дозволів споживачам на отримання потужності (запас потужності для звичайних споживачів становить 15%)

Для більш точної оцінки ефективності роботи системи автоматичного керування розподілом потужності серед споживачів в процесі моделювання визначається кількість непроданої та надлишкової електроенергії (відповідно, рис.2.23 та 2.24).

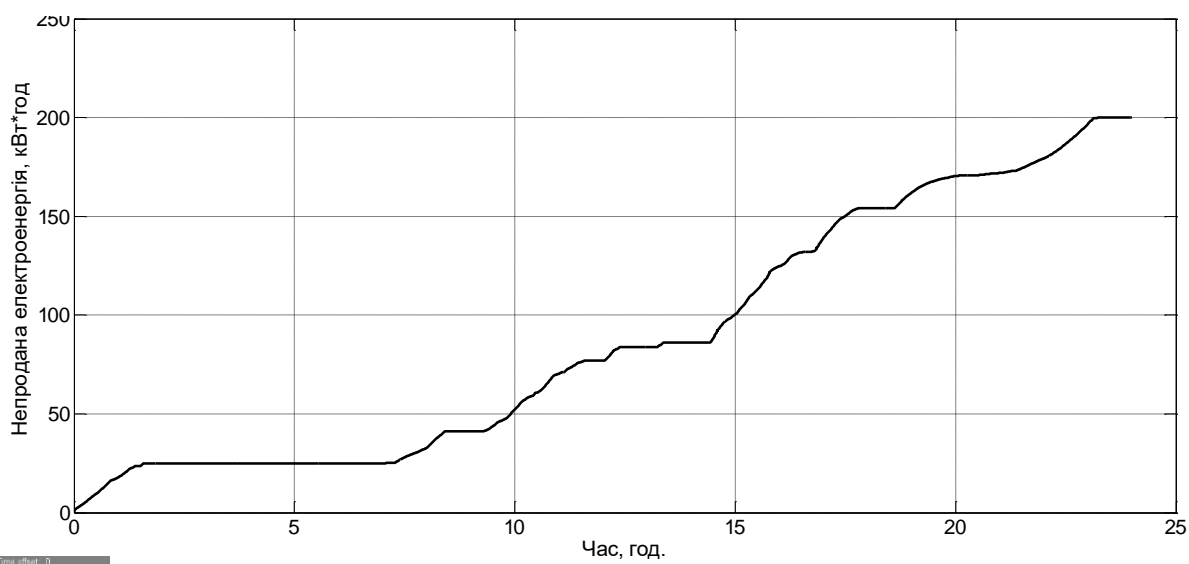


Рисунок 2.23 – Зміна у часі нереалізованої електроенергії (запас потужності для звичайних споживачів становить 15%)

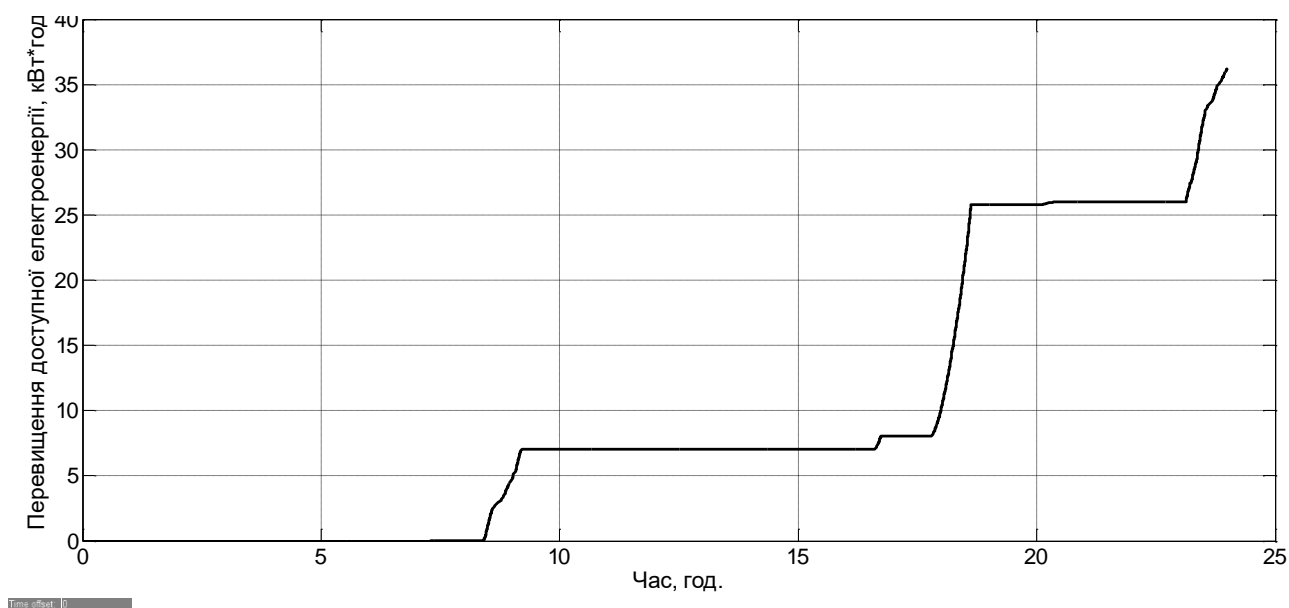


Рисунок 2.24 – Зміна у часі електроенергії, що перевищила доступну (запас потужності для звичайних споживачів становить 15%)

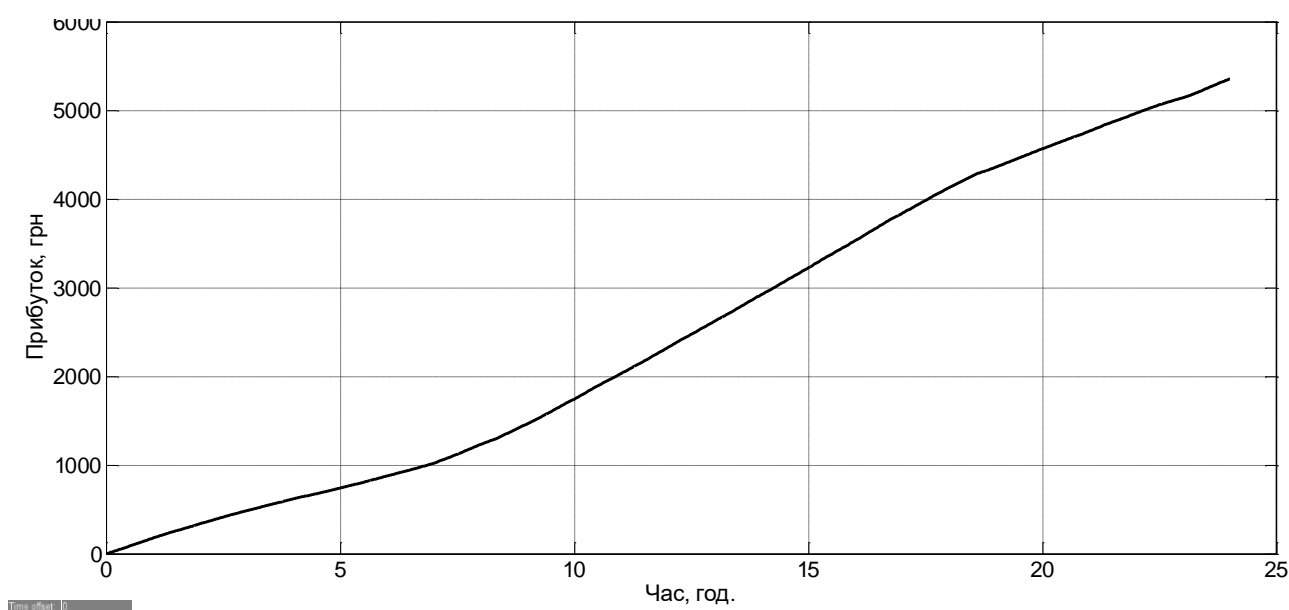


Рисунок 2.25 – Зміна у часі прибутку від продажі електроенергії (запас потужності для звичайних споживачів становить 15%)

Аналіз рис.2.24 показує, що особливо інтенсивний приріст кількості непроданої електроенергії має місце з 10.00 до 12.00 та з 15.00 до 17.00. Саме на цих часових інтервалах виникають найбільш несприятливі комбінації затребуваної потужності та її вартості для задачі цілочисельної оптимізації.

