МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

ДЕРЖАВНЕ НЕКОМЕРЦІЙНЕ ПІДПРИЄМСТВО

«ДЕРЖАВНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

«КИЇВСЬКИЙ АВІАЦІЙНИЙ ІНСТИТУТ»

АЕРОКОСМІЧНИЙ ФАКУЛЬТЕТ

КАФЕДРА ЕЛЕКТРИЧНОЇ ІНЖЕНЕРІЇ, ЕНЕРГОМЕНЕДЖМЕНТУ ТА МЕХАТРОНІКИ

ДОПУСТИТИ ДО ЗАХИСТУ
Завідувач випускової кафедри
_____ С.В. Єнчев
«___» _____2025 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
(ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА)

ЗДОБУВАЧА ВИЩОЇ ОСВІТИ ОСВІТНЬОГО СТУПЕНЯ «МАГІСТР»

ЗА СПЕЦІАЛЬНІСТЮ 141 «ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКА, ЕЛЕКТРОТЕХНІКА ТА ЕЛЕКТРОМЕХАНІКА»

Тема: «Автоматизована система обмеження підвищення частоти в електроенергетичній системі»

Виконавець: студент групи М-141-24-1-СЕ Москалець Вячеслав Олександрович
(студент, група, прізвище, ім'я, по батькові)

Керівник: д.т.н., професор Філоненко Сергій Федорович
(науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ім'я, по батькові)

Консультант розділу «Охорона праці»: _____ О. І. Вальченко
(підпис) (ПІБ)

Консультант розділу «Охорона навколишнього середовища»: _____ Л. І. Павлюх
(підпис) (ПІБ)

Нормоконтролер: _____ С. Ф. Філоненко
(підпис) (ПІБ)

КИЇВ 2025

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ДЕРЖАВНЕ НЕКОМЕРЦІЙНЕ ПІДПРИЄМСТВО
«ДЕРЖАВНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
«КИЇВСЬКИЙ АВІАЦІЙНИЙ ІНСТИТУТ»

Факультет аерокосмічний
Кафедра електричної інженерії, енергоменеджменту та мехатроніки
Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
(шифр, найменування)
Освітньо-професійна програма «Електротехнічні системи електроспоживання»

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри
_____ С. В. Єнчев
«31» липня 2025 р.

ЗАВДАННЯ
на виконання кваліфікаційної роботи (проєкту)
Москальця Вячеслава Олександровича
(П.І.Б. випускника)

1. Тема кваліфікаційної роботи «Автоматизована система обмеження підвищення частоти в електроенергетичній системі» затверджена наказом в.о. Президента КАІ «Про затвердження тем та призначення керівників кваліфікаційних робіт» від «31» липня 2025 р. № 1337/ст.

2. Термін виконання кваліфікаційної роботи: з 29.09.2025р. по 31.12.2025р.

3. Вихідні дані до кваліфікаційної роботи: номінальна частота енергосистеми 50 Гц, максимальні та мінімальні допустимі значення частоти в нормальному та аварійному режимах, загальне значення навантаження, його інерційність, чутливість до зміни частоти.

4. Зміст пояснювальної записки: Опрацювання методів аварійного регулювання частоти в енергосистемі, дослідження підвищення частоти в енергосистемі при дії різних факторів, аналіз архітектури побудови автоматизованої системи управління обмеження підвищення частоти в енергосистемі, огляд архітектури побудови програмного забезпечення

автоматизованої системи управління обмеження підвищення частоти в енергосистемі, охорона праці, екологія, висновки.

5. Перелік обов'язкового ілюстративного матеріалу: таблиці, рисунки.

6. Календарний план-графік

№	Завдання	Термін виконання	Підпис керівника
1.	Вивчення інформаційних джерел	29.09.2025-06.10.2025	*Виконано*
2.	Розділ 1. Методи аварійного регулювання частоти в енергосистемі	07.10.2025 – 21.10.2025	*Виконано*
3.	Розділ 2. Дослідження підвищення частоти в енергосистемі при дії різних факторів	22.10.2025 - 08.11.2025	*Виконано*
4.	Розділ 3. Архітектура побудови автоматизованої систему управління обмеження підвищення частоти в енергосистемі.	09.11.2025 - 19.11.2025	*Виконано*
5.	Розділ 4. Архітектури побудови програмного забезпечення автоматизованої систему управління обмеження підвищення частоти в енергосистемі	20.11.2025 - 28.11.2025	*Виконано*
7.	Розгляд питання охорони праці	29.12.2025 – 03.12.2025	*Виконано*
8.	Розгляд питання охорони навколишнього середовища	04.12.2025 – 07.12.2025	*Виконано*
9.	Робота над оформленням обов'язкового ілюстрованого матеріалу, оформлення пояснювальної записки	08.12.2025 – 09.12.2025	*Виконано*
10.	Розробка презентацій	10.12.2025 - 11.12.2025	*Виконано*
11.	Перевірка роботи на доброчесність. Підготовка до захисту	12.12.2025 – 15.12.2025	*Виконано*

7. Консультанти з окремих розділів

Розділ	Консультант (посада, ПІБ)	Дата, підпис	
		Завдання видав	Завдання приняв
Охорона праці	Вальченко О. І.		
Охорона навколишнього середовища	Павлюх Л. І.		

8. Дата видачі завдання: «01» вересня 2025 р.

Керівник кваліфікаційної роботи: _____ Філоненко С. Ф.
(підпис керівника) (ПІБ)

Завдання прийняв до виконання: _____ Москалець В. О.
(підпис випускника) (ПІБ)

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка до кваліфікаційної роботи «Автоматизована система обмеження підвищення частоти в електроенергетичній системі»: 109 с., 44 рис., 7 табл., 35 літературних джерел.

Тема кваліфікаційної роботи: «Automated system for limiting frequency increase in the power system».

Об'єкт дослідження: електроенергетична система в режимах з надлишком активної потужності, що призводить до підвищення частоти.

Предмет дослідження: комплекс програмних та апаратних засобів АСУ, яка призначена для обмеження підвищення частоти в електроенергетичній системі.

Мета роботи: розробка, а також обґрунтування принципів побудови, структури, алгоритмів функціонування та ПЗ автоматизованої системи управління. Це необхідно для ефективного і оперативного обмеження підвищення частоти в електроенергетичній системі.

Наукова новизна: у роботі була запропонована покращена модель АСУ ОПЧ, яка враховує динамічні властивості сучасних енергосистем, а також змінювані режими генерації. Було створено адаптивний алгоритм визначення моменту та обсягу зменшення навантаження. Це забезпечує швидшу та точнішу реакцію під час аварійного зростання частоти. Зменшує перехідні відхилення та підвищує стійкість системи.

Методи дослідження: системний аналіз; математичне моделювання процесів в енергосистемі; метод структурного та об'єктно-орієнтованого програмування; метод функціонального моделювання; метод порівняльного аналізу технічних рішень.

РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ В ЕНЕРГОСИСТЕМІ, ОБМЕЖЕННЯ ПІДВИЩЕННЯ ЧАСТОТИ, МОДЕЛЮВАННЯ ЗАКОНОМІРНОСТЕЙ ПІДВИЩЕННЯ АБСОЛЮТНОГО ЗНАЧЕННЯ ЧАСТОТИ,

АВТОМАТИЗОВАНІ СИСТЕМИ УПРАВЛІННЯ, ПРОГРАМНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ АВТОМАТИЗОВАНИХ СИСТЕМ УПРАВЛІННЯ.

Кваліфікаційна робота присвячена розробці АСУ ОПЧ в електроенергетичній системі. У даній роботі проаналізовано причини виникнення надлишку потужності і механізми аварійного регулювання частоти. У кваліфікаційній роботі було запропоновано архітектуру комплексу апаратних і програмних засобів. Це забезпечує оперативне виявлення небезпечних режимів, а також адаптивне скидання навантаження. Створений алгоритм дозволяє підвищити точність та швидкість реагування, зменшуючи перехідні відхилення частоти і ризик аварій. Результати кваліфікаціної роботи можуть бути використані при удосконаленні існуючих протиаварійних систем в енергетиці.

СПИСОК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

АСУ - автоматизована система управління

АСУ ОПЧ - автоматизована система управління обмеженням потужності та частоти

РТП - розподільчі трансформаторні підстанції

АС – змінний струм

РЗА - релейний захист та автоматика

ТЕС – теплова електростанція

ГЕС – гідроелектростанція

АЕС – атомна електростанція

ЛЕП - лінії електропередачі

БЩУ – блоковий щит управління

АРС – автоматичне розвантаження станції

БД – база даних

АОПЧ – автоматика обмеження підвищення частоти

АРМ - автоматизоване робоче місце

ПЛК – програмовані логічні контролери

ПК – персональний комп'ютер

ВДЕ - відновлювані джерела енергії

АЦП - аналого-цифрові перетворювачі

CPU - мікропроцесор

RAM - оперативна пам'ять

ROM/SSD - постійна пам'ять

ПЗО - пристрій зв'язку з об'єктом

ПЗ – програмне забезпечення

ОС – операційна система

СУБД- система управління базами даних

АЦП - аналого-цифровий перетворювач

ЗМІСТ

ВСТУП……..9
РОЗДІЛ 1. МЕТОДИ АВАРІЙНОГО РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ В ЕНЕРГОСИСТЕМІ……10
1.1. Загальна характеристика складових енергосистеми……10
1.2. Наслідки впливу підвищення частоти в енергосистемі……..14
1.3. Вплив зміни балансу потужності на частоту в енергосистемі……...17
1.4. Загальна характеристика обмеження підвищення частоти в енергосистемі…….24
1.5. Сучасні технології і засоби запобігання підвищення частоти в енергосистемі…….27
РОЗДІЛ 2. ДОСЛІДЖЕННЯ ПІДВИЩЕННЯ ЧАСТОТИ В ЕНЕРГОСИСТЕМІ ПРИ ДІЇ РІЗНИХ ФАКТОРІВ……..32
2.1. Вплив зменшення потужності навантаження на закономірності підвищення абсолютного значення частоти в енергосистемі…….....32
2.2. Вплив коефіцієнту регулюючого ефекту на закономірності підвищення абсолютного значення частоти в енергосистемі.……41
2.3. Вплив постійної механічної інерції на закономірності підвищення абсолютного значення частоти в енергосистемі…….45
2.4. Вплив надлишку потужності в енергосистемі на коефіцієнт регулюючого ефекту…….49
2.5. Розвантаження генераторів при зменшенні потужності споживання……51
2.6. Загальний алгоритм управління обмеженням підвищення частоти в енергосистемі…….54
РОЗДІЛ 3. АРХІТЕКТУРА ПОБУДОВИ АВТОМАТИЗОВАНОЇ СИСТЕМУ УПРАВЛІННЯ ОБМЕЖЕННЯ ПІДВИЩЕННЯ ЧАСТОТИ В ЕНЕРГОСИСТЕМІ…….58
3.1. Рівні організації автоматизованих систем управління з застосуванням обчислювальної техніки…….58

3.2. Структура автоматизованої систему управління обмеження підвищення частоти в енергосистемі……61
3.3. Основні компоненти автоматизованої систему управління обмеження підвищення частоти в енергосистемі…….....62
РОЗДІЛ 4. АРХІТЕКТУРА ПОБУДОВИ ПРОГРАМНОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ АВТОМАТИЗОВАНОЇ СИСТЕМУ УПРАВЛІННЯ ОБМЕЖЕННЯ ПІДВИЩЕННЯ ЧАСТОТИ В ЕНЕРГОСИСТЕМІ…….68
4.1. Загальні принципи побудови програмного забезпечення автоматизованих систем управління……..68
4.2. Структура програмного забезпечення автоматизованої систему управління обмеження підвищення частоти в енергосистемі автоматизованої систему управління обмеження підвищення частоти в енергосистемі…….……69
4.3. Побудова графічного інтерфейсу……..75
4.4. Приклад реалізації побудови графіки відключення генераторів та виведення табличних даних……83
РОЗДІЛ 5. ОХОРОНА ПРАЦІ……..89
5.1. Аналіз умов праці на робочому місці……89
5.2. Заходи з охорони праці……...91
5.3. Пожежна безпека……93
5.4 Аналіз та обґрунтування основного небезпечного чинника виробничого середовища……94
РОЗДІЛ 6. ОХОРОНА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА…….……98
ВИСНОВКИ……104
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ……106

ВСТУП

Актуальність теми. Кваліфікаційна робота присвячена дослідженню проблеми забезпечення стабільності частоти в електроенергетичних системах, а також розробці ефективних методів її регулювання.

Актуальність кваліфікаційної роботи пов'язано з вимогами що постійно зростають, для надійності та якості електричної енергії. Також зі зростанням складності та взаємозв'язків у сучасних енергосистемах. Надлишок активної потужності, яка виникає внаслідок відключення великих споживачів або несинхронного розвантаження генераторів, відповідно, призводить до підвищення частоти. Це може спричинити: вихід обладнання з ладу, порушення стабільності, розпад енергосистеми. Системи автоматичного регулювання, що існують, хоч і ефективні в нормальних режимах, але можуть виявитися недостатньо швидкими і гнучкими для протидії швидким і великим змінам частоти. Отже, можна зробити висновок, що розробка і впровадження автоматизованих систем, що здатні оперативно і цілеспрямовано обмежувати підвищення частоти, є надзвичайно важливим для забезпечення безпеки та ефективності функціонування енергосистеми.

Дана робота присвячена розробці та дослідженню АСУ ОПЧ в електроенергетичній системі.

Наукова новизна роботи полягає в покращенні моделі автоматизованої системи обмеження частоти з урахуванням динамічних властивостей сучасних енергосистем та змінних режимів генерації. Також було розроблено адаптивний алгоритм визначення моменту та обсягу зменшення навантаження для підвищення точності і швидкої дії реагування.

Практична цінність роботи полягає в можливості впровадити запропоновані підходи під час удосконалення існуючих або ж створення нових систем протиаварійної автоматики. Це дозволить зменшити перехідні відхилення частоти, підвищити стійкість енергосистеми в умовах непередбачуваних збурень.

РОЗДІЛ 1
МЕТОДИ АВАРІЙНОГО РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ В ЕНЕРГОСИСТЕМІ

1.1. Загальна характеристика складових енергосистеми

Енергосистема – це сукупність взаємопов’язаних об’єктів, що призначені для виробництва, перетворення, передачі, розподілу і споживання електроенергії, що об’єднані спільним режимом роботи і централізованим управлінням [1].

Енергосистема України, як і більшості країн, що розвинені, складається з таких основних компонентів:

1) Джерела електричної енергії, або ж генеруючі потужності є вихідною ланкою енергосистеми, де відбувається перетворення різних видів енергії в електричну. Основні типи генеруючих об’єктів такі:

– Теплові електростанції (ТЕС): працюють на органічному паливі (наприклад, вугілля, природний газ, мазут); забезпечують гнучке регулювання навантаження, що є важливим для покриття найбільших споживань; недоліками такого типу електростанцій є високі викиди шкідливих речовин і значна залежність від постачання палива.

Рис. 1.1. Теплова електростанція [1]

– Атомні електростанції: використовують ядерну енергію, яка виділяється під час поділу атомів урану; мають досить високий коефіцієнт використання встановленої потужності (понад 80%), також низьку собівартість виробленої енергії; недоліками даної електростанції є складність технології та необхідність безпечного зберігання відпрацьованого палива.

Рис. 1.2. Атомна електростанція [1]

– Гідроелектростанції (ГЕС): використовують енергію потоку води, перетворюючи її на електричну; можуть швидко змінювати навантаження, також ефективно працюють у пікових режимах; також ці електростанції потребують значних природних ресурсів і підходящого рельєфу.

Рис. 1.3. Гідроелектростанція [1]

– Відновлювані джерела енергії (ВДЕ):

Рис. 1.4. Відновлювані джерела енергії [1]

2) Системи передачі електроенергії - це високовольтні магістралі, які транспортують електроенергію від генераторів до місць споживання. Основними елементами є:

– Лінії електропередачі (ЛЕП): передають електроенергію на напругах 35–750 кВ (в країні основні класи: 35, 110, 150, 220, 330, 500, 750 кВ); використовують змінний струм як сталий стандарт, хоча в окремих випадках може застосовуватися передача постійним струмом для зменшення втрат на великі відстані.

Рис. 1.5. Лінії електропередач [1]

– Підстанції підвищення та пониження напруги: забезпечують ефективність передачі (підвищення напруги) і безпечне підключення

споживачів; обладнуються силовими трансформаторами, вимикачами, роз’єднувачами, вимірювальними, а також захисними приладами.

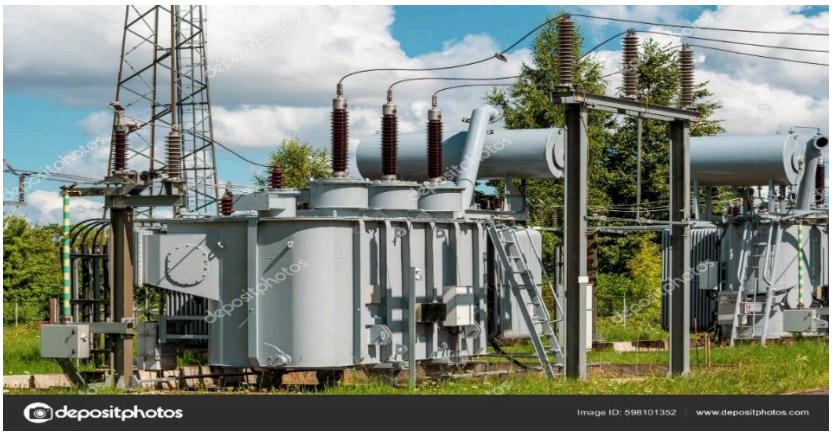


Рис. 1.6. Підстанції підвищення та пониження напруги [1]

3) Розподільчі мережі – це мережі, які призначені для доставки електроенергії до кожного зі споживачів:

- Мережі середньої напруги (6–35 кВ) – живлять великі промислові підприємства, а також розподільчі підстанції.
- Мережі низької напруги (0,4 кВ) – живлять житлові будинки, малий бізнес та об’єкти інфраструктури.
- Розподільчі трансформаторні підстанції (РТП) – знижують напругу з рівня 6–10–35 кВ до 0,4 кВ.