Якщо говорити про надлишкову електроенергію (рис.2.24), її різке збільшення приходить на часові інтервали між 9.00 та 10.00 та між 18.00 й 19.00.

Щодо зміни у часі інтегральної вартості електроенергії (рис.2.25), то вона зростає у часі за законом, близьким до лінійного.

Таким чином можна зробити висновок, що введення запасу за потужністю при її розподілі між звичайними споживачами дійсно призвело до суттєвого скорочення кількості надлишкової електроенергії, але при цьому досить значно збільшилася кількість непроданої електроенергії. Отже, можна спрогнозувати, що існує певний баланс між цими параметрами, який буде відповідати максимальному екстремуму за таким критерієм, як прибуток від продажу електроенергії. Для цього проведемо дослідження цих параметрів в залежності від різних запасів за потужністю.

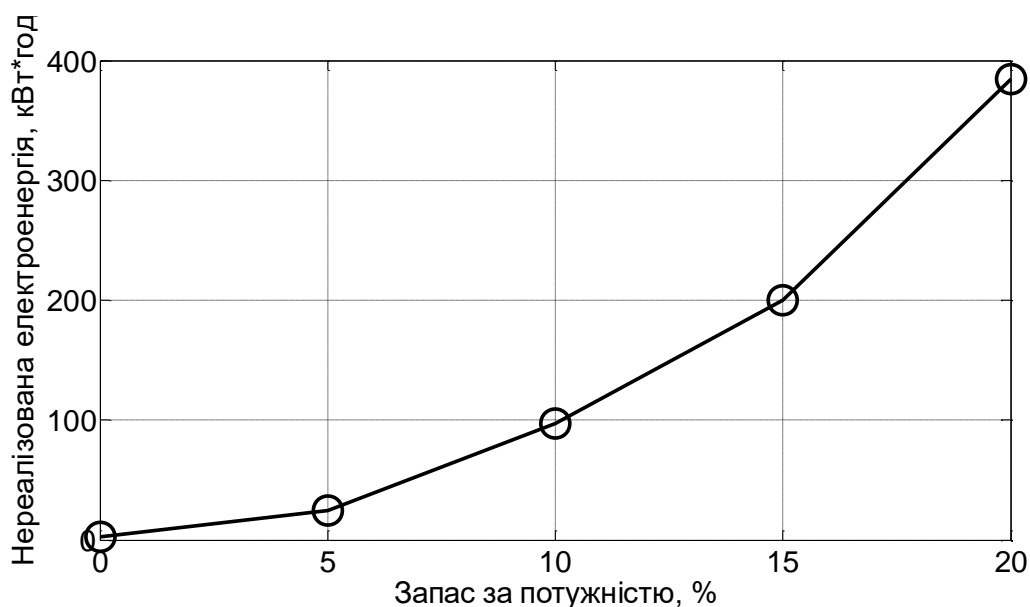


Рисунок 2.26 – Залежність кількості нереалізованої енергії при її перерозподілу серед споживачів від запасу за потужністю, введеного для запобігання перевищення доступної потужності

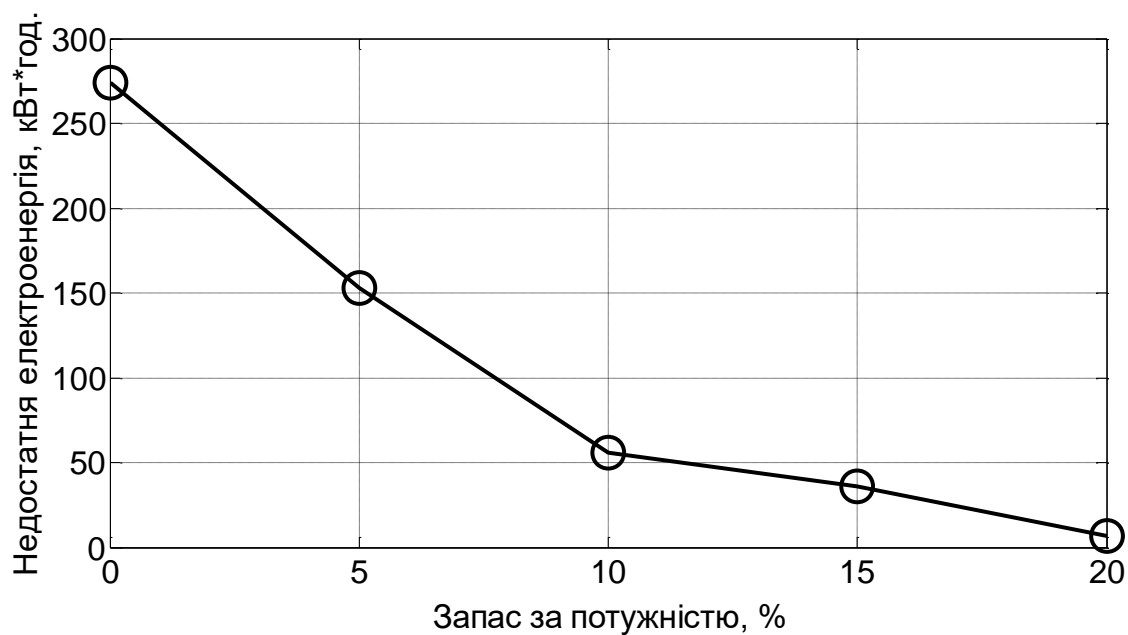


Рисунок 2.27 – Залежність кількості дефіцитної енергії при перевищенні допустимої потужності від запасу за потужністю, введеного для запобігання перевищення доступної потужності

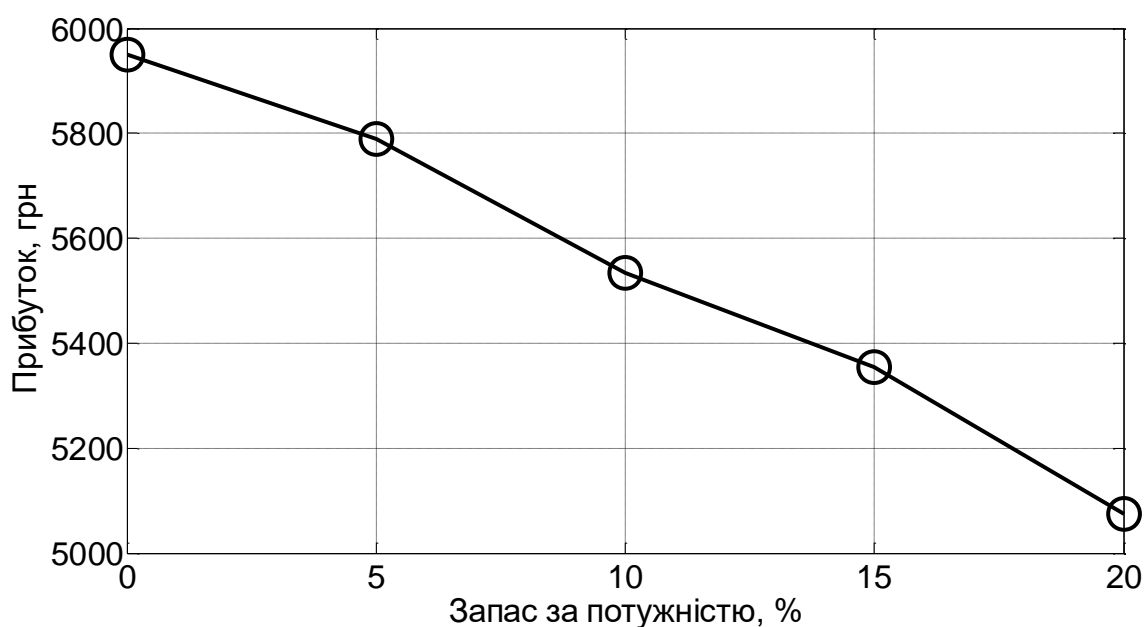


Рисунок 2.28 – Залежність прибутку від реалізованої електроенергії від запасу за потужністю, введеного для запобігання перевищення доступної потужності