4) Системи управління та диспетчеризації: Енергосистема функціонує в режимі реального часу та потребує координації роботи всіх елементів: диспетчерські центри керують процесами виробництва, передачею та розподілом електричної енергії; SCADA-системи забезпечують моніторинг стану обладнання, а також дистанційне керування ним; автоматичні системи регулювання частоти і напруги підтримують стабільність параметрів електроенергії [1].

Споживачі електроенергії поділяються за призначенням і характером навантаження: промислові – такі як: металургія, хімічна, машинобудівна промисловість; комерційні – а саме: офісні та торгові центри, бізнес-комплекси;

побутові – а саме: житлові будинки, приватні господарства; транспортні – такі як: електротранспорт, залізниця, зарядні станції електромобілів.

5) Допоміжні системи та обладнання: системи релейного захисту та автоматики (РЗА) - запобігають аваріям і локалізують їх наслідки; компенсуючі пристрої (конденсаторні батареї, реактори) - регулюють реактивну потужність і напругу; системи резервного живлення (дизель-генератори, UPS) – забезпечують безперервність енергопостачання для критичних споживачів.

Складові енергосистеми взаємопов’язані і функціонують як єдиний комплекс: надійність та ефективність роботи енергосистеми визначається узгодженістю дій генерації, передачі, розподілу, керування, а також споживання енергії. В умовах сучасних проблем (зростання частки ВДЕ, інтеграція з європейською мережею ENTSO-E або підвищення вимог до надійності) надзвичайно важливим є впровадження автоматизованих систем керування, модернізація інфраструктури, а також підвищення енергоефективності всіх ланок [1].

1.2. Наслідки впливу підвищення частоти в енергосистемі

Підвищення частоти струму відбувається при надлишку генерованої потужності через відключення потужних споживачів, вузлів енергооб’єднань, розриву міжсистемних зв’язків, виділення електростанції на живлення окремого вузла енергооб’єднання.

При підвищенні частоти може виникнути асинхронний хід, унаслідок якого можливе руйнування роторів турбіни та генератора, пошкодження допоміжного обладнання електростанції. Тривалість роботи турбогенераторів при підвищеній частоті обмежена. При раптовому (протягом кількох секунд) підвищенні частоти в межах до 50,1 Гц разом із диспетчером визначається причина підвищення частоти, а при частоті понад 50,2 Гц начальник зміни електростанції з дозволу диспетчера енергооб’єднання вживає необхідних

заходів щодо зміни генеруючої потужності теплової електростанції з метою зниження частоти в енергосистемі [2].

При підвищенні частоти вище 50,4 Гц, коли практично вичерпані регулювальні можливості ТЕС і ГЕС у частині зниження частоти (починається аварійне розвантаження АЕС), оперативний персонал електростанції вживає заходів для зниження частоти шляхом відключення або максимально можливої розвантаження необхідної кількості енергоблоків за погодженням із диспетчером. При цьому здійснюється відключення блоків із збереженням власних потреб або блоки залишаються в мережі з мінімально можливою потужністю. Зниження генерованої потужності здійснюється дистанційним впливом (доповненням до дії автоматичних регуляторів) на систему керування потужністю турбін і зменшення паропродуктивності котлів.

Начальники змін електростанцій, визначених для самостійних дій персоналу, при подальшому підвищенні частоти до 51,5 Гц (якщо немає інших вказівок в інструкції підприємства) без вказівок диспетчера енергооб'єднання (оперативний персонал БЩУ – тільки за вказівкою начальника зміни електростанції) екстрено знижують генеровану потужність відключенням частини агрегатів або енергоблоків, підтримуючи допустимі параметри й стійкий режим роботи котлів [2].

Перелік обладнання, що відключається персоналом самостійно, а також черговість відключення наводяться в інструкціях організації. При цьому враховуються умови збереження живлення власних потреб електростанцій, підтримання відключених котлів і турбін на холостому ходу для подальшої синхронізації генераторів та набору потужності.

Про виконані самостійно екстрені відключення обладнання персонал електростанції негайно повідомляє диспетчера енергооб'єднання.

В особливих випадках, коли при підвищенні частоти в окремих енергосистемах (вузлах енергосистем) необхідно для збереження стійкості за якимись конкретними міжсистемними або внутрішньосистемними зв'язками не допустити спрацювання автоматичного розвантаження станції (АРС),

оперативний персонал електростанції в межах резервів і допустимих перевантажень підвищує потужність турбін і паропродуктивність котлів або, у крайньому випадку, зберігає їхнє попереднє навантаження.

Підставами для зазначених дій оперативного персоналу можуть бути:

1. Отримання розпорядження від вищестоящого оперативного персоналу;

2. Спрацювання спеціальної командної сигналізації;

3. Достовірне виявлення (за приладами та сигналами) виникнення режиму, що потребує саме таких дій (якщо це передбачено інструкцією підприємства) [2].

При різкому підвищенні частоти (51 Гц і більше) з появою коливань за умови неспрацювання АРС персоналу ТЕС дозволяється відключити турбогенератори від мережі із забезпеченням можливості повторної синхронізації. При цьому турбогенератори працюють на власні потреби, зберігаючи номінальну частоту обертання. Персонал повинен уважно стежити за параметрами котлів і турбогенераторів, не допускаючи порушення режиму та забезпечуючи їхню готовність до включення в мережу й навантаження.

Підвищення частоти струму в енергосистемі є критичним режимом, що виникає переважно через надлишок генерованої потужності внаслідок відключення значних споживачів, порушення міжсистемних зв’язків або роботи електростанції в ізольованому режимі.

Для запобігання пошкодженню турбогенераторів, котлів та допоміжного обладнання передбачено чітку послідовність дій оперативного персоналу – від визначення причин підвищення частоти та коригування генеруючої потужності до екстреного відключення агрегатів. Зниження частоти здійснюється шляхом регулювання потужності турбін, паропродуктивності котлів, розвантаження енергоблоків або їхнього відключення з урахуванням живлення власних потреб станції та забезпечення можливості швидкої повторної синхронізації.

У надзвичайних випадках допускається виведення з роботи окремих автоматичних систем, якщо їхнє функціонування перешкоджає підтриманню стійкості режиму. Виконання цих заходів гарантує збереження працездатності обладнання та стабільність роботи енергосистеми [2].

1.3. Вплив зміни балансу потужності на частоту в енергосистемі

Як відомо, встановлений режим роботи електроенергетичної системи характеризується балансом потужностей: тобто сумарна потужність генерації агрегатами і станціями повинна дорівнювати навантаженню енергосистеми, включаючи і втрати в мережі. В нормальному режимі роботи енергосистеми цей баланс зберігається при номінальній частоті 50 Гц, тобто зберігається баланс виробленої і споживаної потужності:

$$\sum P_Г = \sum P_П = \sum P_Н + \sum \Delta P_В \qquad (1.1)$$

де $P_Г$ – сумарна активна потужність, яка виробляється генераторами електростанцій за вирахуванням потужності, що витрачається на власні потреби електростанцій; $P_П$ - сумарна споживана потужність, яка складається з потужності навантаження $\sum P_Н$ і втрат потужності $\sum \Delta P_В$ (втрати потужності в повітряних і кабельних лініях електропередачи, електромагнітних апаратах і пристроях управління тощо) [3].

Виникнення небалансу потужності може бути викликано різними причинами і вести до розвитку аварійної ситуації. В загальному випадку цей процес протікає:

В загальному випадку процес розвитку аварійної ситуації протікає:

1. При виникненні збурень: коротке замикання з наступним відключенням елемента енергосистеми; аварійне відключення елемента енергосистеми без короткого замикання за різних причин; виникнення аварійного небалансу потужності при відключенні частини генераторів, збільшення або зменшення навантаження в однієї з частин енергосистеми.

2. Можливе порушення динамічної або статичної стійкості і виникнення асинхронного режиму: при допустимості обмеження в часі асинхронного режиму можлива ресинхронізація; відключення лінії зв’язку і розділення енергосистеми на дві незалежні частини.

3. Після ділення енергосистеми в одній із частин має місце дефіциту потужності, в другій частині навпаки – надлишок потужності. При визначених

несприятливих умовах в дефіцитній частині може виникнути недопустиме зниження частоти і напруги, а в надлишковій частині недопустиме підвищення частоти і напруги [3].

Етапи розвитку аварійних ситуацій показано на рис. 1.7.

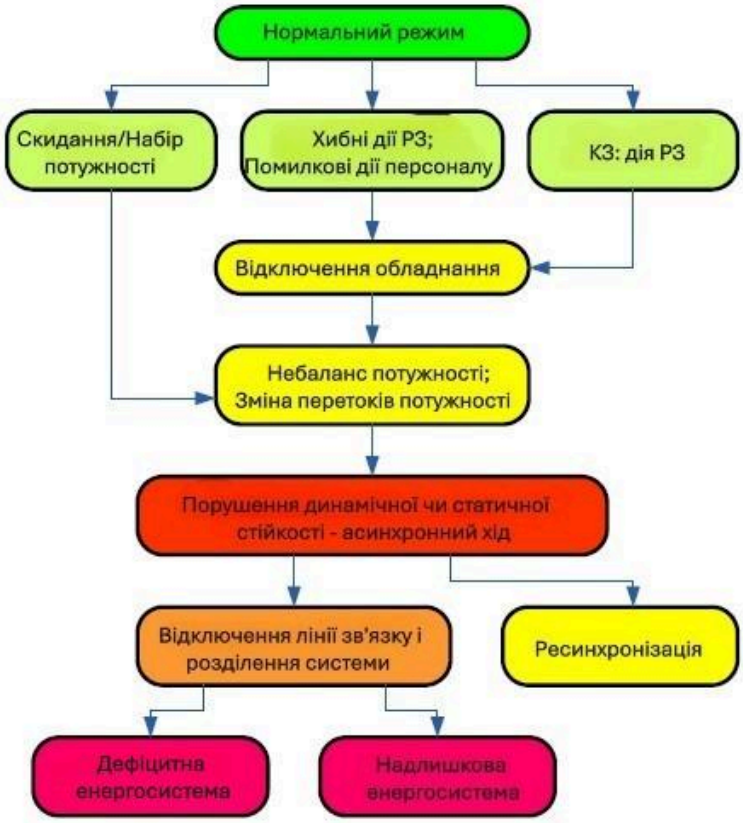


Рис. 1.7. Загальні етапи розвитку аварійних ситуацій в енергосистемі

Порушення балансу потужностей турбіни і генератора (навантаження) приводить до відхилення частоти в енергосистемі.

При незначних коливаннях навантаження (збільшення або зменшення) відбувається управління швидкістю обертання турбіни. Загальна схема управління обертанням турбіни турбоагрегату наведена на рис. 1.8 На рис. 1. 8 прийняті наступні позначення: Т – турбіна; ТА- турбоагрегат; РО – регулюючий орган; ЗЗ – задатчик статизму; ППЕ – підслювально-перетворючий елемент; ЧВЕ - СЕ – силовий елемент; ω - частота обертання ротору турбоагрегату; $Z_Ф$ - сигнал фактичного відкриття РО; $Z_З$ - сигнал заданого відкриття РО; ΔZ_f - сигнал, який пропорційний відхиленню частоти обертання турбіни від номінальної [3].

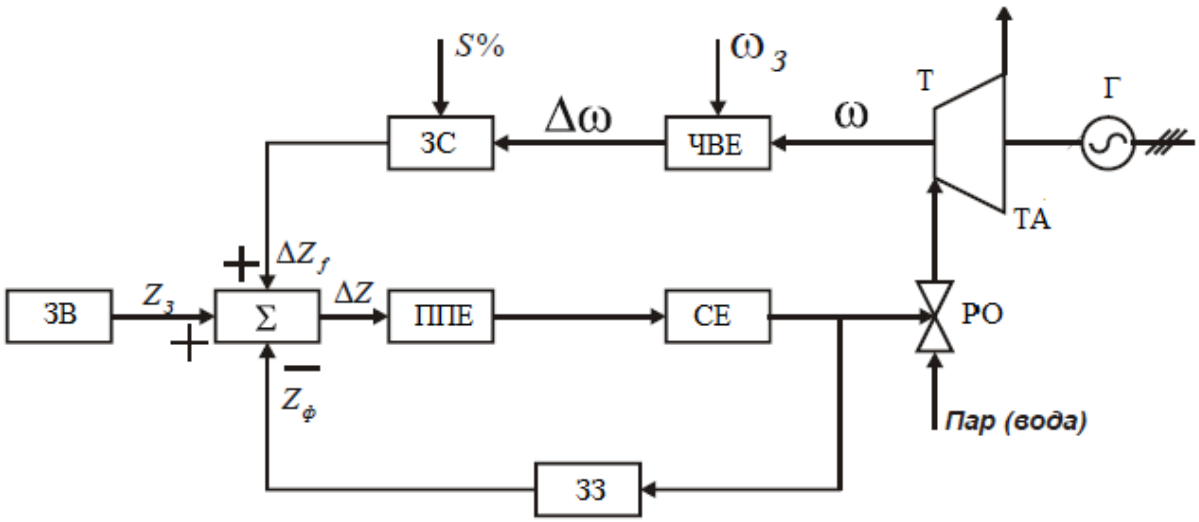


Рис. 1.8. Загальна схема управління обертанням турбіни [4]

При роботі схеми управління величина заданого відкриття $Z_З$, корегується сигналом ΔZ_f, пропорційному відхиленню частоти обертання від номінальної. При складанні із сигналом завдання на суматорі Σ, сигнал корекції ΔZ_f збільшує задане відкриття РО при частоті обертання нижче номінальної і зменшує його при підвищенні частоти обертання. Величина додаткового відкриття по відхиленню частоти ΔZ_f залежить і від величини відхилення частоти від встановленого на задатчику ЗС статизма.

Сигнал заданого відкриття $Z_З$, скорегований по частоті, порівнюється на суматорі з сигналом фактичного відкриття $Z_Ф$, який приходить по каналу зворотного зв'язку ОС з с РО. При їх рівності на виході суматора сигнал відсутній і РО не змінює свого відкриття. При зміні любого з трьох сигналів на суматорі з'явиться сигнал регулювання, який приходить з суматора на підсилювальне-перетворювальний елемент ППЕ і далі – на силовий елемент СЕ, який змінює відкриття РО.

У встановленому режимі при незмінному відкритті регулюючого органу і частоті обертання потужність турбіни дорівнює електромагнітній потужності генератора (включаючи і втрати), тобто:

$$P_{ТУ}=P_{ГУ} \qquad (1.2)$$

де $P_{ТУ}$ - потужність турбіни у встановленому режимі; $P_{ГУ}$ - електромагнітній потужності генератора [4].

Якщо відбувається зміна навантаження на величину $\Delta P_Н$, то це приводить до відхилення частоти обертання агрегату. Такий процес описується рівнянням виду:

$$\Delta P_H = T_J \frac{d\omega}{dt} + D\Delta\omega, \quad (1.3)$$

де T_J – постійна часу агрегату – постійна часу інерції агрегату; D - коефіцієнт демпфування, який враховує регулюючий ефект навантаження; ω - частота обертання агрегату.

На початку виникнення збурення Δω=0. За таких умов:

$$\frac{d\omega}{dt} = -\frac{\Delta P_H}{T_j} \quad (1.4)$$

Якщо навантаження буде збільшуватися, то з'явиться негативне прискорення частоти і частота обертання агрегату зменшиться.

При умові, що $\Delta P_Н < 0$, величина $\frac{d\omega}{dt} > 0$, то частота агрегату буде зростати [4].

Таким чином, при постійному відкритті регулюючого органу турбіни зміна споживання електричної енергії відбувається за рахунок кінетичної енергії агрегату.

Однак з часом відбувається накопичення відхилення частоті обертання, наслідком чого, згідно $k_Н$, змінюється навантаження споживачів і потужність турбіни. Це враховується в рівнянні коефіцієнта демпфування.

У встановленому режимі $\frac{d\omega}{dt} > 0$ величина відхилення визначається виразом:

$$\Delta\omega = \frac{P_Н}{D} \quad (1.5)$$

Для підтримки частоти обертання на заданому рівні необхідно постійно зберігати баланс потужності турбіни і навантаження. Якщо потужність навантаження змінюється на $\Delta P_Н$, то і потужність турбіни повинна змінюватися на $\Delta P_Т = \Delta P_Н$.

Оскільки навантаження в системі постійно змінюється, то для підтримки постійності частоти обертання агрегатів необхідно змінювати їх потужності для зберігання балансу [4].

При розгляді процесу відхилення частоти вважається, що коефіцієнт демпфування складається з різниці коефіцієнтів регулюючого ефекту навантаження і коефіцієнту зміни потужності турбіни від частоти. Зазвичай останній значно менше першої складової. Тому прийнято вважати, що коефіцієнт демпфування дорівнює коефіцієнту регулюючого ефекту навантаження:

$$D = k_H \tag{1.6}$$

Динамічна характеристика енергосистеми визначає характер перехідного процесу зміни частоти у випадку виникнення дефіциту потужності (позитивного або негативного). При відсутності резерву потужності такий процес (1.3), з урахування виразу кутової частоти обертання агрегату з частотою мережі ω ~ f, записується у вигляді:

$$T_j \frac{df_x}{dt} + kP_H \Delta f_x + \Delta P_H = 0, \tag{1.7}$$

де Δf_x – відхиленні частоти від номінального значення частоти.

З рівняння (1.6) отримують вираз для відхилення частоти Δf_x від номінального значення:

$$\Delta f_x = \pm \frac{\Delta P_H f_0}{k_H P_H} \left(1 - e^{\frac{t}{T_J}}\right), \tag{1.8}$$

Знак ± вказує на знак дефіциту потужності в енергосистемі, - + означає, що дефіцит потужності позитивний (потужність генеруючої частини більше ніж потужність споживання, - - означає, що споживана потужність більше, ніж генеруюча потужність [4].

У першому випадку відбувається зростання частоти в енергосистемі, у другому випадку – частота в енергосистемі зменшується.

З урахуванням того, що номінальна частота в системі дорівнює значенню f_0, зміну частоти в системі від номінального значення, з урахуванням дефіциту потужності, записують у вигляді:

$$f_C = f_0 \pm \frac{\Delta P_H f_0}{k_H P_H}\left(1 - e^{\frac{t}{T_J}}\right). \quad (1.9)$$

Знак ±, як і вище, вказує на знак дефіциту потужності в енергосистемі, - + означає, що дефіцит потужності позитивний (потужність генеруючої частини більше ніж потужність споживання і частота в системі буде зростати, - - означає, що споживана потужність більше, ніж генеруюча потужність і частота в системі буде зменшуватися.

Іноді замість постійна механічної інерції енергосистеми T_J застосовують частотну постійну часу енергосистеми ТЧ, яка розраховується за виразом:

$$T_Ч = \frac{T_j}{kP_H} \quad (1.10)$$

Оскільки в електроенергетичної системі використовується різна кількість агрегатів, то постійна механічної інерції енергосистеми T_J визначається:

$$T_{JE} = \sum T_{Ji} = \frac{\sum_{i=1}^{n} T_{jГi} P_{0Гi} + \sum_{k=1}^{m} T_{jДk} P_{0Дk}}{\sum_{i=1}^{n} P_{0Гi}} \quad (1.11)$$

де $T_{jГi}$ і $P_{0Гi}$ – відповідно, постійна механічної інерції і номінальна потужність окремого агрегату; $T_{jДk}$ і $P_{0Дk}$ – відповідно, постійна механічної інерції і номінальна потужність окремого двигуна.

Для визначення коефіцієнту регулюючого ефекту використовують різні вирази. Наприклад, вираз виду:

$$k_H = a_0 + a_1 f_* + a_2 f_*^2 + a_3 f_*^3 \quad (1.12)$$

де $f^* = f/f_0 - f_0$ – номінальне значення частоти в енергосистемі, f – поточне значення частоти в енергосистемі; a_0, a_1 , a_2 – коефіцієнти, які визначають часткову участь навантажень, відповідно нульової, першої, другої і третьої груп споживачів в сумарному навантаженні РН при номінальній частоті f_0.

Для проведення розрахунків застосовують і вираз типу:

$$k_H = \frac{dP_*}{df_*} = \left(\frac{\partial P_*}{\partial f_*}\right) + \left(\frac{\partial P_*}{\partial U_*}\right)\left(\frac{dU_*}{df_*}\right) \quad (1.13)$$

Похідні в (1.13) розраховуються при $f^* = f_0$ і $U^* = U_0$. При цьому базисна потужність приймається рівною сумарній потужності навантаження в момент виникнення небалансу потужності $P^* = P_H$.

Величини $\frac{\partial P_*}{\partial f_*}$ і $\frac{\partial P_*}{\partial U_*}$ залежать від властивостей конкретних споживачів електричної енергії, а величина $\frac{dU_*}{df_*}$ залежить від параметрів генераторів, мережевих елементів, властивостей систем збудження генераторів [4].

Однак регулюючий ефект навантаження по частоті, який характеризується коефіцієнтом регулюючого ефекту, зазвичай розраховується за виразом:

$$k_H = \frac{\Delta P_H}{P_H} \frac{f_0}{\Delta f_0} \quad (1.14)$$

де ΔP_H – зміна навантаження в енергосистемі; Δf_0 – зміна частоти у встановленому режимі.

Згідно проведеного аналізу, при зміні навантаження величина якого може бути позитивною або негативної, відбувається зміна частоти в енергосистемі, що обумовлено гальмуванням або прискоренням турбоагрегату. При не значних змінах навантаження відбувається регулювання частоти обертання турбоагрегату [4].

Якщо навантаження зростає стрибкоподібне, то відбувається прискорене зниження частоти в енергосистемі. У даному випадку, для забезпечення стійкості енергосистеми, застосовуються засоби частотного розвантаження енергосистеми.

Якщо навантаження енергосистеми зменшується стрибкоподібне, то відбувається прискорене зростання частоти в енергосистемі. У даному випадку, для забезпечення стійкості енергосистеми, застосовуються засоби обмеження збільшення частоти в енергосистемі.

Встановлено, що стабільність роботи електроенергетичної системи забезпечується рівністю між генерованою та споживаною потужністю з урахуванням втрат у мережі. Порушення цього балансу призводить до відхилень частоти від номінального значення 50 Гц: у випадку дефіциту потужності відбувається її зниження, а при надлишку – зростання.

Аналіз показав, що динаміка зміни частоти визначається інерційними властивостями турбоагрегатів та регулюючим ефектом навантаження. У

короткочасних перехідних процесах зміна частоти відбувається за рахунок кінетичної енергії агрегатів, а в усталеному режимі – за рахунок автоматичного регулювання потужності турбін. Для запобігання розвитку аварійних режимів у разі різких змін навантаження застосовуються спеціальні заходи – частотне розвантаження при зниженні частоти та обмеження її зростання при надлишку потужності.

Таким чином, підтримання балансу потужності є основною умовою забезпечення стійкої роботи енергосистеми, а відхилення частоти є головним показником порушення цього балансу [4].

1.4. Загальна характеристика обмеження підвищення частоти в енергосистемі

Засоби обмеження підвищення частоти при виникненні аварійного надлишкового вироблення електроенергії призначені для запобігання підвищення частоти, забезпечення цілісності обладнання електростанцій і збереження стійкості роботи електростанцій.

При надлишку генерованої потужності внаслідок відносно повільної дії регуляторів швидкості турбін, що не встигає за розвитком аварійного процесу підвищення частоти, превентивним заходом відновлення балансу потужності в енергосистемі є відключення частини генераторів.

Відключення генераторів пов’язано із східчастою зміною величини генерованої активної потужності на величину, яка порівняна з видаленою потужністю. При цьому величина генерованої потужності повинна залишатися трохи більше величини навантаження.

Підвищення частоти є шкідливим як для гідротурбін, так і парових турбін. При надлишку потужності кількість обертів гідротурбін при мінливості дії їх регуляторів може перевищувати величину (110–112) %, яке вважається максимально допустимим. Парові турбіни розраховуються на допустиму частоту обертання, яке перевищує її номінальну частоту на 20%.

Однак в аварійних умовах при значенні частоти мережі в діапазоні 50,5 ÷ 51,0 Гц допускається тривала робота турбіни на протязі не більше 3 хв.

Подальше зростання частоти може привести до пошкодження турбін, тому що генератори перейдуть в руховий режим і будуть збільшувати частоту обертання тощо [5].

Як правило, відключення генераторів при виникненні надлишку генерованої енергії відбувається в діапазоні частот 51,0 ÷ 53,0 Гц.

При цьому може застосовуватися де кілька ступенів відключення:

– перша ступень – відключення частки генераторів в діапазоні частот 51,0 ÷ 51,5 Гц;

– друга ступень – відключає меншу, по відношенню до першої ступені, частку генераторі (з урахуванням труднощів оцінки необхідного обсягу потужності, що відключається, в діапазоні частот 51,0 ÷ 52,0 Гц (може застосовуватися витримка в часі);

– третя ступінь – резервує дії перших двох і при підвищенні частоти відключає зв'язок з навантаженням в діапазоні частот уставка 52,5 ÷ 53,0 Гц [5].

Щоб зупинити процес підвищення частоти безпосередньо в момент відключення генераторів, необхідно зменшити генеровану потужність енергосистеми. Ця потужність розраховується за виразом виду:

$$\Delta P_{Г0} = P_{Г0} (1 - k_Г \delta f_Д) + P_{Т0} (1 - k_Т \delta f_Д) - P_{Н0} (1 + k_Н \delta f_Д), \qquad (1.15)$$

де $\Delta P_{Г0}$ – величина обмеження потужності; $P_{Г0}$, $P_{Т0}$, $P_{Н0}$, – початкова потужність, відповідно, гідрогенераторів, турбогенераторів і навантаження; $\Delta f_Д$ – збільшення частоти енергосистеми до моменту часу, що розглядається; $k_Г$, $k_Т$, $k_Н$ – коефіцієнти, які враховують зміну потужності гідротурбін, теплових турбін і навантаження при зміні частоти [6].

Коефіцієнти $k_Г$, $k_Т$, $k_Н$ залежать від проміжку часу між моментом виникнення дефіциту потужності (пошкодження) і моментом відключення генераторів.

В реальних умовах точне значення ΔРог оцінити важко. Тому для полегшення управління і підвищення точності управління зазвичай використовують двоступінчасте відключення генераторів.

При цьому зменшення генерованої потужності на першій ступені ($\Delta Рог_1$), відбувається при деякий частоті f_1. Ця ступінь вибирається такою, щоб забезпечити припинення збільшення частоти до моменту, коли досягається частота для другого ступеня відключення fcp_2. При цьому потужність на відключення розраховується за виразом виду:

$$\Delta P_{ОГ1} = \frac{Р_{Г0}(1-k_Г\delta f_2)+P_{ТО}(1-k_Т\delta f_2)-P_{НО}(1+k_Н\delta f_2)}{1-k_Г(f_2-f_1)} \qquad (1.16)$$

де $\delta f_2 = (f_0 - f_2)/ f_0$ – підвищення частоти спрацювання другого ступеня по відношенню до номінальної; f_1– частота в момент відключення генераторів від першого ступеня [6].

Для проведення розрахунків вирази спрощуються. При цьому приймається, що kг = 0 (потужність гідрогенераторів за час підвищення частоти до частоти другого ступеня значно не змінюється), $k_т\delta f_д = 0$ (турбогенератори повністю розвантажені), а kн = 1.5 (коефіцієнт регулюючого ефекту). Тоді використовують вираз виду:

$$\Delta Рог_1 = \Sigma Рго - \Sigma Рно(1 + k_н\, \delta f_д). \qquad (1.17)$$

або

$$\Delta Рог_1 = \Sigma Рго - \Sigma Рно\left(1 + \frac{f_0-f_1}{f_0} k_Н\right). \qquad (1.17, а)$$

f_0 – номінальна частота в енергосистемі; f_1– частота в момент відключення генераторів від першого ступеня.

Друга ступень спрацьовує тільки у випадку, коли неточно визначено $\Delta Рог_1$, тобто застосовується для корегування дій першого ступеня.

Отже, надмірне зростання частоти є небезпечним як для парових, так і для гідравлічних турбін, оскільки воно може призвести до перевантаження, виходу з ладу обладнання та втрати стійкості роботи енергосистеми.

Основним технічним заходом стабілізації режиму є відключення частини генераторів, яке здійснюється ступінчасто залежно від рівня перевищення

частоти. Такий підхід дозволяє забезпечити поступове зниження генерованої потужності й уникнути надмірного зниження частоти після спрацювання автоматики.

Важливим елементом процесу є правильний розрахунок величини потужності, яку необхідно обмежити. Для цього використовуються вирази, що враховують початкові умови, динаміку частоти та регулюючі властивості навантаження. У практичних умовах для підвищення надійності зазвичай застосовують двоступінчасту схему відключення генераторів, де перша ступінь запобігає подальшому зростанню частоти, а друга – коригує можливу похибку розрахунків.

Таким чином, своєчасне та коректне застосування засобів обмеження підвищення частоти є ключовим фактором збереження стійкості енергосистеми та запобігання аварійним пошкодженням обладнання [6].

1.5. Сучасні технології і засоби запобігання підвищення частоти в енергосистемі

Однією з головних задач забезпечення надійності електроенергетичних систем є підтримання частоти в допустимих межах. Аварійні режими, що пов’язані з раптовим відокремленням частини енергосистеми з надлишком генерації (наприклад, різке зниження навантаження), призводять до підвищення частоти. Надлишок активної потужності викликає прискорення обертання синхронних генераторів та інверторних установок. Це може спричинити перевищення допустимих рівнів частоти, а також пошкодження обладнання [2].

Щоб запобігти розвитку аварії, застосовується алгоритм обмеження підвищення частоти. Він включає: виявлення відхилення, автономне зниження генерації, залучення регулюючих ресурсів і, при необхідності, аварійне відключення частини потужностей.

Алгоритм реалізується у вигляді таких етапів, що мають бути послідовними:

– Виявлення та діагностика: безперервний моніторинг частоти та швидкості її зміни з використанням цифрових вимірювальних засобів, а також фільтрів із малою затримкою. Виділяють такі рівні контролю: попереджувальний, оперативний та аварійний рівні.

– Автономні швидкодіючі дії (0,1–3 с): обмеження активної потужності генераторів, налаштувань інверторів, підключення додаткових навантажень або швидкодіючих споживачів для використання надлишку потужності.

– Початкове регулювання частоти (1–30 с): вмикання регуляторів турбін та інверторних джерел за принципом частотного падіння. Це забезпечує пропорційне зниження генерації при зростанні частоти [2].

– Поетапні аварійні дії: зменшення потужності або відключення окремих груп генераторів за визначеним пріоритетом (у разі неможливості стабілізації частоти).

– Використання накопичувачів енергії: системи зберігання енергії переходять у режим заряджання та швидко поглинають надлишкову активну потужність, збільшуючи цим ефективність регулювання.

– Координація та документування: забезпечується узгодженість локальних і централізованих дій. Всі події фіксуються для подальшого аналізу та оптимізації налаштувань [2].

Отже, можна зробити висновок, що алгоритм обмеження підвищення частоти – це система послідовних і взаємопов’язаних дій, що поєднує автономні локальні функції з централізованим управлінням. Реалізація даного алгоритму дозволяє підтримувати частоту в межах, що допустимі. Це підвищує надійність енергосистеми та запобігає пошкодженню обладнання.

На рис. 1.9 наведено схему програмного управління в автоматизованій системі протиаварійного управління при організації централізованої багаторівневої автоматизованої системи.

На вищому рівні в режимі реального часу відбувається збір і обробка інформації по параметрах режиму і формування управляючих дій на зміну напрямку дій або уставок локальної автоматики нижчого рівня.

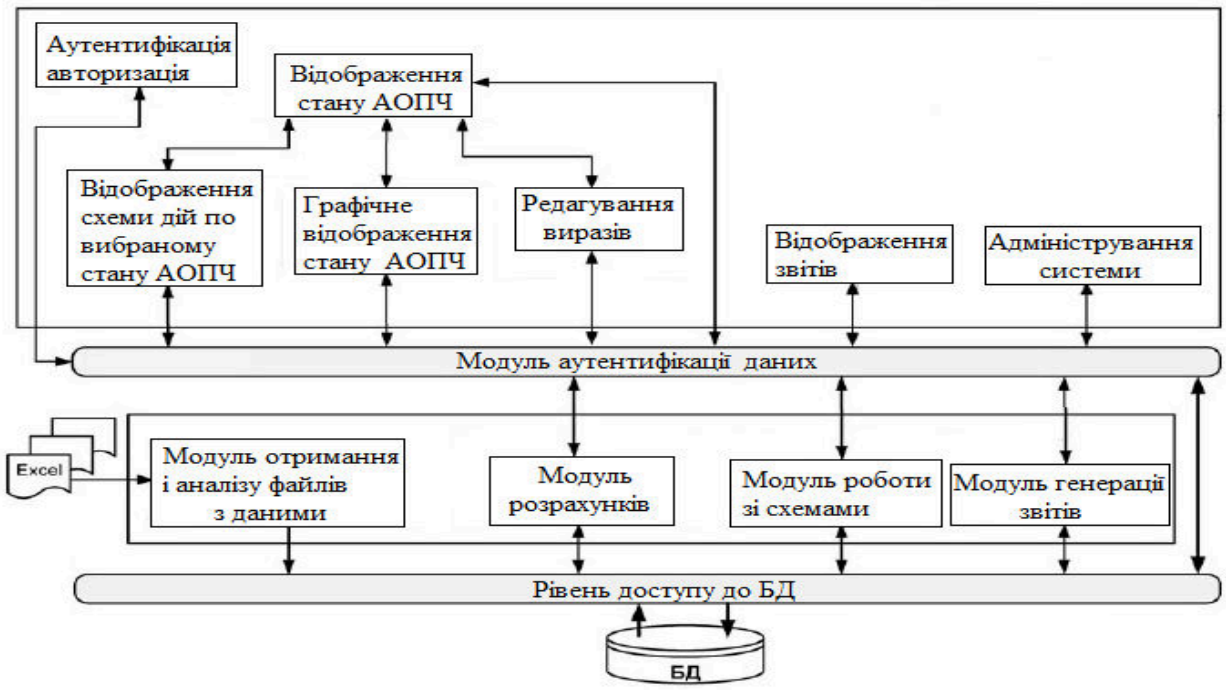


Рис. 1.9. Схема програмного управління в автоматизованій системі протиаварійного управління [2]

Управління відбувається через головне меню, яке підтримує:

– світлову сигналізацію об умовах ефективності роботи АОПЧ;

– доступ до інформаційних файлів другого рівня, які відображають топологію мережі потенційного виділення електростанцій;

– можливість зміни направлення дії АОПЧ (введено/виведено).

Інформаційні файли другого рівня для кожної потенційно виділеної електростанції містять:

– електричну схему з індикацією поточного стану кожного елемента (робоче/неробоче) і відображенням поточних потоків потужності;

– графічну інформацію про зміну величини генерованої потужності, величіні потужності навантаження;

– графічне відображення часових інтервалів, для яких необхідно змінювати уставки або напрям дії локальних АОПЧ тощо [2].

Автоматизована системи забезпечує управління АОПЧ для відновлення балансу потужності у виділених районах з надлишком генерації, яка враховує

характеристики генеруючого обладнання і дозволяє змінювати значення уставок і напрям дій локальної протиаварійної автоматики.

На рис. 1.10 показано автоматизовану систему управління протиаварійної автоматики.