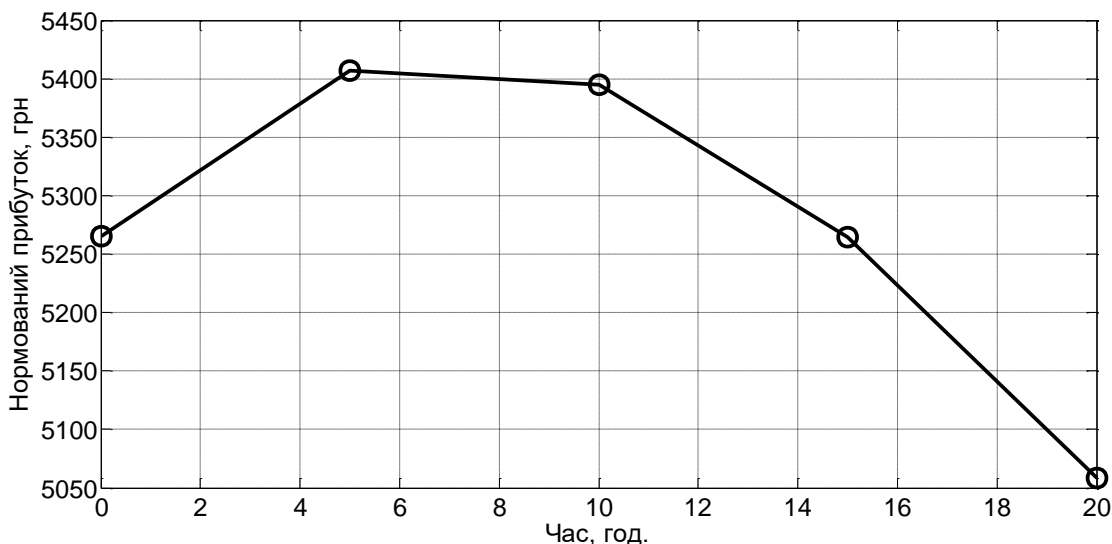


Рисунок 2.29 – Залежність прибутку від реалізованої електроенергії від запасу за потужністю, введеного для запобігання перевищення доступної потужності, з урахуванням витрат на надлишкову електроенергію

З рис.2.26 видно, що залежність нереалізованої кількості електроенергії від запасу потужності при її розподілі між звичайними споживачами є прямою та має експоненціальний характер. Більш різке збільшення кількості нереалізованої електроенергії відбувається після рівня 10% запасу потужності.

Аналогічний експоненціальний характер має залежність надлишкової кількості електроенергії від запасу потужності, але зворотний (рис.2.27). Суттєве зменшення надлишкової електроенергії має місце після рівня 10% запасу за потужністю.

Прибуток, як і прогнозувалось, зменшується за лінійною залежністю зі збільшенням запасу за потужністю (рис.2.28), але якщо прибуток розраховувати з урахуванням витрат на надлишкову потужність (її вартість прийнята 2,5 грн за кВт·год), то в залежності прибутку за продану електроенергію від рівня запасу потужності з'являється максимальний екстремум (рис.2.29), що відповідає рівню запасу потужності 5%, хоча, з урахуванням незначного зменшення прибутку за умови збільшення запасу потужності до 10%, саме діапазон від 5 до 10% можна

рекомендувати для обрання рівня запасу потужності при її розподілі між звичайними споживачами.

2.4. Висновок за спеціальною частиною

1. З метою синтезу й дослідження системи автоматичного керування розподілом потужності в енергомережі створена імітаційна модель системи, в основу якої закладені експериментальні діаграми потужностей, генерованих електростанціями, та споживаних гуртожитком та житловою будівлею. Варіювання властивостями виробників й споживачів електроенергії забезпечено через введення випадкової складової потужності з різними характеристиками, випадковим характером зміни вартості електроенергії, що формується споживачами, а також різним часовим зсувом.

2. Аналіз процесу розподілу потужності для невеликої кількості споживачів показав доцільність використання емпіричного алгоритму, коли процес розподілу розділяється на два етапи. На першому етапі визначається перелік пріоритетних споживачів на основі інтегрального критерію, що орієнтований не на максимальний прибуток, а на оптимальне відношення кількості затребуваної електроенергії та її вартості. Для гнучкості алгоритму введені вагові коефіцієнти. На другому етапі розподіляється потужність, що залишилась, серед звичайних споживачів за критерієм максимального прибутку методом повного перебору комбінацій споживачів. За рахунок попереднього скорочення споживачів на першому етапі ємність процедури повного перебору значно скорочується.

3. Дослідження системи автоматичного керування розподілом потужності в енергомережі показало недосконалість запропонованого алгоритму з точки зору значної кількості надлишкової електроенергії через оптимізацію за цілочисельними змінними, кількість яких є невеликою. Для вирішення цього недоліку введений запас за потужністю при її розподілі серед звичайних споживачів, та проведене дослідження залежності від цього запасу нереалізованої та надлишкової кількості електроенергії, а також прибутку.

Дослідження показало, що для розглянутих умов існує діапазон значень запасу за потужністю від 5 до 10%, де цей параметр є близьким до оптимального за критерієм максимального прибутку.

3. ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

3.1 Техніко-економічне обґрунтування впровадження автоматизації процесу підтримання рішень

Розвиток технічних, апаратних і програмних засобів, дає можливість підприємствам зменшувати витрати, підвищувати якість продукції, збільшувати швидкість виробництва, автоматизувати процеси та приймати безліч інших рішень.

У даному розділі кваліфікаційної роботи виконано економічне обґрунтування імітаційної моделі автоматизованої системи керування процесом розподілу електричної енергії серед споживачів.

Імітаційна модель системи автоматичного керування розподілом потужності в енергомережі забезпечує:

- збільшення ефективності використання електричної енергії;
- варіювання властивостями виробників й споживачів електроенергії;
- врахування різної потужності та характеру як виробників електричної енергії так і споживачів.

З метою синтезу й дослідження системи створена, в основу якої закладені експериментальні діаграми потужностей, генерованих електростанціями, та споживаних гуртожитком та житловою будівлею. Варіювання властивостями виробників й споживачів електроенергії забезпечено через введення випадкової складової потужності з різними характеристиками, випадковим характером зміни вартості електроенергії, що формується споживачами, а також різним часовим зсувом.

Для визначення економічної ефективності впровадження даної системи проведено розрахунки тривалості розробки запропонованого програмного забезпечення імітаційної моделі, витрати на розробку програмного забезпечення та трудомісткості.

3.2 Розрахунок капітальних витрат

Розрахуємо капітальні витрати, що пов'язані з виготовленням та впровадженням автоматизованої системи керування процесом розподілу електричної енергії серед споживачів. Визначення проектних капітальних витрат виконується відповідно до:

$$K_{\text{ПКВ}} = C_{\text{ОБ}} + D_{\text{ТР}} + M_{\text{МН}} + K_{\text{ПЗ}}, \quad (1)$$

де $K_{\text{ПКВ}}$ – проектні капітальні витрати (грв.), $C_{\text{ОБ}}$ – вартість основного та допоміжного обладнання (грв.), $D_{\text{ТР}}$ – транспортно-заготівельні витрати (грв.), $M_{\text{МН}}$ – витрати на монтаж і налагодження системи (грв.), $K_{\text{ПЗ}}$ – витрати на розробку програмного забезпечення (грв.).

Оскільки в роботі не обиралися фізичне обладнання, то його вартість не враховується. І відповідно розрахунок проектних капітальних витрат не проводився.

3.3 Розрахунок капітальних витрат на програмне забезпечення

3.3.1 Розрахунок часу на розробку програмного забезпечення

Трудомісткість розробки програмного забезпечення розраховується як:

$$t = t_o + t_k + t_a + t_{\text{п}} + t_{\text{н}} + t_d$$

де t – трудомісткість розробки програмного забезпечення (люд.-год.), t_o – витрати праці на підготовку і опис поставленого завдання (люд.-год.), t_k – витрати праці на дослідження алгоритму керування (люд.-год.), t_a – витрати праці на розробку схеми алгоритму (люд.-год.), $t_{\text{п}}$ – витрати праці на програмування по готовій схемі алгоритму (люд.-год.), $t_{\text{н}}$ – витрати праці на

налаштування програмного забезпечення (люд.-год.), t_d – витрати праці на підготовку документації по завданню (люд.-год.).

Складові витрат праці визначаються на підставі умовної кількості оброблюваних операторів у програмному забезпеченні:

$$Q = q \cdot c \cdot (1 + p),$$

де Q – умовна кількість операторів в програмному забезпеченні, q – кількість операторів у програмному забезпеченні ($q = 1$ виходячи з програмного забезпечення розробленого на мові MATLAB, який є високорівневою інтерпретуємою мовою програмування), c – коефіцієнт складності програми (приймаємо $c = 1,35$), p – коефіцієнт корекції програми в процесі її обробки (приймаємо $p = 0,1$).

Для програмного забезпечення, що розробляється:

$$Q = 36 \cdot 1.35 \cdot (1 + 0.1) = 49,1.$$

Витрат праці на підготовку і опис завдання в кваліфікаційній роботі складають $t_0 = 35$ (люд.-год.).

Витрати праці на вивчення опису завдання визначаються з урахуванням уточнення опису та кваліфікації програміста як:

$$t_k = \frac{Q \cdot B}{(75 \dots 85) \cdot k},$$

де B – коефіцієнт збільшення витрат праці (приймаємо $B = 1.5$), k – коефіцієнт кваліфікації програміста (приймаємо $k = 1.2$).

Для програмного забезпечення, що розробляється маємо:

$$t_k = \frac{49,1 \cdot 1,5}{80 \cdot 1,2} = 0,76 \text{ (люд. – год.)}.$$

Витрати на розробку алгоритму керування визначаються як:

$$t_a = \frac{Q}{(20 \dots 25) \cdot k'}$$

Для програмного забезпечення, що розробляється:

$$t_a = \frac{49,1}{20 \cdot 1,2} \approx 2 \text{ (люд. – год.)}.$$

Витрати праці на складання програми по готовій схемі алгоритму визначаються як:

$$t_n = \frac{Q}{(20 \dots 25) \cdot k'}$$

Для програмного забезпечення, що розробляється:

$$t_n = \frac{49,1}{20 \cdot 1,2} \approx 2 \text{ (люд. – год.)}.$$

Витрати праці на налаштування програми розраховуються як:

$$t_n = \frac{Q}{(4 \dots 5) \cdot k'}$$

Для програмного забезпечення, що розробляється:

$$t_n = \frac{49,1}{4,5 \cdot 1,2} \approx 9 \text{ (люд. – год.)}.$$

Витрати праці на підготовку документації по завданню визначаються як:

$$t_d = t_{\text{пн}} + t_{\text{др}},$$

де $t_{\text{пн}}$ – трудомісткість підготовки матеріалів до написання, $t_{\text{др}}$ – трудомісткість редагування, друку та оформлення документації.

Трудомісткість підготовки матеріалів до написання визначається як:

$$t_{\text{пн}} = \frac{Q}{(15 \dots 20) \cdot k}$$

Для програмного забезпечення, що розробляється:

$$t_{\text{пн}} = \frac{49,1}{15 \cdot 1,2} \approx 2,73 \text{ (люд. - год.)}$$

Трудомісткість редагування, друку та оформлення документації визначається як:

$$t_{\text{др}} = 0,75 \cdot t_{\text{пн}}.$$

Для програмного забезпечення, що розробляється:

$$t_{\text{др}} = 0,75 \cdot 2,72 \approx 2 \text{ (люд. - год.)}$$

Для розробленого програмного забезпечення витрати праці на підготовку документації по завданню:

$$t_d = 2,73 + 2 = 4,73 \text{ (люд. - год.)}$$

Таким чином трудомісткість розробки програмного забезпечення становить:

$$t = 35 + 0.76 + 2 + 2 + 9 + 4.73 = 53,5 \text{ (люд. – год.)}$$

3.3.2 Розрахунок витрат на розробку програмного забезпечення

Витрати на розробку програмного забезпечення визначається як:

$$K_{ПЗ} = Z_{ЗП} + Z_{МІ}$$

де $Z_{ЗП}$ – витрати на заробітну плату розробника програмного забезпечення, $Z_{МІ}$ – вартість машинного часу, необхідного для налаштування програми (грн.).

Заробітна плата розробника програмного забезпечення визначається як:

$$Z_{ЗП} = t \cdot C_{ПР},$$

де $C_{ПР}$ – середня годинна тарифна ставка розробника програмного забезпечення (приймаємо $C_{ПР} = 100$ (грн./год.).

Для програмного забезпечення, що розробляється:

$$Z_{ЗП} = 53,5 \cdot 100 = 5350 \text{ (грн.)}.$$

Вартість машинного часу, необхідного для налаштування програми визначається як:

$$Z_{МІ} = t_n \cdot C_{МЧ},$$

де $C_{МЧ}$ – вартість машинного часу (приймаємо $C_{МЧ} = 10$ (грн./год.).

Для програмного забезпечення, що розробляється:

$$Z_{МІ} = 9 \cdot 10 = 90 \text{ (грн.)}.$$

Витрати на розробку програмного забезпечення імітаційної моделі системи автоматичного керування становлять:

$$K_{\text{ПЗ}} = 5350 + 90 = 5440 \text{ (грн.)}.$$

Очікувана тривалість розробки програмного забезпечення:

$$T = \frac{t}{B_k \cdot F_p},$$

де T – тривалість розробки програмного забезпечення (міс.), B_k – кількість розробників (приймаємо $B_k = 1$), F_p – місячний фонд робочого часу (приймаємо $F_p = 190$ (год./міс)).