Система спрямована на виконання функцій пристроїв локальної протиаварійної автоматики, включаючи і АОПЧ (автоматику обмеження підвищення частоти).

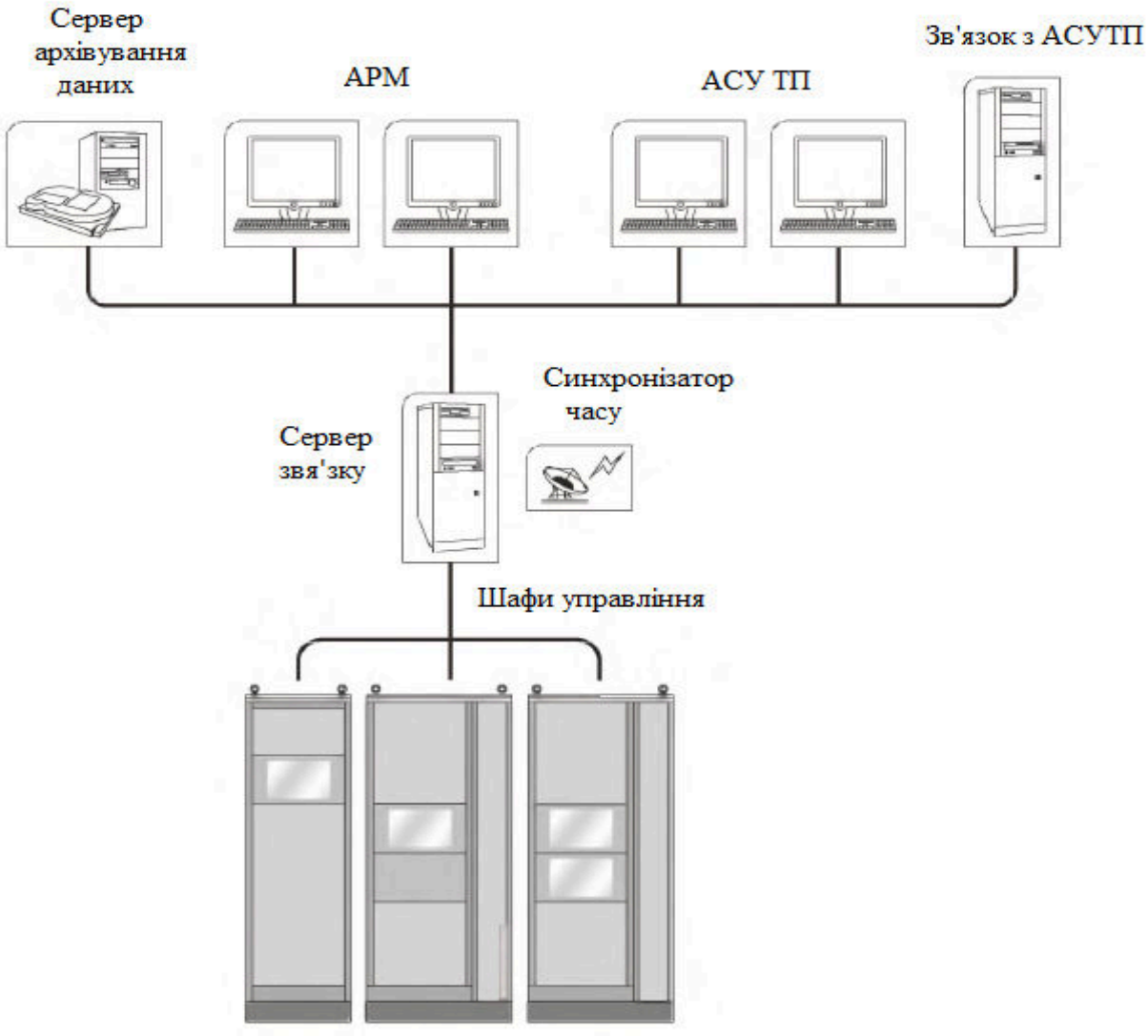


Рис. 1.10 Структура автоматизованої системи управління протиаварійної автоматики [2]

Система побудована на базі SCADA з широким застосуванням мікропроцесорної техніка, яка розміщується у шафах управління.

При цьому SCADA-система вирішує задачі: обміну даними з електротехнічними частинами в часі; відображає інформацію на АРМ оператора станції в зручній формі; веде базу даних повідомлень, архівів вимірювань і розрахунків величин, іншої технологічної інформації; аварійне і попереджувальне сигналізування; підготовка і генерація звітів; видачу команд управління в шафи управління, тощо.

Управління локальними пристроями автоматики, включаючи і АОПЧ, проводиться за допомогою мікропроцесорів, яка працюють за визначеними алгоритмами і обмінюються даними зі SCADA системою.

Сучасні технології запобігання підвищення частоти в енергосистемах будуються на поєднанні локальних самостійних функцій генераторів, а також навантажень із централізованим багаторівневим управлінням.

Використання алгоритмів виявлення відхилень, швидкодіючих регуляторів, тобто регуляторів, що швидко діють у перехідних режимах, накопичувачів енергії, а також поетапних захисних дій, дозволяє забезпечити стабільність частоти навіть при умові аварійного відокремлення частини системи з надлишком генерації.

Надзвичайно важливу роль у підвищенні ефективності таких заходів відіграють автоматизовані системи управління на базі SCADA та мікропроцесорних пристроїв. Це забезпечує координацію дій, оперативне реагування та аналітичну підтримку. Тому можна зробити висновок, що комплексний підхід до обмеження підвищення частоти є головним фактором надійності, а також безпеки сучасних електроенергетичних систем [2].

РОЗДІЛ 2
ДОСЛІДЖЕННЯ ПІДВИЩЕННЯ ЧАСТОТИ В ЕНЕРГОСИСТЕМІ ПРИ ДІЇ РІЗНИХ ФАКТОРІВ

2.1. Вплив зменшення потужності навантаження на закономірності підвищення абсолютного значення частоти в енергосистемі

Моделювання закономірностей підвищення абсолютного значення частоти в енергосистемі при скиданні навантаження будемо проводити, згідно виразу (1.8). Моделювання будемо проводити з урахуванням того, що навантаження в енергосистемі, за рахунок споживачів, зменшується. При цьому будемо враховувати знак у вирі (1.8), тобто знак + означає, що дефіцит потужності позитивний (потужність генеруючої частини більше ніж потужність споживання).

Для проведення моделювання закономірностей підвищення частоти в енергосистемі приймемо наступні умови. Потужність навантаження у початкових умовах P_H буде дорівнювати P_H =100. Енергосистема у початкових умовах працює з номінальною частотою f_0, величина якої буде дорівнювати f_0=50. Будемо вважати, що постійна механічної інерції енергосистеми T_J дорівнює T_J=7. Значення коефіцієнту регулюючого ефекту k_H, який характеризує відносну зміну споживаної електричної потужності при зміні частоти, буде дорівнювати k_H =1,5. Будемо моделювати вплив позитивного дефіциту потужності в енергосистемі (генеруюча частина має більшу потужність, ніж потужність споживача). При цьому скидання потужності споживача будемо змінювати в діапазоні величин від 0 до 50 з кроком прирощування 5. Це означає, що відбувається зменшення потужності споживання до максимальної величини 50% з кроком 5%. Моделювання будемо проводити в часі, який будемо змінювати від 1 до 100, з розрахунками значень частоти з кроком 0,1 [7].

Проведемо моделювання абсолютного значення підвищення частоти. Результат такого моделювання для прийнятих умов при надлишку потужності $\Delta P_Н$=5 показано на рис. 2.1.

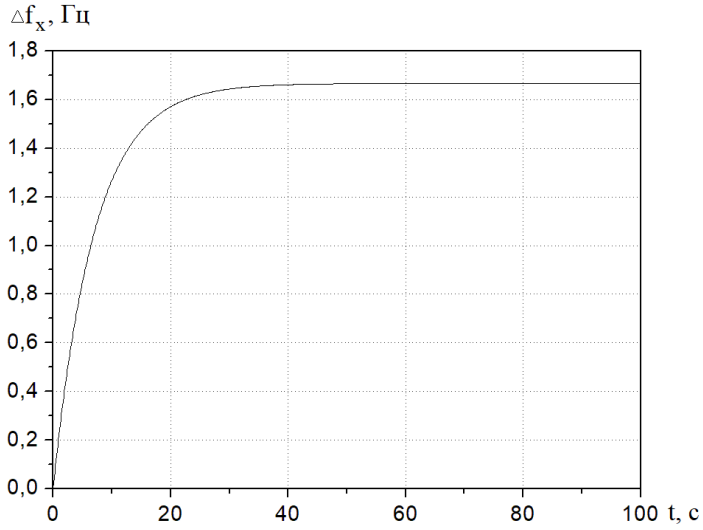


Рис. 2.1. Закономірність зміни абсолютного значення підвищення частоти для прийнятих умов моделювання при зменшенні навантаження споживача на величину $\Delta P_Н = 5$

З отриманого результату видно, що при заданому значенні зменшення навантаження, тобто надлишку потужності у 5%, спостерігається зростання абсолютного значення частоти в енергосистемі. Залежність має не лінійний характер зростання. Спочатку абсолютне значення частоти зростає з прискоренням, потім швидкість зростання частоти зменшується, відбувається досягнення максимального значення і стабілізація частоти на максимальному рівні.

Проведемо моделювання закономірностей зміни абсолютного значення підвищення частоти для прийнятих умов моделювання при зростанні величини зменшення навантаження споживача.

Результат такого моделювання наведено на рис. 1.2. Результати проведеного моделювання показують, що при різних значеннях зменшення

навантаження споживача в енергосистемі закономірності зростання абсолютного значення частоти подібні одна одному [7].

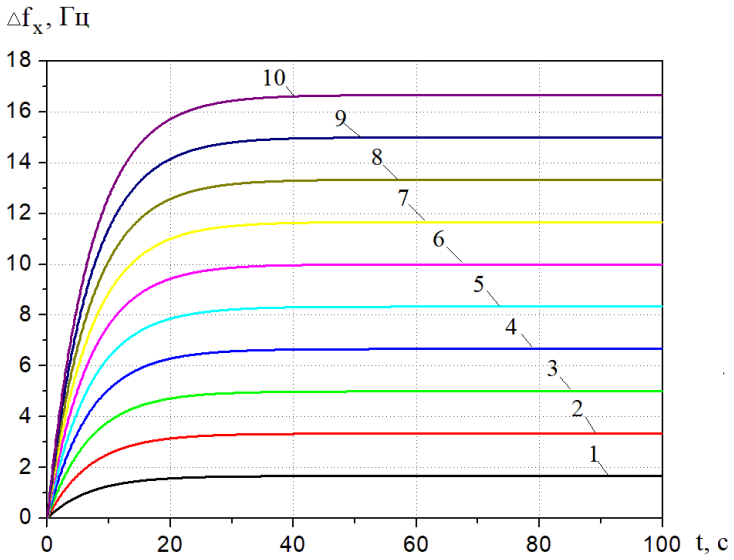


Рис. 2.2. Закономірності зміни абсолютного значення підвищення частоти для прийнятих умов моделювання при зменшенні навантаження споживача. Значення зменшення навантаження споживача ΔP_H: 1 – 5%; 2 – 10%; 3 – 15%; 4 – 20%; 5 – 25%; 6 – 30%; 7 – 35%; 8 – 40%; 9 – 45%; 10 – 50%

Спостерігається зростання абсолютного значення частоти в енергосистемі. Залежності мають не лінійний характер зростання. Спочатку абсолютне значення частоти зростає з прискоренням, потім швидкість зростання частоти зменшується, відбувається досягнення максимального значення і стабілізація частоти на максимальному рівні.

В той же час, результати проведеного моделювання показують, що із зростанням значення дефіциту потужності, тобто із зростанням значення потужності, яку скидає споживач, спостерігається зростання крутості зростання абсолютного значення частоти в енергосистемі, тобто швидкості зростання частоти, і зростання максимального абсолютного значення зростання частоти в енергосистемі (рис. 2.2).

На рис. 2.3 наведено залежність максимального підвищення частоти в енергосистемі від визначеного значенні надлишкової потужності.

З рис. 2.3 видно, що із зростанням надлишкової потужності в енергосистемі відбувається зростання абсолютного максимального значення частоти в енергосистемі.

Обробка отриманих даних показала, що залежність на рис. 2.3 добре описується виразом виду

$$\Delta f_{Xmax} = A + B\Delta P_H \qquad (2.1)$$

де A і B коефіцієнти апроксимуючого виразу [7].

Значення коефіцієнтів A і B, а також статистичні параметри – остаточне стандартне відхилення SD і коефіцієнт кореляції R наведено в табл. 2.1.

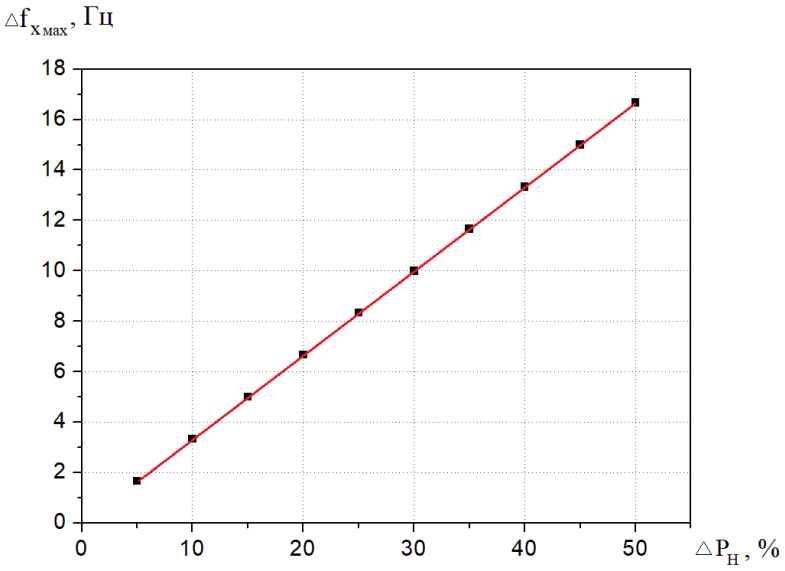


Рис. 2.3. Залежність максимального підвищення абсолютного значення частоти в енергосистемі від визначеного значенні надлишкової потужності.

Таблиця 2.1.

Статистичні параметри при проведенні апроксимації залежності, яка показана на рис. 2.3, виразом (2.1)

Parameter	Value
A	1,33333E-6
B	0,33333
R	SD
1	3,34845E-6

Отримана залежність є базовою для визначення небезпечності виникнення надлишку потужності в енергосистемі, тобто по визначенню надлишкової потужності можна розрахувати максимальне абсолютне значення прирощення частоти, яке може виникнути в системі. Якщо це значення не перевищую допустиму величину, то автоматизована система не буде виконувати алгоритм обмеження підвищення частоти (вимикати генеруючу частину), В іншому випадку повинна працювати автоматизована система запобігання підвищення частоти в енергосистемі, тобто виключати генеруючу частину для поновлення балансу потужності в системі і повернення частоти до номінального значення [7].

Залежність (2.1) повинна зберігатися в базі систем для проведення розрахунків.

Аналіз результатів моделювання на початковому етапі показує, що зростання абсолютного значення частоти в часі відбувається не лінійним чином. Це добре спостерігається на залежностях зростання абсолютного значення частоти в енергосистемі при зменшенні навантаження (збільшення величини скидання навантаження споживачами), які наведено на рис. 2.4.

Результати також показують, що при різній швидкості підвищення частоти в енергосистемі в залежності від скидання навантаження споживача (або за інших причин) час досягнення визначеного абсолютного значення частоти для скидання генерованої потужності буде різниться між собою.

На рис. 2.5 наведено залежність зміни часу досягнення підвищення абсолютного значення частоти на 1 Гц від збільшення надлишку потужності в системі.

З отриманих результатів видно, що із збільшення надлишку потужності в системі відбувається зменшення часу досягнення визначеного абсолютного значення частоти в 1Гц.

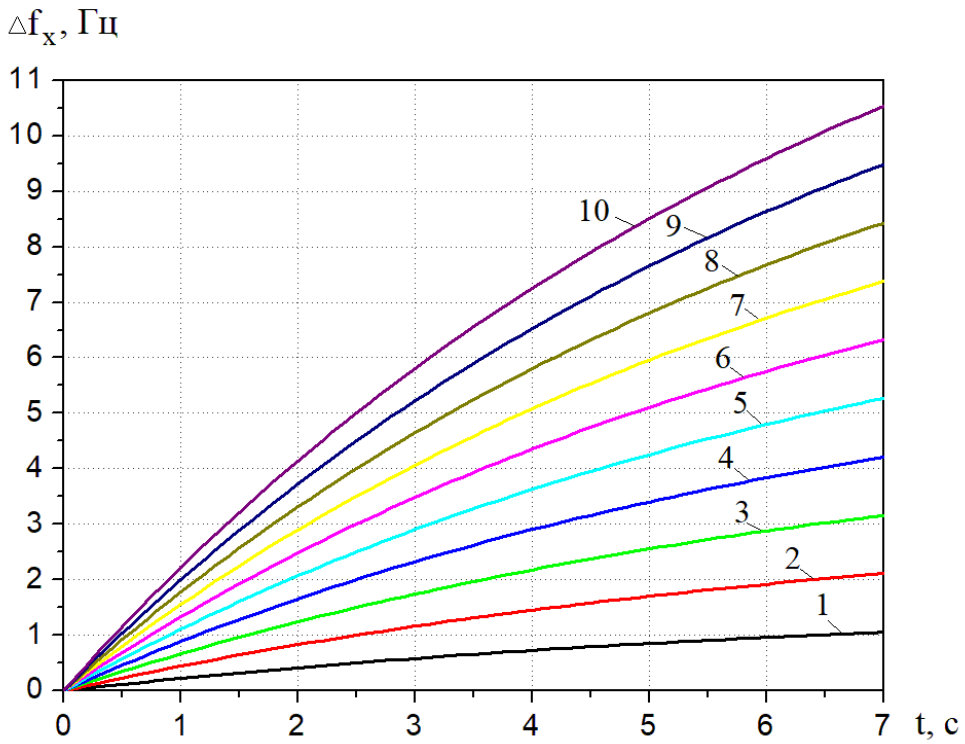


Рис. 2.4. Закономірності зміни абсолютного значення підвищення частоти на початковому етапі для прийнятих умов моделювання при зменшенні навантаження споживача. Значення зменшення навантаження споживача ΔP_H : 1 – 5%; 2 – 10%; 3 – 15%; 4 – 20%; 5 – 25%; 6 – 30%; 7 – 35%; 8 – 40%; 9 – 45%; 10 – 50%

Обробка результатів розрахунків з проведенням апроксимації залежності, яка показана на рис. 2.5, показала, що вона добре описується функцією типу:

$$t_f = a\Delta P_H^b, \tag{2.2}$$

де a і b –коефіцієнти апроксимуючого виразу.