Очікувана тривалість розробки запропонованого програмного забезпечення

$$T = \frac{53.5}{1 \cdot 190} = 0.28 \text{ міс.}$$

3.3.3 Відрахування на соціальні заходи

Відрахування на соціальні заходи визначаються як:

$$C_c = 0,22 \cdot K_{\text{ПЗ}}.$$

Відповідно до цього відрахування становлять:

$$C_c = 0,22 \cdot 5440 = 1196,8 \text{ грн.}$$

3.4 Висновки до розділу

При застосуванні програмного забезпечення імітаційної моделі системи автоматичного керування розподілом потужності в енергомережі очікувана

тривалість розробки запропонованого програмного забезпечення складає 0.28 міс., витрати на розробку програмного забезпечення імітаційної моделі системи автоматичного керування становлять 5440 (грн.), а трудомісткість розробки програмного забезпечення становить 53,5 (люд. – год.). Відрахування на соціальні заходи становлять 1197 грн.

Розділ 4

ОХОРОНА ПРАЦІ

4.1 Аналіз шкідливих та небезпечних факторів в енергомережі на основі концепції Smart Grid

Охорона праці при розподілі потужності в енергомережі на основі концепції Smart Grid передбачає використання сучасних технологій для підвищення безпеки працівників. Зокрема, використовуються такі заходи:

Шкідливі та небезпечні фактори при розподілі потужності в енергомережі на основі концепції Smart Grid можна розділити на дві групи:

- Фактори, пов'язані з електричним струмом.
- Фактори, пов'язані з іншими небезпечними та шкідливими факторами.

До них відносяться:

- ✓ Ураження електричним струмом. Фактори, пов'язані з електричним струмом, є найбільш небезпечними та шкідливими для працівників енергокомпаній. Вони можуть призвести до травм, інвалідності та навіть смерті. Ураження електричним струмом може статися внаслідок дотику до оголених проводів, контакту з обладнанням, що знаходиться під напругою, або при падінні на землю під напругою. Ризик ураження електричним струмом зростає в умовах підвищеної вологості та наявності металевих предметів.
- ✓ Електромагнітний вплив може призвести до пошкодження нервової системи, органів слуху та зору. Він також може посилити дію інших шкідливих факторів, таких як шум і вібрація.
- ✓ Вибухонебезпечні фактори можуть призвести до вибуху та пожежі. Вони пов'язані з використанням горючих матеріалів, таких як нафта, газ та пил. Пожежонебезпечні фактори можуть

призвести до пожежі. Вони пов'язані з використанням відкритого вогню, нагрітих поверхонь та інших джерел займання.

- ✓ Хімічні фактори можуть призвести до отруєння. Вони пов'язані з використанням хімічних речовин, таких як кислоти, луги та розчинники.
- ✓ Фізичні фактори можуть призвести до травм. Вони пов'язані з використанням важкого обладнання, проведенням робіт на висоті та іншими факторами.

Впровадження концепції Smart Grid може підвищити рівень безпеки праці в енергомережах, але не усуне повністю всіх небезпечних та шкідливих факторів. Тому важливо проводити профілактичні заходи для запобігання нещасним випадкам.

4.2 Інженерно-технічні заходи з охорони праці

Проведемо оцінку ризику ураження електричним струмом працівник енергокомпанії проводить ремонт лінії електропередачі під напругою 110 кВ. Для проведення робіт він використовує ізольований інструмент та одягнений в засоби індивідуального захисту, які забезпечують захист від ураження електричним струмом.

Для розрахунку можливості ураження електричним струмом необхідно визначити наступні параметри:

Напруга мережі, $U = 110$ кВ;

Опір тіла працівника, $R_T = 1000$ Ом;

Опір ізоляції інструменту, $R_{и} = 10000$ Ом;

Опір одягу працівника, $R_o = 100000$ Ом.

За формулою закону Ома для повного кола можна визначити струм, який потече через тіло працівника при дотику до оголеного провода:

$$I = U / (R_T + R_{и} + R_o) = 110 \text{ кВ} / (1000 \text{ Ом} + 10000 \text{ Ом} + 100000 \text{ Ом}) = 110 / 110000 = 0,01 \text{ мА}$$

Даний струм є нешкідливим для людини, тому ризик ураження електричним струмом в даному випадку є незначним.

Однак, якщо працівник зніме засоби індивідуального захисту, то його опір тіла зменшиться до 100 Ом. В цьому випадку струм, який потече через тіло працівника, буде становити:

$$I = U / (R_t + R_{и} + R_o) = 110 \text{ кВ} / (100 \text{ Ом} + 10000 \text{ Ом} + 100000 \text{ Ом}) = 110 / 111000 = 0,0099 \text{ мА}$$

Даний струм також є нешкідливим для людини, але ризик ураження електричним струмом в даному випадку збільшується.

Впровадження концепції Smart Grid може зменшити ризик ураження електричним струмом за рахунок наступних факторів:

- Впровадження систем моніторингу стану мережі дозволяє попереджати про можливі несправності та аварії, що дозволяє запобігти дотику працівників до оголених проводів.
- Застосування нових матеріалів та обладнання, які підвищують безпеку роботи, наприклад, використання ізольованих проводів з підвищеною міцністю.

Проведемо розрахунок на випадок аварії на відключаючу здатність. Лінія електропередачі під напругою 110 кВ має відключаючу здатність 100 ампер. Це означає, що лінія може витримати струм навантаження до 100 ампер без виникнення аварії.

Для розрахунку відключаючої здатності системи моніторингу стану мережі необхідно визначити наступні параметри:

Максимальний струм навантаження на лінії електропередачі, $I_n = 100$ ампер;

Максимальний струм несправності, який може виникнути на лінії електропередачі, $I_{нс} = 150$ ампер;

Час відключення лінії електропередачі системою моніторингу стану мережі, $t = 1$ секунда.

За формулою закону Ома для повного кола можна визначити максимальну потужність, яку може витримати лінія електропередачі без виникнення аварії:

$$P = I_n * U = 100 \text{ ампер} * 110 \text{ кВ} = 11000 \text{ кВт}$$

За формулою закону Ома для повного кола можна визначити максимальну енергію, яка може бути виділена в лінії електропередачі при дії максимального струму несправності:

$$E = I_{nc} * U * t = 150 \text{ ампер} * 110 \text{ кВ} * 1 \text{ секунда} = 16500 \text{ кіловат-секунд}$$

Ця енергія повинна бути менше максимальної потужності, яку може витримати лінія електропередачі. Тобто, система моніторингу стану мережі повинна відключити лінію електропередачі до того, як буде виділено 16500 кіловат-секунд енергії.

В даному випадку, якщо система моніторингу стану мережі буде відключати лінію електропередачі через 1 секунду, то вона буде мати достатню відключаючу здатність.

Однак, якщо система моніторингу стану мережі буде відключати лінію електропередачі через 2 секунди, то вона не буде мати достатньої відключаючої здатності. В цьому випадку, при дії максимального струму несправності, в лінії електропередачі буде виділено 33000 кіловат-секунд енергії, що перевищує максимальну потужність, яку може витримати лінія електропередачі.

Таким чином, відключаюча здатність системи моніторингу стану мережі повинна бути достатньою для того, щоб забезпечити відключення лінії електропередачі до того, як буде виділено максимальну енергію, яку може витримати лінія електропередачі.

У вищенаведеному прикладі відключаюча здатність системи моніторингу стану мережі повинна бути не менше 16500 кіловат-секунд.

Проведемо оцінку електромагнітного впливу від лінії електропередачі під напругою 110 кВ проходить на відстані 10 метрів від житлового будинку.

Напруженість електричного поля в точці, розташованій на відстані 10 метрів від лінії електропередачі, становить 100 вольт на метр.

Для розрахунку допустимого рівня напруженості електричного поля необхідно використовувати формулу оцінки напруженості електричного поля.

$$E = U / (r * \sqrt{3})$$

де:

E - напруженість електричного поля, вольт на метр;

U - напруга лінії електропередачі, вольт;

r - відстань від лінії електропередачі, метр.

В даному випадку напруга лінії електропередачі становить 110 кВ, а відстань від лінії електропередачі становить 10 метрів. Тому допустимий рівень напруженості електричного поля становить:

$$E = 110 \text{ вольт} / (10 \text{ метрів} * \sqrt{3}) = 3,33 \text{ вольта на метр}$$

Таким чином, напруженість електричного поля в даному випадку перевищує допустимий рівень в 30 разів. Це означає, що лінія електропередачі створює електромагнітне поле, рівень якого є небезпечним для населення.

У даному випадку лінія електропередачі створює електромагнітне поле, рівень якого перевищує допустимий для населення. Це може призвести до негативного впливу на організм людини, включаючи підвищення температури тіла, порушення роботи нервової та серцево-судинної систем, а також до інших захворювань.

Для зменшення впливу електромагнітного поля від лінії електропередачі необхідно дотримуватися наступних рекомендацій:

Зменшити відстань від лінії електропередачі. У даному випадку відстань від лінії електропередачі становить 10 метрів.

Також можна зменшити вплив електромагнітного поля, обмеживши час перебування в зоні впливу. Якщо необхідно перебувати в зоні впливу електромагнітного поля, наприклад, для роботи, необхідно дотримуватися наступних рекомендацій:

Не перебувати в зоні впливу електромагнітного поля без потреби.

Не перебувати в зоні впливу електромагнітного поля тривалий час.

Використовувати зручне взуття з низькою підошвою, щоб зменшити контакт з землею.

Не носити металеві предмети, які можуть посилювати електромагнітний вплив.

Важливо пам'ятати, що електромагнітний вплив від ліній електропередачі може бути шкідливим для здоров'я людини. Тому важливо дотримуватися рекомендацій для зменшення впливу електромагнітного поля.

4.3 Пожежна профілактика

Вибухонебезпечні фактори для підстанцій електричних

Підстанція електрична - це комплекс електротехнічних пристроїв, призначений для прийому, розподілу і передачі електричної енергії. Підстанції електричні є джерелами виникнення вибухонебезпечних факторів, які можуть призвести до вибуху.

До основних вибухонебезпечних факторів для підстанцій електричних відносяться:

- Електрична дуга. Електрична дуга - це електричний розряд, що виникає між двома провідниками, які знаходяться під напругою. Електрична дуга може виникнути в результаті короткого замикання, обриву ізоляції, тощо. Електрична дуга є джерелом високої температури, яка може призвести до запалювання горючих речовин.
- Горючі гази. Горючі гази, такі як природний газ, пропан-бутан, тощо, можуть утворюватися в результаті порушення герметичності трубопроводів, обладнання, тощо. Горючі гази можуть призвести до вибуху в разі їх змішування з повітрям у вибухонебезпечних концентраціях.

- Горючі рідини. Горючі рідини, такі як бензин, дизельне паливо, тощо, можуть знаходитися в трансформаторах, масляних вимикачах, тощо. Горючі рідини можуть призвести до вибуху в разі їх нагрівання до температури займання.
- Горючий пил. Горючий пил, такий як пил вугілля, зерна, тощо, може утворюватися в результаті переробки або зберігання горючих матеріалів. Горючий пил може призвести до вибуху в разі його змішування з повітрям у вибухонебезпечних концентраціях.

Для оцінки вибухонебезпечності в підстанціях електричних необхідно провести аналіз вибухонебезпечності. Аналіз вибухонебезпечності повинен включати в себе наступні етапи:

- Визначення вибухонебезпечних факторів. На цьому етапі необхідно визначити всі вибухонебезпечні фактори, які існують в підстанціях електричних.
- Оцінка кількості вибухонебезпечних речовин і сумішей. На цьому етапі необхідно оцінити кількість вибухонебезпечних речовин і сумішей, які знаходяться в підстанціях електричних.
- Оцінка ймовірності виникнення вибуху. На цьому етапі необхідно оцінити ймовірність виникнення вибуху в кожному конкретному випадку.

Визначення вибухонебезпечних факторів

Розглянемо підстанцію електричну, на якій встановлені наступні пристрої:

- Розподільний щит. Розподільний щит містить високовольтні роз'єднувачі, вимикачі, тощо.
- Трансформатор. Трансформатор призначений для зниження напруги з високої на низьку.

- Масляний вимикач. Масляний вимикач призначений для відключення електричної мережі в разі аварії.

На основі аналізу цих пристроїв можна визначити наступні вибухонебезпечні фактори:

- Електрична дуга. Електрична дуга може виникнути в результаті короткого замикання в розподільному щиті, трансформаторі, масляному вимикачі.
- Горючі гази. Горючі гази можуть утворитися в результаті порушення герметичності трубопроводів, які транспортують газ до трансформатора.
- Горючі рідини. Горючі рідини можуть знаходитися в трансформаторі, масляному вимикачі.

Оцінка кількості вибухонебезпечних речовин і сумішей

Для оцінки кількості вибухонебезпечних речовин і сумішей необхідно провести наступні розрахунки:

Розрахунок кількості повітря, необхідного для утворення вибухонебезпечної суміші.

Розрахунок кількості вибухонебезпечної суміші, яка може утворитися в разі виникнення вибухонебезпечної ситуації.

Розрахунок кількості повітря, необхідного для утворення вибухонебезпечної суміші, можна провести за наступною формулою:

$$V = V_n / (k * c)$$

де:

V - обсяг повітря, необхідний для утворення вибухонебезпечної суміші, куб. м;

V_n - об'єм вибухонебезпечної суміші, куб. м;

k - коефіцієнт заповнення приміщення, який приймається рівним 0,8;

c - концентрація вибухонебезпечної суміші в повітрі, %.

Розрахунок кількості вибухонебезпечної суміші, яка може утворитися в разі виникнення вибухонебезпечної ситуації, можна провести за наступною формулою:

$$V_n = V_m / (1 - k)$$

де:

V_n - об'єм вибухонебезпечної суміші, яка може утворитися в разі виникнення вибухонебезпечної ситуації, куб. м;

V_m - об'єм приміщення, в якому може виникнути вибухонебезпечна ситуація, куб. м.

Припустимо, що об'єм розподільного щита становить 10 куб. м, а об'єм трансформатора становить 20 куб. м. Коефіцієнт заповнення приміщення приймаємо рівним 0,8. Концентрація вибухонебезпечної суміші в повітрі приймаємо рівною 10%.

Відповідно до першої формули, обсяг повітря, необхідний для утворення вибухонебезпечної суміші в розподільному щиті, становить:

$$V = 10 / (0,8 * 0,1) = 125 \text{ куб. м}$$

Відповідно до другої формули, об'єм вибухонебезпечної суміші, яка може утворитися в разі виникнення вибухонебезпечної ситуації в розподільному щиті, становить:

$$V_n = 10 / (1 - 0,8) = 12,5 \text{ куб. м}$$

Відповідно до першої формули, обсяг повітря, необхідний для утворення вибухонебезпечної суміші в трансформаторі, становить:

$$V = 20 / (0,8 * 0,1) = 250 \text{ куб. м}$$

Відповідно до другої формули, об'єм вибухонебезпечної суміші, яка може утворитися в разі виникнення вибухонебезпечної ситуації в трансформаторі, становить:

$$V_n = 20 / (1 - 0,8) = 25 \text{ куб. м}$$

Таким чином, загальний обсяг вибухонебезпечної суміші, яка може утворитися в разі виникнення вибухонебезпечної ситуації на підстанції, становить $12,5 + 25 = 37$

Розрахунок вогнегасників

Для розрахунку кількості вогнегасників необхідно використовувати наступну формулу:

$$N = V / Q$$

де:

N - кількість вогнегасників;

V - загальний обсяг вибухонебезпечної суміші, яка може утворитися в разі виникнення вибухонебезпечної ситуації, куб. м;

Q - вогнегасний заряд вогнегасника, куб. м.