Значення коефіцієнтів a і b, а також статистичні параметри – остаточна дисперсія Chi^2/DoF і коефіцієнт детермінації R^2 наведено в табл. 2.2.

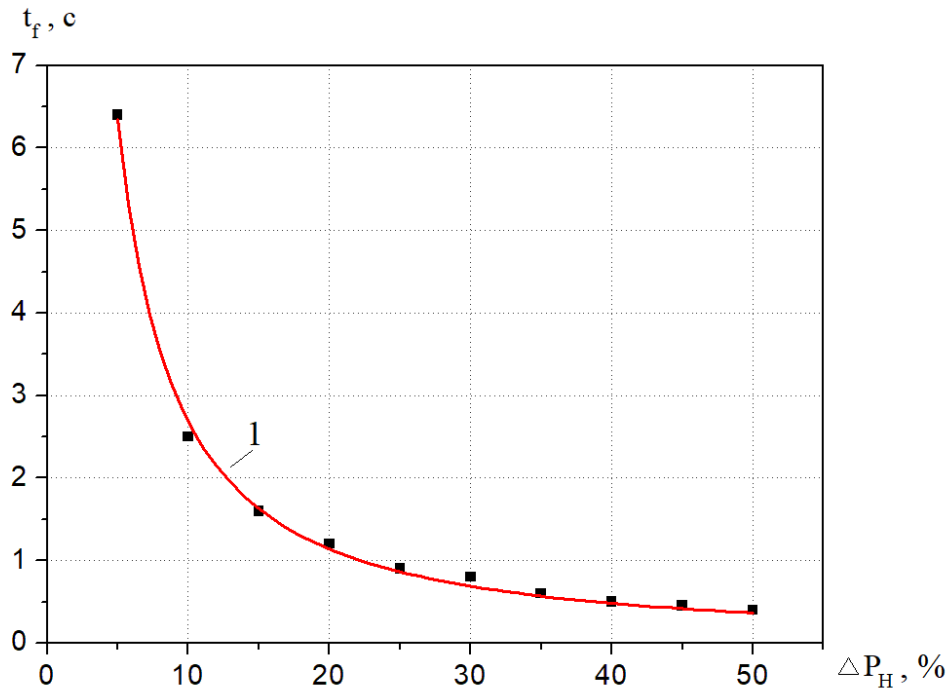


Рис. 2.5. Зміна часу досягнення підвищення частоти в енергосистемі на 1 Гц в залежності від зменшення навантаження (потужності споживача) в енергосистемі у процентному відношенні по відношенню до початкової навантаження. На рисунку 1 – апроксимуюча залежність, яка описується виразом (2.2)

Таблиця 2.2

Статистичні параметри при проведенні апроксимації залежності, яка показана на рис. 2.5, виразом (2.2)

Chi^2/DoF	R^2
0.00749	0.99801
Parameter	Value
a	46.71165
b	-1.2399

Обробка результатів моделювання з визначенням часу досягнення підвищення абсолютного значення частоти 1,5 Гц, 2 Гц, 2,5 Гц і 3 Гц наведено на рис. 2.6.

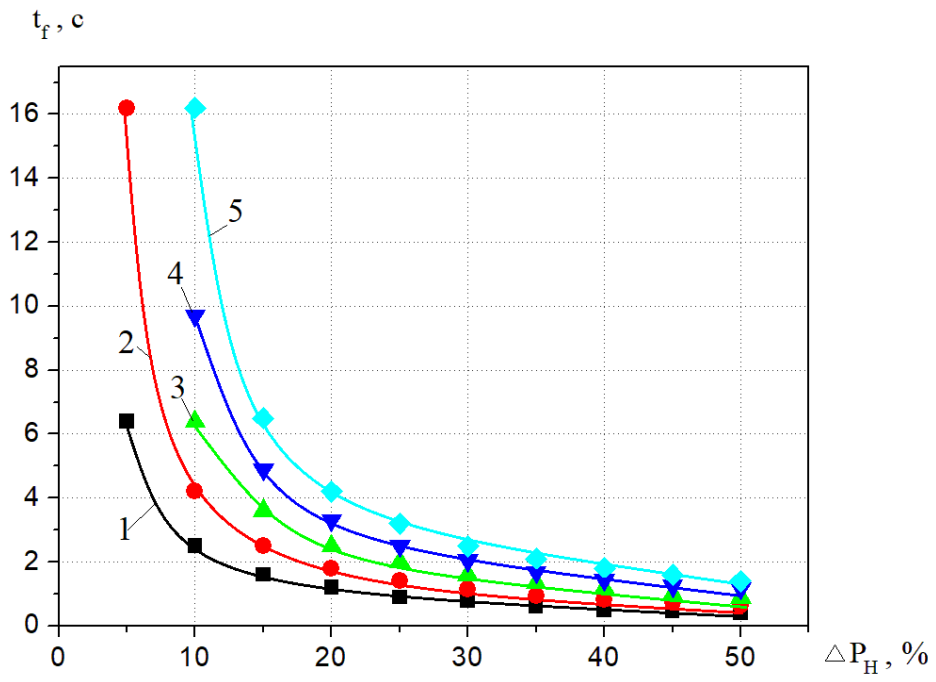


Рис. 2.6. Зміна часу досягнення підвищення частоти в енергосистемі в залежності від зменшення навантаження (потужності споживача) в енергосистемі у процентному відношенні по відношенню до початкового навантаження. Досягнення підвищення частоти: 1 – 1 Гц; 2 - 1,5 Гц; 3 - 2 Гц; 4 - 2,5 Гц; 5 - 3 Гц

З рис. 2.6 видно, що залежності для досягнення різних значень абсолютного підвищення частот подібні. При цьому аналіз результатів розрахунків показав, що залежності на рис. 2.6 також добре описуються виразом (2.2) з відповідними значенням коефіцієнтів a і b.

Значення цих коефіцієнтів можна зберігати в базі даних в автоматизованій системі обмеження підвищення частоти в енергосистемі для реалізації алгоритму управління (відключення генеруючої частини) по контролю позитивного дефіциту потужності в системі при заданому абсолютному значенні підвищення частоти, а також перерахунку необхідного зменшення генерованої потужності на першій ступені.

На рис. 2.7 показано графік зміни підвищення абсолютного значення частоти в енергосистемі при відключенні генерованої потужності до 0,2% від

надлишкової генерованої потужності 20% по досягненні підвищення абсолютного значення частоти в енергосистемі до 1 Гц.

З рис. 2.7 видно, що при досягненні абсолютного значення підвищення частоти в енергосистемі в 1 Гц з надлишковою генерованою потужністю 20% відключення генерованої потужності з залишком у 0,2% відбувається зупинка підвищення частоти в енергосистемі (зменшення частоти в енергосистемі) і стабілізація частоти на рівні, який не перевищує відхилення 0,1 Гц.

Залишок потужності при відключенні генерованої частини рекомендований у стандартах при роботі апаратури запобігання підвищення частоти в енергосистеми [7].

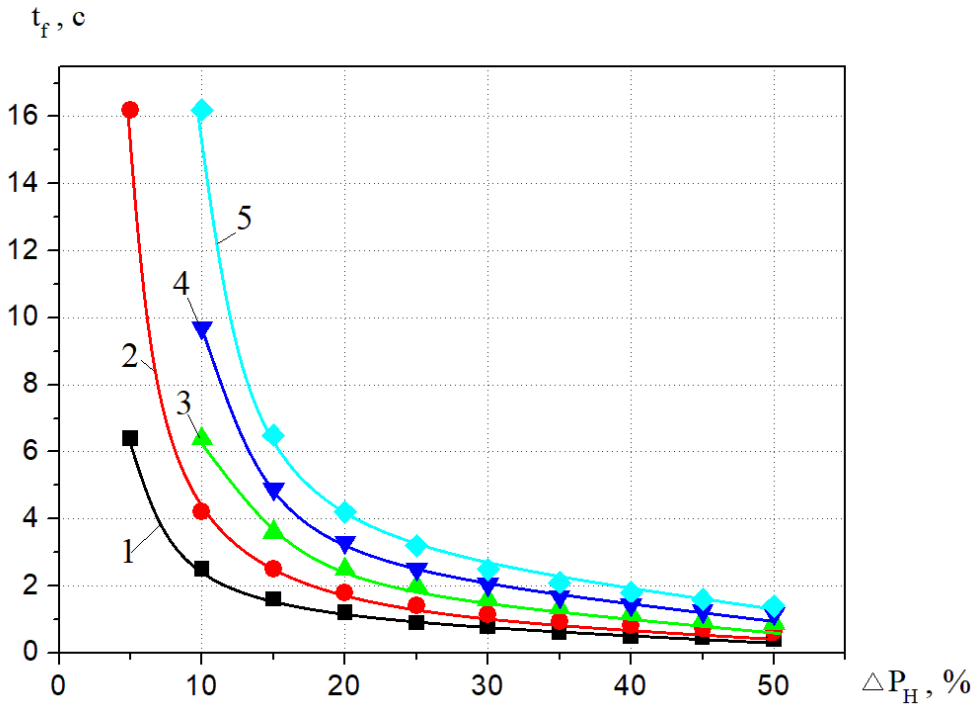


Рис. 2.7. Графік зміни підвищення абсолютного значення частоти в енергосистемі при відключенні генерованої потужності до 0,2% від надлишкової генерованої потужності 20% по досягненні підвищення абсолютного значення частоти в енергосистемі до 1 Гц

2.2. Вплив коефіцієнту регулюючого ефекту на закономірності підвищення абсолютного значення частоти в енергосистемі

Моделюванні впливу коефіцієнту регулюючого ефекту на закономірності підвищення абсолютного значення частоти в енергосистемі, згідно (1.8) будемо проводити при наступних умовах.

Потужність навантаження у початкових умовах P_H буде дорівнювати P_H=100. Енергосистема у початкових умовах працює з номінальною частотою f_0, величина якої буде дорівнювати f_0=50 Гц. Будемо вважати, що постійна механічної інерції енергосистеми T_J дорівнює T_J= 7 с. Значення позитивного дефіциту потужності в енергосистемі (генеруюча частина має більшу потужність, ніж потужність споживача) ΔP_H буде дорівнювати ΔP_H=40%. Значення коефіцієнту регулюючого ефекту k_H будемо змінювати в діапазоні величин від 1 до 2,8 з кроком прирощування 0,2. Моделювання будемо проводити в часі, який будемо змінювати від 1 до 100, з розрахунками значень частоти з кроком 0,1.

Згідно прийнятих умов моделювання на рис. 2.8 наведено закономірності зростання абсолютного значення підвищення частоти в енергосистемі в часі для прийнятих умов моделювання при зростанні при збільшенні коефіцієнту регулюючого ефекту енергосистеми k_H.

Отримані результати показують, на відміну від зростання надлишку потужності в енергосистемі, при збільшенні коефіцієнту регулюючого ефекту енергосистеми k_H спостерігається зменшення максимального абсолютного значення частоти в енергосистемі. Це добре спостерігається на рис. 2.9, де показана закономірність зменшення максимального абсолютного значення частоти в енергосистемі при зростанні k_H, яка має не лінійних характер падіння.

З рис. 2.9 видно, що дія k_H зворотна дії зростання надлишку потужності в енергосистемі (рис. 2.3). Залежність добре описується виразом виду:

$$\Delta f_{xmax} = c k_H^d, \qquad (2.3)$$

де c і d –коефіцієнти апроксимуючого виразу.

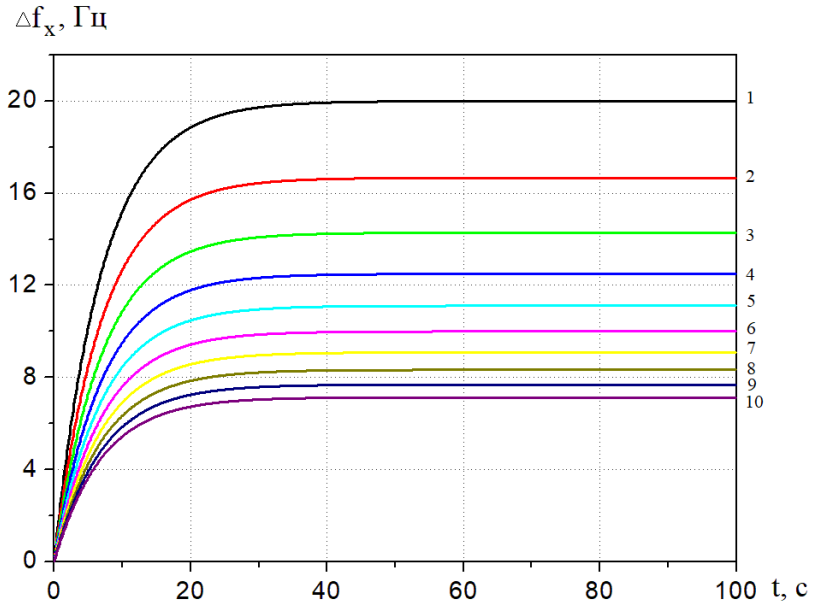


Рис. 2.8. Закономірності зростання абсолютного значення підвищення частоти в енергосистемі в часі для прийнятих умов моделювання при збільшенні коефіцієнту регулюючого ефекту енергосистеми k_H для ΔP_H=40%. Величина коефіцієнту k_H: 1- 1; 2 – 1.2; 3 – 1.4; 4 -1.6; 5 -1.8; 6 -2; 7 – 2.2; 8 – 2.4; 9 – 2.6; 10 – 2.8

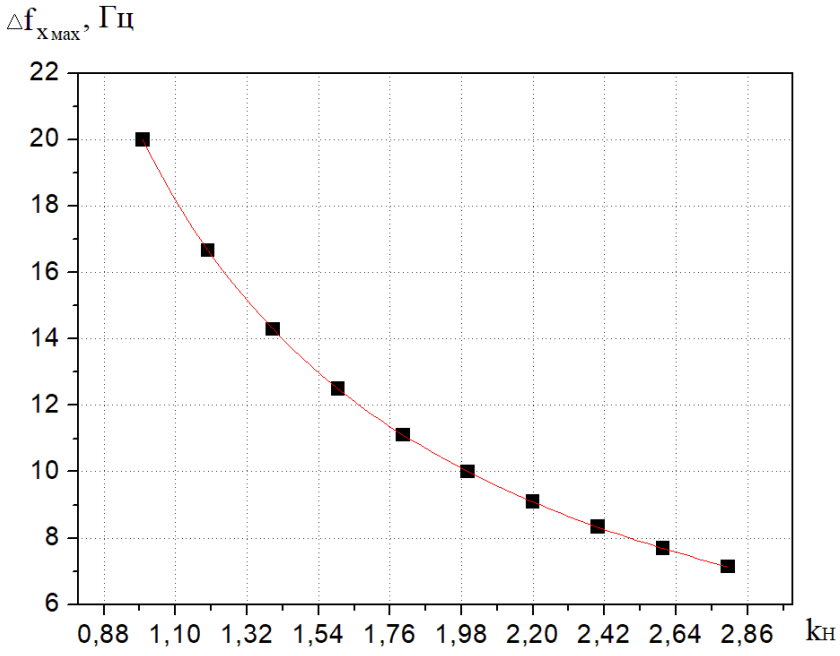


Рис. 2.9. Залежність зменшення максимального абсолютного значення частоти в енергосистемі при зростанні k_H

Значення коефіцієнтів c і d, а також статистичні параметри – остаточна дисперсія Chi^2/DoF і коефіцієнт детермінації R^2 наведено в табл. 2.3.

Таблиця 2.3

Статистичні параметри при проведенні апроксимації залежності, яка показана на рис. 2.9, виразом (2.3)

Chi^2/DoF	R^2
7.4095E-12	1
Parameter	Value
c	19.99999
d	-1

На рис. 2.10 наведено залежність зміни часу досягнення підвищення абсолютного значення частоти на 1 Гц від зростання значення k_H для ΔP_H=40%.

Обробка отриманих даних показала, що залежність на рис. 2.10 добре описується виразом виду

$$t_f = A_1 + B_1 k_H \qquad (2.4)$$

де A_1 і B_1 коефіцієнти апроксимуючого виразу.

Значення коефіцієнтів A_1 і B_1, а також статистичні параметри – остаточне стандартне відхилення SD і коефіцієнт кореляції R наведено в табл. 2.4.

Таблиця 2.4

Статистичні параметри при проведенні апроксимації залежності, яка показана на рис. 2.10, виразом (2.4)

Parameter	Value
A1	-0,02364
B2	0,39455
R	SD
0,99928	0,00963

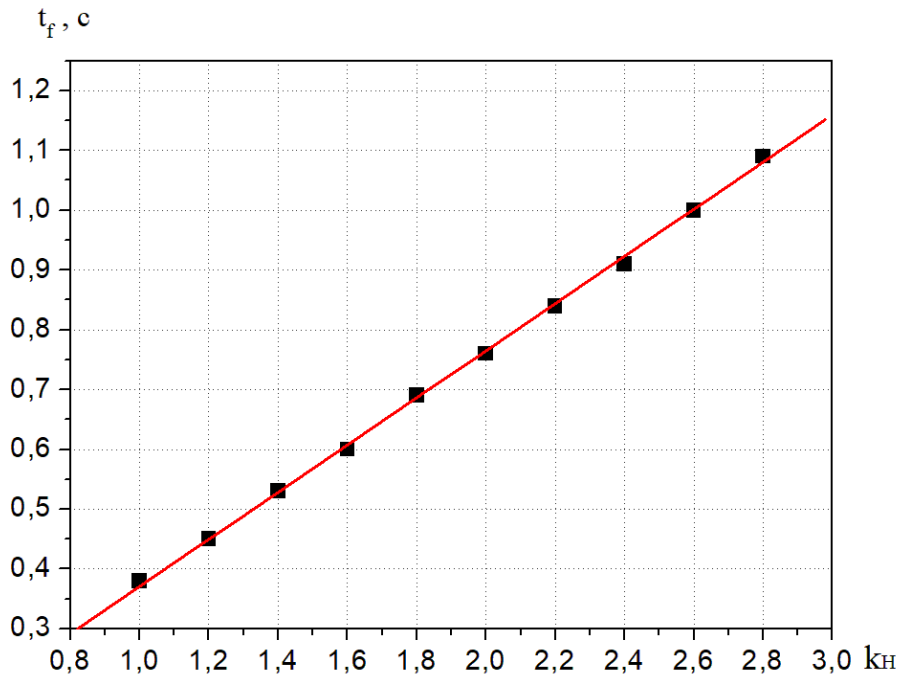


Рис. 2.10. Залежність зміни часу досягнення підвищення абсолютного значення частоти на 1 Гц від зростання значення k_H для ΔP_H=40%

З отриманих результатів видно, що із збільшення значення k_H відбувається зростання часу досягнення абсолютного значення частоти в 1Гц, тобто дія зростання k_H протилежна дії зростання надлишку потужності в енергосистемі (рис. 2.5). Однак час досягнення абсолютного значення частоти в 1Гц значно одного порядку як і при зростанні надлишку потужності [8].

Обробка результатів моделювання з визначенням часу досягнення підвищення абсолютного значення частоти до 1,5 Гц, 2 Гц, 2,5 Гц наведено на рис. 2.11.

З рис. 2.11 видно, що залежності подібні і мають лінійний характер зростання. Залежності добре описуються виразом (2.4) з відповідники коефіцієнтами апроксимуючого виразам.

З рис. 2.11 також видно, що із збільшенням коефіцієнту і абсолютного значення необхідної частоти досягнення відбувається зростання часу досягнення абсолютного значення заданої частоти [8].

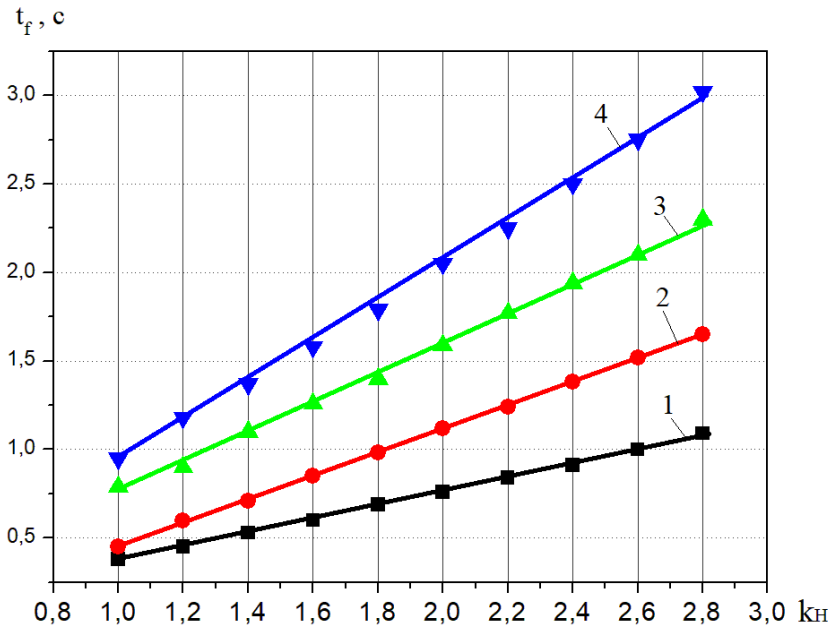


Рис. 2.11. Залежності зміни часу досягнення підвищення абсолютного значення частоти від зростання значення k_H для ΔP_H = 40%. Досягнення частоті: 1 - 1 Гц; 2 – 1.5 Гц; 3 – 2 Гц; 4 – 2.5 Гц

2.3. Вплив постійної механічної інерції на закономірності підвищення абсолютного значення частоти в енергосистемі

Моделюванні впливу постійної механічної інерції на закономірності підвищення абсолютного значення частоти в енергосистемі, згідно (1.8), будемо проводити при наступних умовах.

Потужність навантаження у початкових умовах P_H буде дорівнювати P_H=100. Енергосистема у початкових умовах працює з номінальною частотою f_0, величина якої буде дорівнювати f_0=50 Гц. Значення позитивного дефіциту потужності в енергосистемі (генеруюча частина має більшу потужність, ніж потужність споживача) ΔP_H буде дорівнювати ΔP_H = 40%. Значення коефіцієнту регулюючого ефекту k_H приймемо рівним k_H = 1.5. Будемо змінювати постійну механічної інерції енергосистеми T_J в діапазоні величин від 4 до 10 з кроком прирощування 1. Моделювання будемо проводити в часі, який будемо змінювати від 1 до 100, з розрахунками значень частоти з кроком 0,1 [9].

Проведемо моделювання абсолютного значення підвищення частоти. Результат такого моделювання для прийнятих умов при надлишку потужності $\Delta P_H = 40\%$ показано на рис. 2.12.

З рис. 2.12 видно, що із збільшенням постійної механічної інерції енергосистеми відбувається спочатку швидке зростання абсолютного значення частоти з наступним зменшенням швидкості зростання, досягнення максимального значення і стабілізація на максимальному абсолютному значенні частоти.

В той же час, для всіх значень постійної механічної інерції енергосистеми максимальне абсолютне значення частоти, яке досягається в енергосистемі є однаковим.

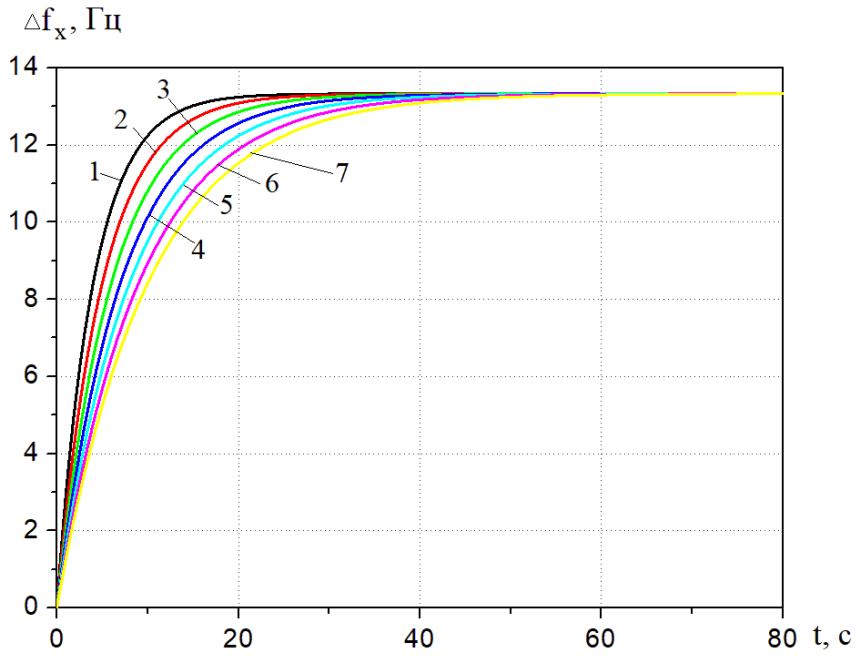


Рис. 2.12. Закономірності підвищення частоти в енергосистемі в часі при збільшенні постійної механічної інерції енергосистеми T_J. Значення T_J: 1- 4, 2 – 5, 3 – 5, 4 -7, 5 -8, 6 -9, 7 - 8, 8 – 9, 9 – 10

Результати також показують, що із збільшенням значень постійної механічної інерції енергосистеми зменшується швидкість зростання абсолютного значення підвищення частоти є однаковим.

На рис. 2.13 показано залежність часу досягнення підвищення абсолютного значення частоти в енергосистемі 1 Гц для прийнятих умов моделювання при збільшенні постійної механічної інерції енергосистеми [9].

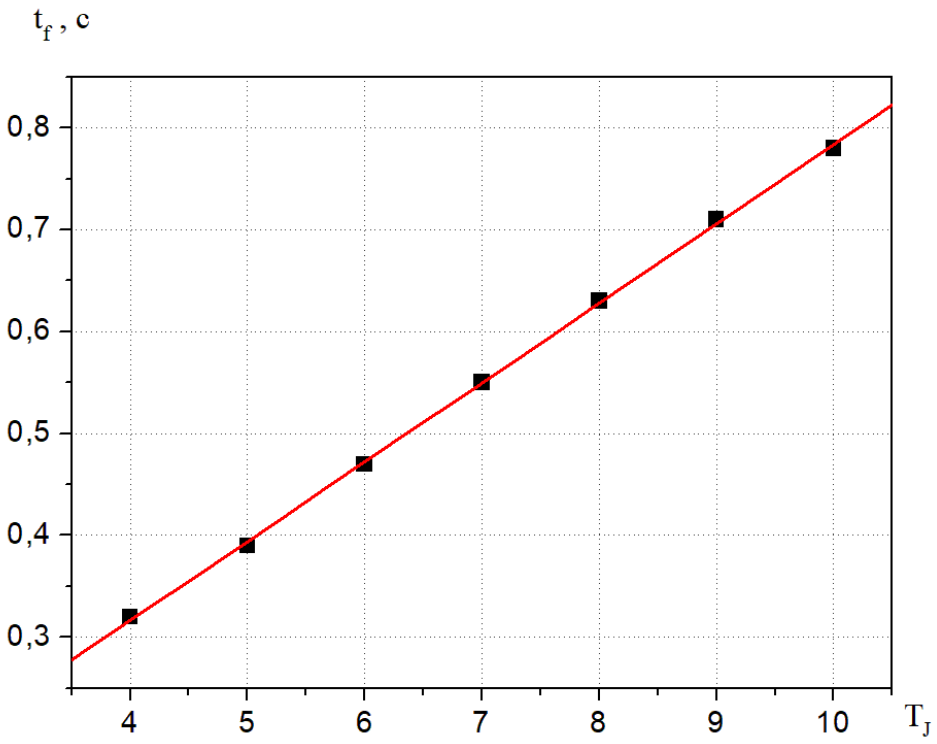


Рис. 2.13. Залежність зміни часу досягнення підвищення абсолютного значення частоти в енергосистемі в 1 Гц при зростання постійної механічної інерції енергосистеми

Результати обробки даних показують, що отримана залежність має лінійний характер зростання і добре описується виразом виду

описується виразом виду

$$t_f = A_2 + B_3 T_J \tag{2.5}$$

де A_2 і B_2 коефіцієнти апроксимуючого виразу.

Значення коефіцієнтів A_2 і B_2, а також статистичні параметри – остаточне стандартне відхилення SD і коефіцієнт кореляції R наведено в табл. 2.5.

Таблиця 2.5

Статистичні параметри при проведенні апроксимації залежності, яка показана на рис. 2.13, виразом (2.5)

Parameter	Value
A2	0,005
B2	0,07786
R	SD
0,99979	0,00378

З отриманих результатів видно, що із збільшення значення T_J відбувається зростання часу досягнення абсолютного значення частоти в 1Гц, тобто дія зростання T_J, як і дія k_H, протилежна дії зростання надлишку потужності ΔP_H в енергосистемі (рис. 2.5). Однак час досягнення абсолютного значення частоти в 1Гц одного порядку, як і при зростанні надлишку потужності, так і зростанні k_H.

Обробка результатів моделювання з визначенням часу досягнення підвищення абсолютного значення частоти до 1,5 Гц, 2 Гц, 2,5 Гц при зростання постійної механічної інерції енергосистеми наведено на рис. 2.14.

З рис. 2.14 видно, що при збільшенні частоти, яку досягає система при виникненні надлишку потужності в системі, при зростанні постійної механічної інерції енергосистеми відбувається зростання часу, тобто відбувається зсув кривих по осі часу. При цьому зростає і швидкість зміни кривих, тобто швидкість зростання часу досягнення відповідної частоти. Такий процес подібний впливу k_H і має приблизно однаковий поряд по часу, такий же як і при зростанні надлишку потужності [9].

Залежності на рис. 2.14 добре описуються виразом (2.5) з відповідними коефіцієнтами апроксимуючого виразу.

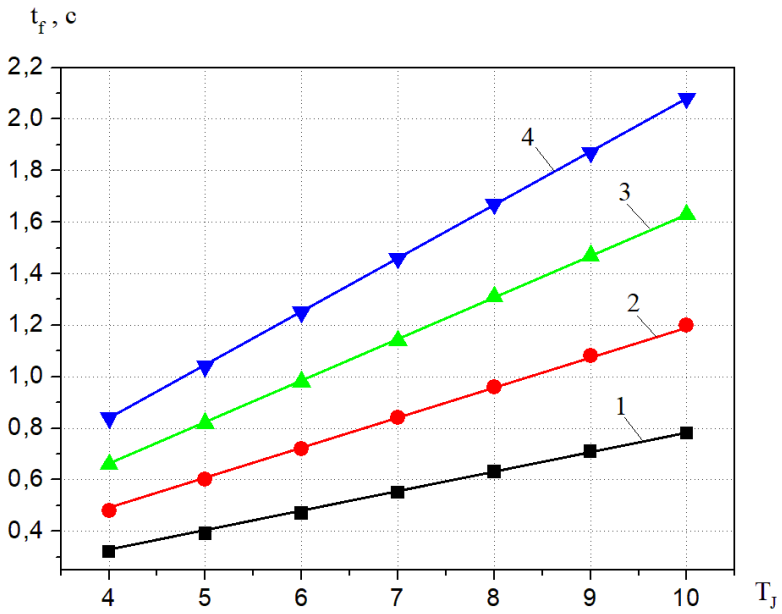


Рис. 2.14. Залежності зміни часу досягнення підвищення абсолютного значення частоти в енергосистемі при зростання постійної механічної інерції енергосистеми. 1 – досягнення частоти 1 Гц, 2 – досягнення частоти 1.5 Гц, 3 – досягнення частоти 2 Гц, 4 – досягнення частоти 2.5

2.4. Вплив надлишку потужності в енергосистемі на коефіцієнт регулюючого ефекту

Моделюванні впливу надлишку потужності на закономірності зміни коефіцієнту регулюючого ефекту, згідно (1.14), будемо проводити при наступних умовах.

Потужність навантаження у початкових умовах P_H буде дорівнювати $P_H = 100$. Енергосистема у початкових умовах працює з номінальною частотою f_0, величина якої буде дорівнювати $f_0 = 50$ Гц. Значення позитивного дефіциту потужності в енергосистемі (генеруюча частина має більшу потужність, ніж потужність споживача) ΔP_H буде змінювати в діапазоні величин від 0 до 50 з кроком прирощування 5. Це означає, що відбувається зменшення потужності споживання до максимальної величини 50% з кроком 5%. Значення постійної механічної інерції енергосистеми T_J буде дорівнювати $T_J = 7$. Абсолютне

значення зміни частоти Δf_0 в енергосистемі буде приймати рівними максимальному абсолютному значенню підвищення частоти, яку може досягнута система при заданому значенню надлишкової потужності [7].

Максимальні абсолютні значення прирощування частоти для визначених значень надлишкової потужності наведено в табл. 2.6.

Таблиця 2.6

Максимальні абсолютні значення прирощування частоти для визначених значень надлишкової потужності

Надлишкова потужність , %	Абсолютне максимальне значення прирощування частоти, Гц
5	1,66667
10	3,33333
15	5
20	6,66666
25	8,33333
30	9,99999
35	11,66666
40	13,33332
45	14,99999
50	16,66666

На рис. 2.15 наведено графік розрахунку впливу надлишку потужності на закономірності зміни коефіцієнту регулюючого ефекту для прийнятих умов моделювання.

Результати проведених розрахунків показують, що при зростанні надлишку потужності в енергосистемі відбувається підвищення частоти в енергосистемі, яка може досягти максимального значення для кожного значення надлишку потужності. При цьому із збільшенням надлишку потужності відбувається зростання абсолютного максимального значення підвищення частоти (табл. 2.6).

Однак, згідно проведених розрахунків для всіх значень надлишкової потужності значення коефіцієнту регулюючого ефекту залишається практично постійною величиною (рис. 2.15) [7].

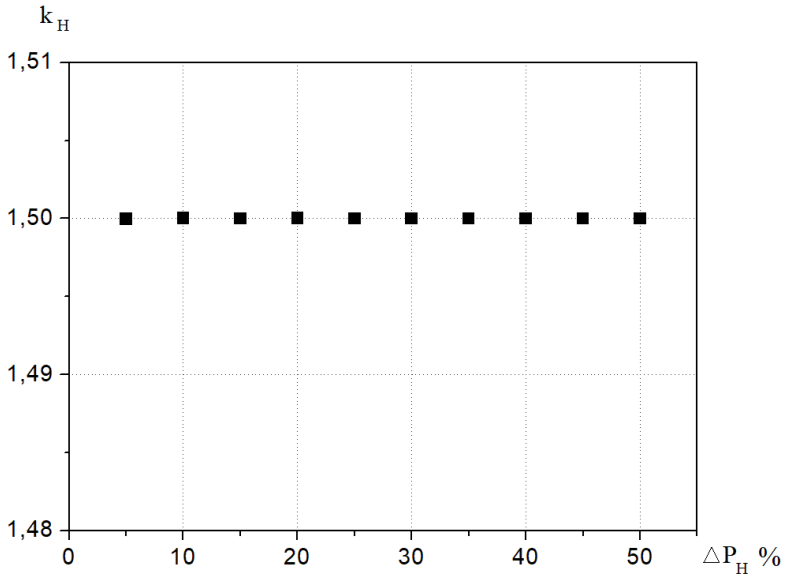


Рис. 2.16 Графік зміни коефіцієнту регулюючого ефекту при зростанні надлишку потужності в енергосистемі для максимальних абсолютних значень підвищення частоти для кожного значення надлишкової потужності

Постійність значення коефіцієнту регулюючого ефекту може використовуватися при побудові алгоритму управління запобігання підвищення частоти в енергосистемі, як значення базового параметру.