Припустимо, що вогнегасний заряд вогнегасника становить 5 куб. м.

Відповідно до формули, кількість вогнегасників, необхідних для підстанції, становить:

$$N = 37 / 5 = 7,4$$

Оскільки кількість вогнегасників повинна бути цілим числом, то необхідно округлити отримане значення до 8. Таким чином, для підстанції необхідно мати 8 вогнегасників.

Вибір типів вогнегасників

Для підстанції електричної необхідно використовувати вогнегасники, які призначені для гасіння пожеж, викликаних електричною дугою. До таких вогнегасників відносяться:

Вогнегасники з вуглекислим газом. Вогнегасники з вуглекислим газом (ОУ) є найбільш ефективними для гасіння пожеж, викликаних електричною дугою. Вони не проводять струм, що дозволяє безпечно використовувати їх для гасіння пожеж у приміщеннях з електрообладнанням.

Вогнегасники з порошком. Вогнегасники з порошком (ОП) також ефективні для гасіння пожеж, викликаних електричною дугою. Вони мають більш низьку вартість, ніж вогнегасники з вуглекислим газом.

Для підстанції, на якій встановлені високовольтні пристрої, необхідно використовувати вогнегасники з вуглекислим газом. Для розподільного щита

і трансформатора необхідно розмістити по одному вогнегаснику з вуглекислим газом ОУ-8.

Вогнегасники необхідно розміщувати в легкодоступних місцях, поблизу від обладнання, яке може стати джерелом пожежі. Вогнегасники необхідно розміщувати на висоті не менше 1,5 м і не більше 1,8 м від підлоги.

4.4 Висновки до розділу

Впровадження концепції Smart Grid може підвищити рівень безпеки праці в енергомережах, але не усуне повністю всіх небезпечних та шкідливих факторів. Тому важливо проводити профілактичні заходи для запобігання нещасним випадкам.

Впровадження концепції Smart Grid може зменшити ризик ураження електричним струмом за рахунок наступних факторів:

- Впровадження систем моніторингу стану мережі дозволяє попереджати про можливі несправності та аварії, що дозволяє запобігти дотику працівників до оголених проводів.
- Застосування нових матеріалів та обладнання, які підвищують безпеку роботи, наприклад, використання ізольованих проводів з підвищеною міцністю.

Також було проведено оцінку електромагнітного впливу від лінії електропередачі та оцінку вибухонебезпечності в електричних підстанціях.

ВИСНОВКИ

У нинішніх умовах відбувається конвергенція трьох сегментів ринку: надійних та адаптивних мереж, інтелектуальної розподіленої енергетики та послуг для споживачів. Інтелектуальна мережа, що розглядається як інтегрована, безпечна і надійна електроенергетична система, охоплює весь життєвий цикл електроенергії - від генерації, транспортування, розподілу до кінцевого споживання. Її операційна ефективність залежить від обліку енергії та підкріплюється сучасними інструментами моніторингу, комунікації, аналізу та динамічного управління. Важливо, що сфера застосування Smart Grid виходить за рамки окремих технологій, технічних комплексів, автоматизації систем або розробки програмного забезпечення.

1. Об'єднана енергетична система України (ОЕС України) охоплює всі існуючі електростанції, електромережі та різні об'єкти електроенергетики. Ці об'єкти працюють в єдиному режимі виробництва, передачі та розподілу електроенергії під централізованим управлінням. Основа енергетичної галузі країни, ОЕС України, забезпечує централізоване електропостачання внутрішніх споживачів, взаємодіє з енергосистемами сусідніх країн, а також здійснює експорт та імпорт електроенергії. Вона об'єднує енергогенеруючі потужності та розподільчі мережі регіонів України через з'єднані між собою магістральні лінії електропередачі.

Драйверами нових змін є технологічні досягнення в інших галузях, перш за все, у сферах передачі та обробки інформації, інформаційно-комунікаційних технологій, силової електроніки та сучасних методів і моделей керування великими системами.

2. Інтелектуальній електроенергетиці (побудованій згідно положень концепції Smart Grid) мають бути притаманними такі властивості:

- мінімальні обмеження для інтеграції різних типів об'єктів виробництва, зберігання та споживання електроенергії через єдину енергосистему та узгоджений електричний режим. Це передбачає оптимізацію

використання наявних джерел енергії, поєднання централізованої та розосередженої генерації;

- максимальна спостережуваність мережі та всієї системи в цілому в поєднанні з гнучкістю та адаптивністю у функціонуванні та розвитку. Передбачає прогнозування станів системи в умовах високої невизначеності, врахування змін у технологічній та просторовій структурі виробництва та споживання електроенергії під впливом технологічних та економічних (ринкових) факторів;

- орієнтація на споживача як пріоритет, з акцентом на індивідуальні вимоги споживача до ефективності, надійності та якості енергопостачання. Така орієнтація передбачає врахування інтересів та стратегій поведінки споживачів, активну участь у ринковій конкуренції, формування еластичного ринкового попиту на електроенергію, сприяння розвитку системних та мережевих послуг..

3. З метою синтезу й дослідження системи автоматичного керування розподілом потужності в енергомережі створена імітаційна модель системи, в основу якої закладені експериментальні діаграми потужностей, генерованих електростанціями, та споживаних гуртожитком та житловою будівлею. Варіювання властивостями виробників й споживачів електроенергії забезпечено через введення випадкової складової потужності з різними характеристиками, випадковим характером зміни вартості електроенергії, що формується споживачами, а також різним часовим зсувом.

4. Аналіз процесу розподілу потужності для невеликої кількості споживачів показав доцільність використання емпіричного алгоритму, коли процес розподілу розділяється на два етапи. На першому етапі визначається перелік пріоритетних споживачів на основі інтегрального критерію, що орієнтований не на максимальний прибуток, а на оптимальне відношення кількості затребуваної електроенергії та її вартості. Для гнучкості алгоритму введені вагові коефіцієнти. На другому етапі розподіляється потужність, що

залишилась, серед звичайних споживачів за критерієм максимального прибутку методом повного перебору комбінацій споживачів. За рахунок попереднього скорочення споживачів на першому етапі ємність процедури повного перебору значно скорочується.

5. Дослідження системи автоматичного керування розподілом потужності в енергомережі показало недосконалість запропонованого алгоритму з точки зору значної кількості надлишкової електроенергії через оптимізацію за цілочисельними змінними, кількість яких є невеликою. Для вирішення цього недоліку введений запас за потужністю при її розподілі серед звичайних споживачів, та проведене дослідження залежності від цього запасу нереалізованої та надлишкової кількості електроенергії, а також прибутку. Дослідження показало, що для розглянутих умов існує діапазон значень запасу за потужністю від 5 до 10%, де цей параметр є близьким до оптимального за критерієм максимального прибутку.

6. При застосуванні програмного забезпечення імітаційної моделі системи автоматичного керування розподілом потужності в енергомережі очікувана тривалість розробки запропонованого програмного забезпечення складає 0.28 міс., витрати на розробку програмного забезпечення імітаційної моделі системи автоматичного керування становлять 5440 (грн.), а трудомісткість розробки програмного забезпечення становить 53,5 (люд.-год.). Відрахування на соціальні заходи становлять 1197 грн.

7. Впровадження концепції Smart Grid може зменшити ризик ураження електричним струмом за рахунок наступних факторів:

- Впровадження систем моніторингу стану мережі дозволяє попереджати про можливі несправності та аварії, що дозволяє запобігти дотику працівників до оголених проводів.
- Застосування нових матеріалів та обладнання, які підвищують безпеку роботи, наприклад, використання ізольованих проводів з підвищеною міцністю.