2.5 Розвантаження генераторів при зменшенні потужності споживання

Моделювання будемо проводити, згідно виразу (1.17, а) при наступних умовах.

Потужність генеруючої частини енергосистеми в початкових умовах становитиме $P_Г$ = 100. Навантаження P_H буде змінюватися в діапазоні величин від 5% до 60% від початкового навантаження P_H =100. Енергосистема у

початкових умовах працює з номінальною частотою f_0, величина якої буде дорівнювати $f_0 = 50$ Гц. Абсолютне значення частоти Δf_0 в енергосистемі при якому буде спрацьовувати 1 ступінь обмеження частоти будемо приймати рівним 1 Гц [10].

Результати проведеного моделювання показано на рис. 2.17.

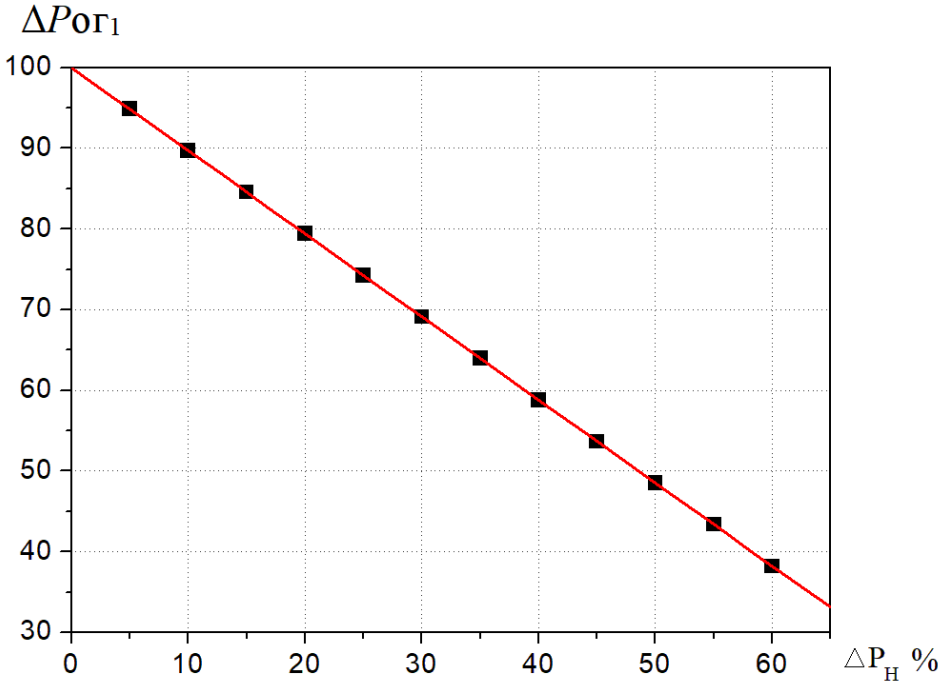


Рис. 2.17. Залежність зміни потужності відключених генераторів при досягненні абсолютного значення підвищення частоти до 1 Гц від поточної потужності навантаження по відношенню до початкового навантаження (червона лінія апроксимуюча залежність)

Отримані результати показують, що при зменшенні потужності навантаження від початкового значення і виникнення надлишку потужності генерованої частини, залежність зміни потужності генераторів, що відключаються, має лінійний характер падіння і описується залежністю виду

$$\Delta P_{0Г1} = A_З + B_З \Delta P_{Н0} \qquad (2.6)$$

де $A_З$ і $B_З$ коефіцієнти апроксимуючого виразу.

Значення коефіцієнтів $A_З$ і $B_З$, а також статистичні параметри – остаточне стандартне відхилення SD і коефіцієнт кореляції R наведено в табл. 2.7.

Таблиця 2.7

Статистичні параметри при проведенні апроксимації залежності, яка показана на рис. 2.17, виразом (2.6)

Parameter	Value
A3	100
B3	-1,03
R	SD
-1	0

Однак, як показують розрахунки, при відключенні генеруючої частини в енергосистемі існує не великій залишок потужності генеруючої частини.

На рис. 2.18 наведено графік зміни залишку в генеруючої частині енергосистеми при відключенні генераторів для відповідних значень існуючої потужності навантаження по відношенню до початкових умов [10].

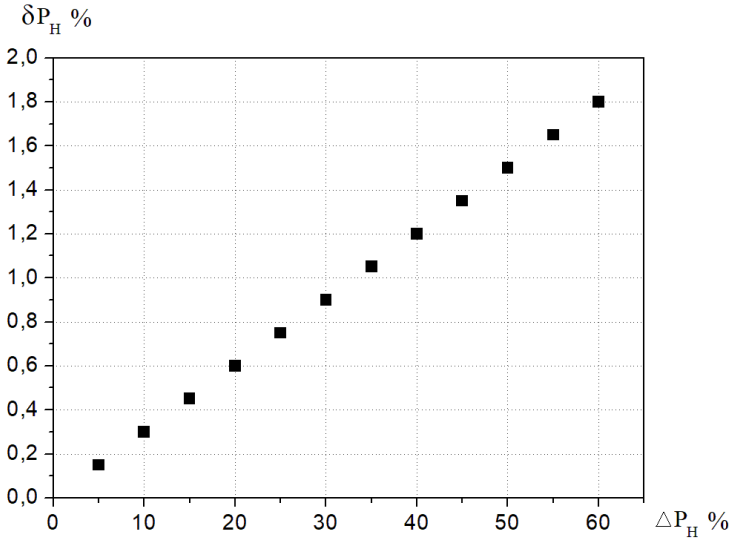


Рис. 2.18. Графік зміни залишку в генеруючої частині енергосистеми при відключенні генераторів для відповідних значень існуючої потужності навантаження по відношенню до початкових умов

При цьому величина генерованої потужності залишається трохи більше величини навантаження (рис. 2.18), що відповідає вимогам на застосування відключення генеруючої частини при зменшенні споживання електричної енергії.

2.6 Загальний алгоритм управління обмеженням підвищення частоти в енергосистемі

З урахуванням проведених досліджень, на рис. 2.19 наведено загальний алгоритм локального управління обмеження підвищення частоти в енергосистемі при виникненні надлишку потужності в генерованої частині системи (при зменшенні навантаження в енергосистемі).

Управління в системі реалізується програмним шляхом електронними засобами (портом введення-виведення) через графічний інтерфейс управління [8].

При завантаженні графічного інтерфейсу робота починається з введення вихідних параметрів: параметри портів введення/виведення сигналів; кількість генераторів M; потужність генераторів P_{ri}; постійні механічної інерції генераторів T_{ji}; абсолютні граничні значення контрольної частоти Δf_k; абсолютні значення частоти 1-го та 2-го ступенів відключення генераторів Δf_{k1}, Δf_{k2}; значення коефіцієнта регулюючого ефекту k_n.

У наступному етапі відбувається формування команд управління і початковими вимірюваннями.

Спочатку формуються команди управління та запуск порту введення-виведення. Далі проводяться вимірювання потужності в енергосистемі – параметри P_{r0}, $P_{н0}$.

Після цього відбувається розрахунок початкових даних - виконується обчислення ключових залежностей:

– Сумарна постійна механічної інерції системи ΣT_{ji}.

– Максимальне абсолютне підвищення частоти від надлишку потужності: $\Delta f_{max} = \xi(\Delta P_H)$ [8].

– Час досягнення частоти Δf_{k1} від надлишку потужності:

$$t_{f1} = z(\Delta P_H)$$

– Час досягнення частоти Δf_{k2}:

$$t_{f2} = q(\Delta P_H)$$

– Потужності розвантаження генераторів для 1-го і 2-го ступенів:

$$\Delta P_{R1} = \varphi(P_{H0}),\ \Delta P_{R2} = \varphi(P_{H0})$$

– Потужності у відсотках:

$$\delta P_{R1} = \frac{P_{r0} - P_{H0}}{P_{H0}} \times 100\%,\ \delta P_{R\text{д}} = \frac{P_{r0} - P_{H0}}{P_{H0}} \times 100\%$$

Наступний крок: циклічний контроль параметрів - виконується повторне вимірювання потужності P_{r0}, P_{H0}, обчислюється надлишок:

$$\Delta P_H = P_{r0} - P_{H0}$$

- Якщо $\Delta P_H > 0$, то розраховується Δf_{max} і порівнюється з Δf_{k1}.
- Якщо $\Delta f_{max} > \Delta f_{k1}$, активується алгоритм розвантаження 1-го ступеня.

Далі відбувається реалізація відключення генераторів 1-го та 2-го ступенів.

Починаючи з генераторів 1-го ступеню, ми виконуємо таку процедуру:

1. Завантажуємо таймер і визначаємо час t_{f1} досягнення частоти Δf_{k1}.

2. Визначаємо генератори, які підлягають відключенню, із сумарною потужністю $\Sigma P_{ri} = \Delta P_{R1}$.

3. Формуємо команди управління для відключення.

4. Після відключення виконуємо повторне вимірювання потужності і визначаємо надлишок у відсотках.

5. Якщо надлишок знову перевищує допустимий рівень, то система переходить до перевірки на Δf_{k2} [8].

Далі відбувається реалізація відключення генераторів 2-го ступеня:

1. Завантажується таймер і визначається час Δf_{k2} досягнення частоти Δf_{k2}.

2. Визначаються генератори, що підлягають відключенню, із сумарною потужністю $\Sigma P_{ri} = \Delta P_{R2}$.

3. Формується команда управління і відключення 2-го ступеня.

4. Система повертається у головний інтерфейс.

У процесі роботи алгоритм спирається на такі досліджені залежності:

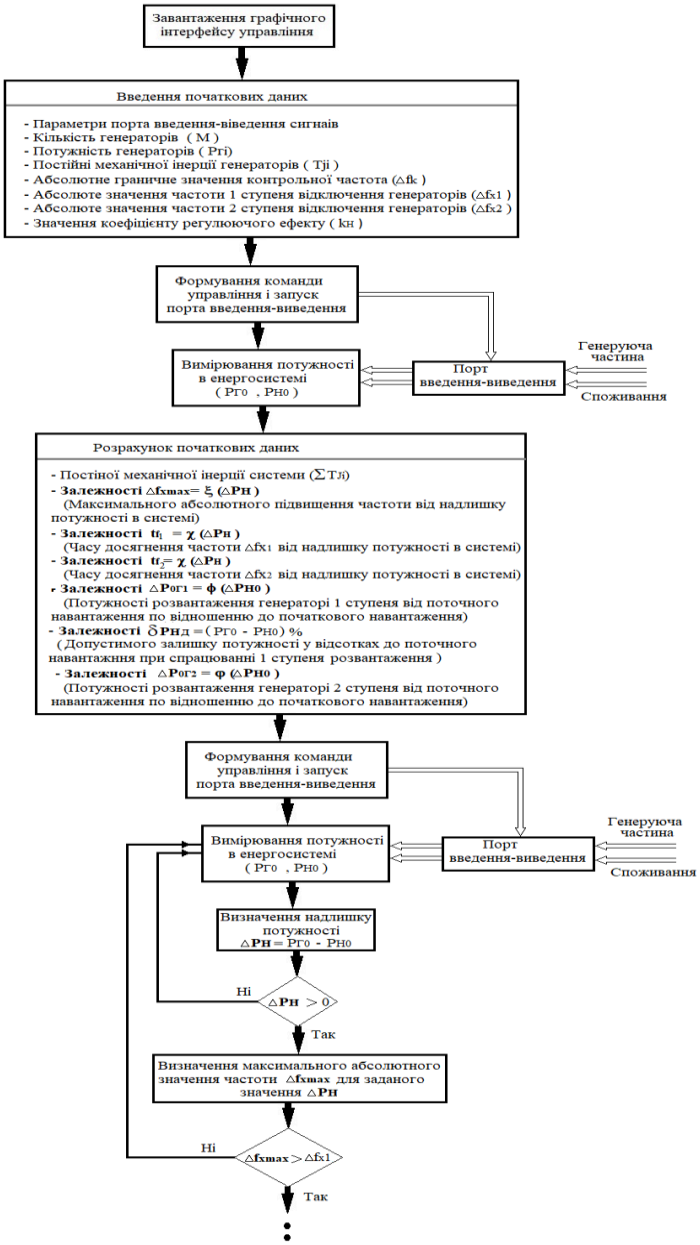
• $\Delta f_{max} = \xi(\Delta P_H)$ - залежність між надлишком потужності та максимальною частотою.

• $t_{f1} = z(\Delta P_H)$ та $t_{f2} = q(\Delta P_H)$ - залежності часу досягнення критичних частот від надлишку потужності.

• $\Delta P_{R1} = \varphi(P_{H0})$ та $\Delta P_{R2} = \varphi(P_{H0})$ - залежності потужності розвантаження генераторів від початкового навантаження.

• δP_{R1} та $\delta P_{Rд}$ - надлишок потужності у відсотках.

Цей алгоритм є автоматизованою системою управління, яка в режимі реального часу аналізує баланс потужностей в енергосистемі. Також приймає рішення про поетапне відключення генераторів з метою стабілізації частоти. Він враховує як статичні (початкові параметри генераторів), так і динамічні (надлишок потужності, швидкість зміни частоти) характеристики [9].



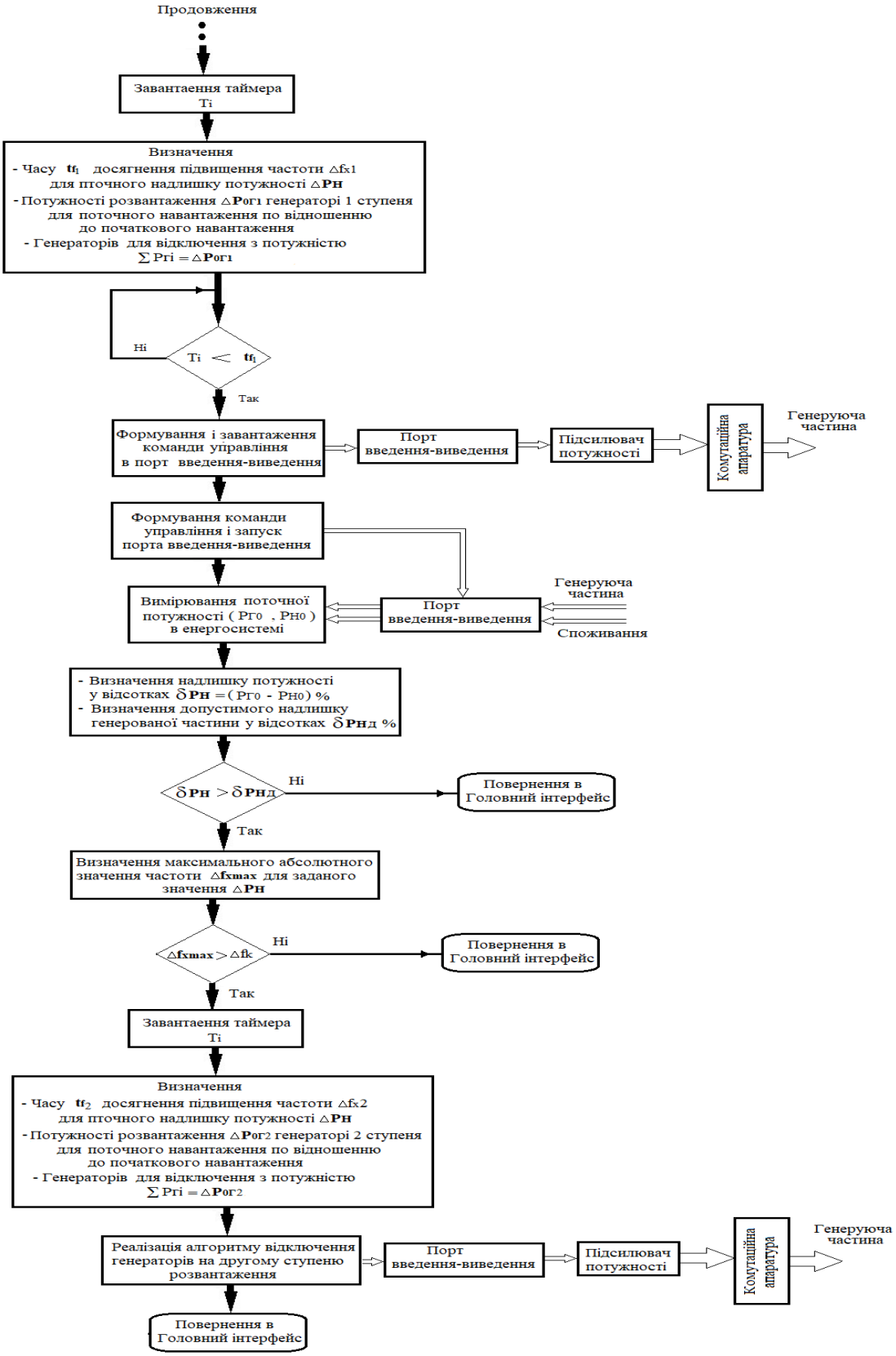


Рис. 2.19 Загальний алгоритм локального управління обмеження підвищення частоти в енергосистемі при виникненні надлишку потужності в генерованої частині системи [9]

РОЗДІЛ 3
АРХІТЕКТУРА ПОБУДОВИ АВТОМАТИЗОВАНОЇ СИСТЕМИ УПРАВЛІННЯ ОБМЕЖЕННЯ ПІДВИЩЕННЯ ЧАСТОТИ В ЕНЕРГОСИСТЕМІ

3.1. Рівні організації автоматизованих систем управління з застосуванням обчислювальної техніки

Автоматизовані системи управління (АСУ) з використанням обчислювальної техніки побудовано за ієрархічним принципом. Це означає, що управління здійснюється на кількох взаємопов'язаних рівнях. Кожен рівень має власні завдання, технічні засоби та функціональні особливості. Такий підхід дозволяє забезпечити ефективне збирання, обробку та аналіз інформації, а також оперативне прийняття управлінських рішень [11].