Список джерел інформації

1. Малінівський А. Основи електроенергетики та електропостачання. 2-ге вид. Львів : Вид-во Львів. політехніки, 2009. 436 с.
2. Головна – НТСЕУ. URL: https://www.ntseu.net.ua/docs/sl2019_lapko.pdf (дата звернення: 16.12.2023).
3. Результати роботи ринку електроенергії в 2021 році. URL: <https://biz.censor.net/r3314011> (дата звернення: 16.12.2023).
4. План розвитку розподільних електричних мереж на 2016 – 2025 роки [Електронний ресурс]: Офіційний сайт Міністерства енергетики та вугільної промисловості України. – Режим доступу: http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/officialcategory?cat_id=24_4972812
5. ДП «НАЕК «Енергоатом» | Головна | Національна атомна енергогенеруюча компанія. ДП «НАЕК «Енергоатом» | Головна | Національна атомна енергогенеруюча компанія. URL: <https://www.energoatom.com.ua/> (дата звернення: 16.12.2023).
6. Укргідроенерго - провідна гідроенеруюча компанія в Україні | Укргідроенерго. URL: <https://uhe.gov.ua/> (дата звернення: 16.12.2023).
7. Луценко І., Циган П. Технічні та економічні аспекти використання електромобілів в електричних мережах України. Вісник КрНУ імені Михайла Остроградського. 2017. № 6. С. 21–30.
8. Балансування енергетичної системи. Технологічні виклики та інноваційні рішення. Головна | Баланс Енергетики України. URL: <https://enerhodzherela.com.ua/analityka/> (дата звернення: 16.12.2023)
9. World Energy Council | World Energy Council. World Energy Council. URL: <https://www.worldenergy.org/> (date of access: 16.12.2023).
10. Низькопотенційні теплові та електричні джерела енергії: навч. посіб. / О.О.Азюковський, Д.В. Циценков, Н.С. Дрешпак, О.В. Бобров, С.І. Федоров;

Мін-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка» – Дніпро: НТУ "ДП", 2023. – 333 с.

11. Охріменко В. М. Споживачі електричної енергії : підручник /В. М. Охріменко; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків :ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2019. – 286 с.

12. Проєктування електричних машин : навч. посіб. / Д.В. Ципленков, О.Б Іванов, О.В. Бобров, В.В. Кузнецов, В.В. Артемчук, М.О. Баб'як ; Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». – Д. : НТУ «ДП», 2020. – 408 с.

13. Шкрабець Ф.П. Електропостачання: навч. посіб. / Ф.П.Шкрабець; М-во освіти і науки. України, Нац. гірн. ун-т. – Д.: НГУ, 2015. – 540 с

14. SMART GRIDS | Компанія SEA. | Виробництво електроніки, електронні компоненти, електротехніка | URL: <https://www.sea.com.ua/ua/oborudovanie-dlya-energetiki/smart-grids/> (дата звернення: 16.12.2023).

15. Базюк Т.М., Блінов І.В., Буткевич О.Ф., Денисюк С.П. та інш. Інтелектуальні електричні мережі: елементи та режими / За заг. ред. акад. НАН України О.В. Кириленка /Інститут електродинаміки НАН України. – К.: Ін-т електродинаміки НАН України, 2016. – 400 с.

16. Денисюк С.П. Енергетичний перехід – вимоги до якісних змін у розвитку енергетики // Енергетика: економіка, технології, екологія. – 2019. – № 1. – С. 7–28.

17. Денисюк С.П. Технологічні орієнтири реалізації концепції Smart Grid в електроенергетичних системах // Енергетика: економіка, технології, екологія. – 2014. – № 1(35). – С. 7–21.

18. Electricity market design. Energy. URL: https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/market-legislation/electricity-market-design_en (date of access: 16.12.2023).

19. Управление электроэнергией. 7.2 Продукты и решения в области управления электроэнергией. Приложения для управления распределением электроэнергии URL: <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/>

api/uuid:ab5c1a35b3afe58903c604058a2aacb9c9ce464e6/version:1629734223/peg-part07-ru.pdf (date of access: 16.12.2023).

20. Денисюк, С. П. Формування складових інтелектуальної платформи керування енергетичними системами та мережами / С. П. Денисюк, Р. Стшелецькі // Енергетика: економіка, технології, екологія : науковий журнал. – 2019. – № 3 (57). – С. 7–22

21. Мартынова А. Электроэнергетика 4.0: перейти на цифру URL: <http://atomicexpert.com/electricenergy40> (date of access: 16.12.2023).

22. Denysiuk S., Strzelecki R., Opryshko V. The smart grid concept implementation by expanding the use of demand side management and modern power electronic installations // Енергетика: економіка, технології, екологія. – 2016. – №4(46). – С.7–17.

23. MATLAB. The Language of Technical Computing [Електронний ресурс] / 2020. – Режим доступу до ресурсу: <https://www.mathworks.com/help/matlab/> (date of access: 16.12.2023).

24. Методичні вказівки з виконання економічного розділу в дипломних проектах студентів спеціальності “Програмне забезпечення” / Уклад. О.Г. Вагонова, Ю.А. Волотковська, Н.Н. Романюк – Дніпропетровськ: Національний гірничий університет. – 2013. – 11 с.,

25. Положення про навчально-методичне забезпечення освітнього процесу Національного технічного університету «Дніпровська політехніка» / Укладачі: Ю.О. Заболотна, Є.А. Коровяка, В.О. Салов; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т. «Дніпровська політехніка» – Д. : НТУ «ДП», 2018. – 23 с.

26. Положення про організацію атестації здобувачів вищої освіти НТУ «Дніпровська політехніка» / Укладачі: Ю.О. Заболотна, О.О. Конопльова, В.О. Салова , В.О. Салов; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т. «Дніпровська політехніка» – Д. : НТУ «ДП», 2018. – 40 с.

27. ДСТУ 3008:2015. Звіти у сфері науки і техніки. Структура та правила оформлювання / Нац. стандарт України. – Вид. офіц. – [чинний від 2017-07-01]. – Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2016. – 27 с.

28. ДСТУ 1.5:2015. Правила розроблення. Викладання та оформлення національних нормативних документів оформлювання / Нац. стандарт України. – Вид. офіц. – [чинний від 2017-02-01]. – Київ: ДП «УкрНДНЦ», 2016. – 61 с.

29. ДСТУ 8302:2015. Бібліографічне посилання. Загальні положення та правила складання / Нац. стандарт України. – Вид. офіц. – [Уведено вперше ; чинний від 2016-07-01]. – Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2016. – 17 с.

30. Правила улаштування електроустановок. – Харків : Видавництво «Форт», 2014. – 800 с. Правила улаштування електроустановок. – Харків : Видавництво «Форт», 2014. – 800 с.

31. Березуцький В. В. Ризик орієнтований підхід в охороні праці / В. В. Березуцький. – [Б. м.] : LAP Lambert Academic Publishing, 2019. – 108 с.

32. Методичні вказівки до виконання розділу „Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях“ у кваліфікаційних роботах магістрів / В.І. Голінько, С.І. Чеберячко, Ю.І. Чеберячко, О.О. Яворська, М.М. Наумов, М.Ю. Іконніков – Д.: Національний технічний університет «Дніпровська політехніка», 2022. – 8 с.

33. Безпека людини у сучасних умовах: Монографія / В.В. Березуцький, Н.Л. Березуцька, А.О. Богодист та ін.; За заг. ред. проф. В.В. Березуцького. – Харків: ФОП Мезіна В.В., 2018. – 208 с.