Рис. 3.1. Схема автоматизованої системи управління [11]

Нижній рівень (польовий рівень) відповідає за пряму взаємодію з об’єктом управління. Тут використовуються датчики, виконавчі механізми, контролери та інші первинні пристрої. Основне завдання цього рівня є вимірювання фізичних параметрів (таких як: температури, тиску, струму, напруги, швидкості тощо) і виконання команд управління.

Технічними засобами на нижньому рівні є: датчики, ПЛК (тобто програмовані логічні контролери), частотні перетворювачі, реле, пускачі [11].

Середній рівень (а саме: рівень автоматизованого управління) виконує функції локального управління технологічними процесами. Тут застосовуються локальні обчислювальні машини, SCADA-системи, операторські панелі [11].

Технічними засобами на середньому рівні є: SCADA-системи, HMI-панелі, промислові ПК, локальні сервери [11].

Функції середнього рівня такі: контроль технологічних параметрів, сигналізація аварій, архівація даних, можливість втручання оператора.

На верхньому рівні (рівень управління підприємством) здійснюється інтегроване управління всією діяльністю підприємства [11].

Технічними засобами на верхньому рівні є: сервери баз даних, ERP-системи, корпоративні мережі, аналітичні програмні комплекси [11].

Функції верхнього рівня такі: планування виробництва, оптимізація витрат, прогнозування навантажень, формування звітів.

Завдяки такій багаторівневій організації досягається безперервний цикл: від вимірювання, до обробки та далі до управлінського рішення. Це дозволяє зменшити людський фактор, збільшити точність та швидкість прийняття рішень, а також забезпечити гнучкість виробничих процесів [11].

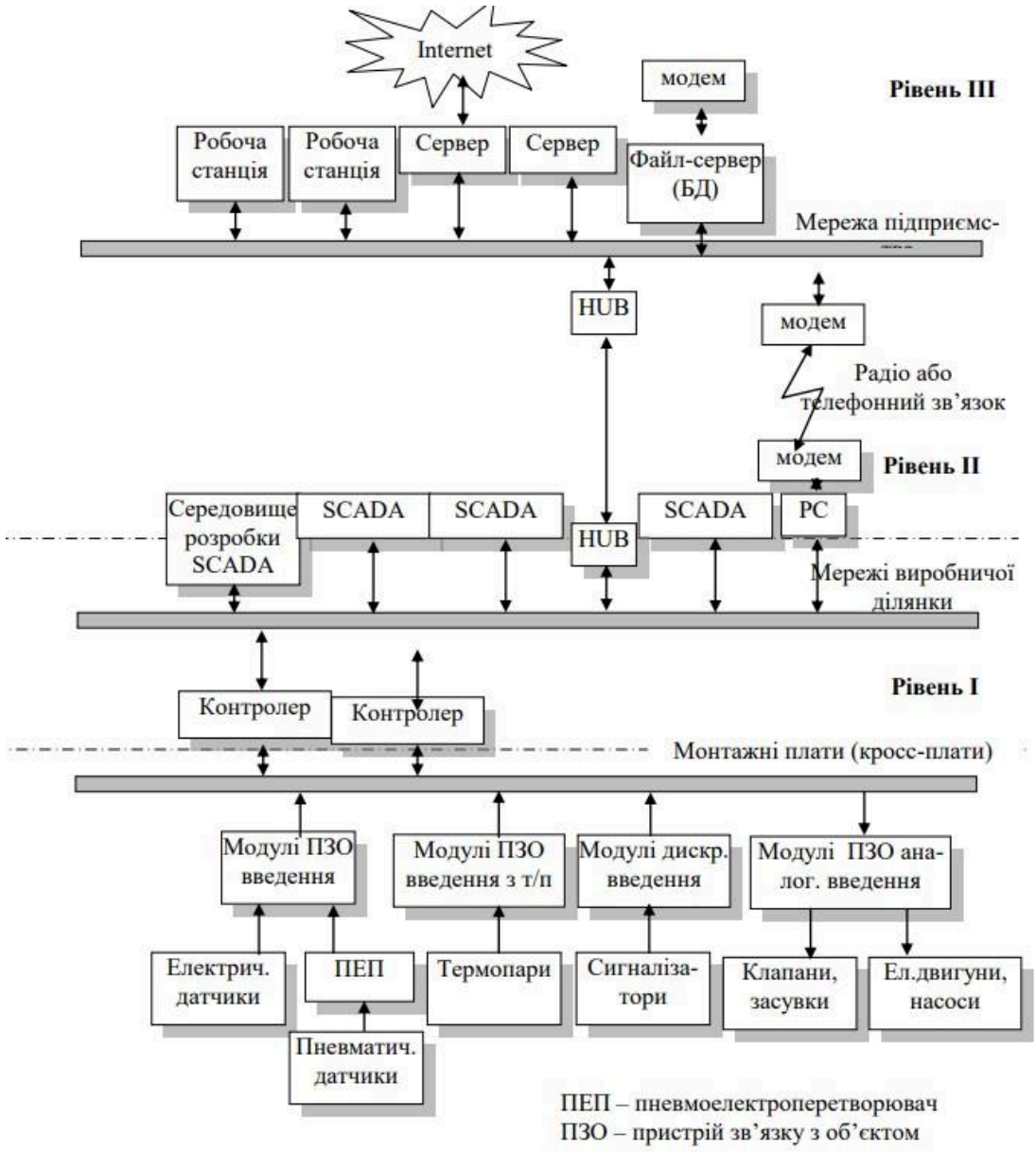


Рис. 3.2. Розгорнута схема сучасної АСУ [11]

Надзвичайно важливою особливістю сучасних АСУ є застосування персональних комп'ютерів (ПК) з програмно керованими портами вводу/виводу.

Використання ПК з програмно керованими портами дозволяє значно знизити вартість впровадження АСУ. Забезпечує масове застосування універсального обладнання. Також створює умови для подальшого розвитку концепції «цифрового підприємства» [11].

3.2. Структура автоматизованої системи управління обмеження підвищення частоти в енергосистемі

Сучасні підходи до побудови АСУ в електроенергетиці, у тому числі систем обмеження підвищення частоти, базуються на принципі централізації обчислювальних функцій та гнучкості конфігурації. Характерною особливістю таких систем є перехід від жорстко реалізованої апаратної логіки до програмно-керованих архітектур. Це відбувається на базі промислових комп'ютерів або мікропроцесорних контролерів [12].

Основна ідея полягає у розподілі функцій між апаратними та програмними засобами. Апаратна частина виконує мінімальний набір завдань, а саме: вимірювання, перетворення та передавання сигналів. Тоді як аналіз даних, обчислення параметрів, прийняття рішень і формування керуючих команд реалізуються програмно на центральному процесорі [12]. Даний підхід дозволяє використовувати стандартні ресурси комп'ютера, а саме: обчислювальну потужність, оперативну та постійну пам'ять, також мережеві інтерфейси для інтеграції в АСУ ТП.

Структурна схема комп'ютерно-інтегрованої АСУ обмеження підвищення частоти наведена на рисунку 3.3 [13].

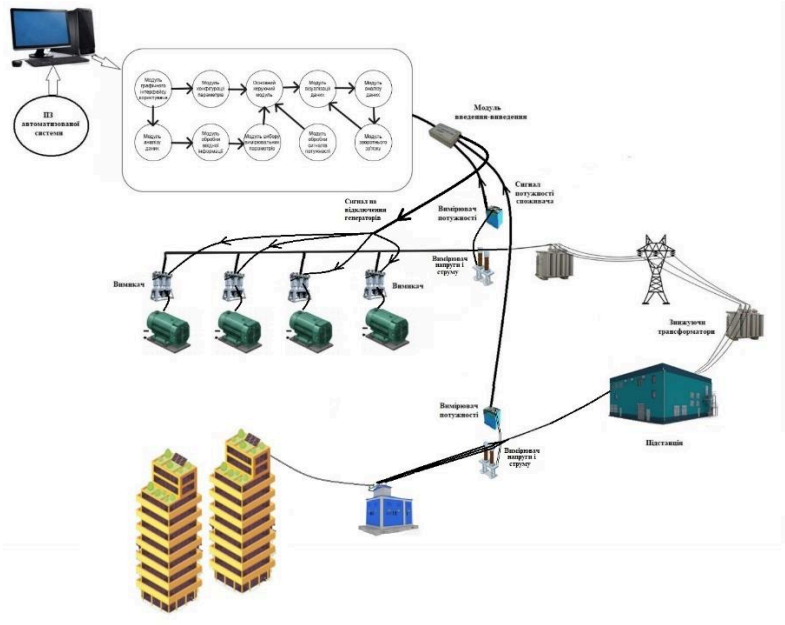


Рис. 3.3. Структурна схема комп'ютерно-інтегрованої АСУ

Система включає: первинні вимірювальні перетворювачі напруги та струму, пристрої зв'язку з об'єктом (модулі аналогового вводу та дискретного виводу), центральний обчислювальний пристрій, об'єкти генерації, елементи електроенергетичної мережі, виконавчі механізми та автоматизоване робоче місце оператора. Обмін даними між модулями та комп'ютером здійснюється через стандартні інтерфейси, в тому числі USB, що спрощує архітектуру системи [14].

Робота системи відбувається в реальному часі. Має циклічний характер. Вимірювальні сигнали оцифровуються, після цього програмне забезпечення обчислює поточне значення частоти, аналізує його відносно заданих уставок і. У разі перевищення допустимих меж - формує керуючий вплив. Керуючі сигнали передаються на виконавчі механізми, які забезпечують зниження частоти, а саме шляхом регулювання генерації або навантаження. Усі події фіксуються в архіві та відображаються на АРМ оператора. Запропонована структура АСУ забезпечує надійне та оперативне обмеження підвищення частоти в електроенергетичній системі. Поєднуються апаратні та програмні засоби відповідно до сучасних технічних і нормативних вимог [14].

3.3. Основні компоненти автоматизованої систему управління обмеження підвищення частоти в енергосистемі

Ефективність та надійність АСУ обмеженням підвищення частоти прямо залежить від характеристик її ключових апаратних компонентів. Кожен елемент у ланцюзі «вимірювання - аналіз - дія» відіграє вирішальну роль у забезпеченні загальної швидкодії та точності системи. Нижче розглянемо основні компоненти, що складають її структуру [15].

Первинні вимірювальні перетворювачі - це «органи чуття» системи. Їхнє завдання – перетворити високовольтні та сильнострумові параметри енергосистеми у нормовані, безпечні сигнали для подальшої обробки [15].

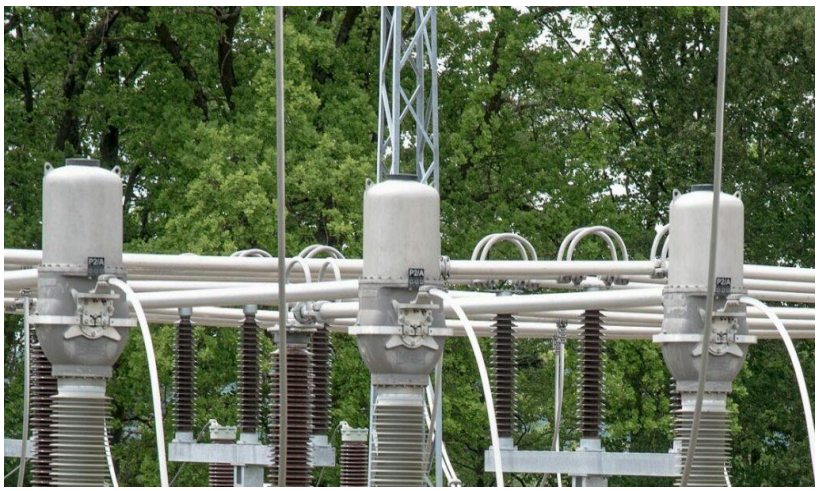


Рис. 3.4. Вимірювальні трансформатори напруги [15]

Первинний вимірювач потужності - часто багатофункціональний цифровий пристрій, який підключається до вторинних обмоток ТН і ТС. Він виконує функцію не лише вимірювання, але й попередньої обробки даних.

Рис. 3.5. Первинний вимірювач потужності [15]

Промисловий комп'ютер - це комп'ютер або мікропроцесорний контролер, що є центральним обчислювальним пристроєм – так сказати, «мозком» усієї системи. На відміну від офісного ПК, він спроектований для безперебійної роботи у важких промислових умовах. Саме він отримує дані від первинних перетворювачів. Також виконує закладений в нього алгоритм аналізу частоти і приймає рішення про необхідність керуючого впливу.

Програмно-алгоритмічне забезпечення включає: модулі обробки сигналів, алгоритми швидкого реагування, систему аварійних повідомлень і протоколи взаємодії з SCADA [16].

Рис. 3.6. Промисловий комп'ютер [16]

Його головні особливості такі: висока надійність (розрахований на десятки тисяч годин безвідмовної роботи); захищене виконання (має міцний корпус, захист від пилу, вологи, вібрацій та електромагнітних полів); пасивне охолодження (відсутність вентиляторів усуває рухомі частини, що підвищує надійність); наявність спеціалізованих портів для підключення промислового обладнання [16].

Порти вводу-виводу – це фізичні інтерфейси, що забезпечують зв'язок між комп'ютером та зовнішнім світом (датчиками та виконавчими механізмами). Вони є частиною пристроїв зв'язку з об'єктом (ПЗО).

Рис. 3.7. Порт введення-виведення Mdaq12 [16]

Основні характеристики та типи портів:

– Призначення портів такі: можуть бути вхідними (для прийому даних, наприклад, від вимірювача потужності) або вихідними (для передачі команд, наприклад, на вимикач) [16].

– Тип інтерфейсу портів: RS-485 (промисловий стандарт для надійного зв'язку на великі відстані (до 1200 м) в умовах сильних електромагнітних перешкод, зазвичай використовується з протоколом Modbus RTU); Ethernet (забезпечує високу швидкість передачі даних та легку інтеграцію в локальну комп'ютерну мережу підприємства для моніторингу та диспетчеризації); USB (часто використовується для підключення зовнішніх модулів вводу-виводу в умовах близького розташування обладнання, забезпечуючи при цьому простоту підключення та налаштування); гальванічна розв'язка (обов'язкова характеристика для промислових портів. Захищає внутрішні схеми комп'ютера від високовольтних імпульсних перешкод, що можуть виникнути на лініях зв'язку) [16].

Виконавчий пристрій (силовий вимикач) – це високовольтний комутаційний апарат, що виконує команду, згенеровану комп'ютером. У задачі обмеження підвищення частоти його функція полягає у виконанні дії, що призведе до споживання надлишкової активної потужності. Це може бути, наприклад, підключення спеціальних навантажувальних (гальмівних) резисторів або іншого заздалегідь визначеного навантаження.

Рис. 3.8 Силовий вимикач [15]

Керування вимикачем відбувається через його привід, який отримує дискретний сигнал (зазвичай 24 В або 220 В) від вихідного порту АСУ.

Ключові характеристики силового вимикача такі: номінальна напруга та струм (повинні відповідати параметрам мережі, в якій він встановлений); відключаюча здатність (здатність гарантовано розривати ланцюг при протіканні струмів короткого замикання); власний час спрацювання (інтервал часу від моменту подачі команди на привід до повного замикання/розмикання його головних контактів. Є критичним для швидкої дії АСУ. Зазвичай становить 20–60 мс для сучасних елегазових і вакуумних вимикачів) [15].

Керуючі дії силового вимикача реалізуються за допомогою:

– Генераторних вимикачів типу FKG2S. Вони забезпечують швидке та безпечне відключення генераторів від мережі в аварійних режимах.

Рис. 3.8. Генераторний вимикач типу FKG2S [15]

– Вимикачів з дистанційним управлінням. Вони дозволяють автоматично або за командою диспетчера через SCADA здійснювати відключення або ж переключення навантаження, мінімізуючи при цьому час реакції на зростання частоти.

– Автоматичних регуляторів турбін та систем збудження генераторів. Вони дозволяють плавно знижувати потужність без відключення блоку.

Передача інформації та команд здійснюється через цифрові канали збору даних від Mdaq12, промислові мережі (Ethernet, оптоволоконні лінії, протоколи IEC 60870, IEC 61850) та резервовані системи зв’язку для підвищення надійності [15].

Комплексний підхід до підтримання стійкості енергосистеми забезпечується завдяки інтеграції АСУ із системами релейного захисту та протиаварійної автоматики.

На рівні диспетчерського управління застосовуються: SCADA-системи для відображення даних з АСРМ, перетворювачів потужності та портів Mdaq12; автоматизовані робочі місця диспетчерів (дозволяють здійснювати моніторинг у режимі реального часу); засоби дистанційного керування вимикачами (FKG2S, дистанційні вимикачі).

Для точного контролю за балансом потужності та частотою застосовуються: датчики активної потужності АСРМ-50/100/150 – це спеціалізовані пристрої для вимірювання активної потужності у діапазонах 50, 100 та 150 кВт; перетворювачі активної потужності. Виконують функцію перетворення виміряного аналогового сигналу; також порти введення-виведення Mdaq12 – модульні плати збору даних. Дозволяють підключати датчики потужності, напруги, струму та передавати оцифровані дані у реальному часі на керуючі комп’ютери [15].

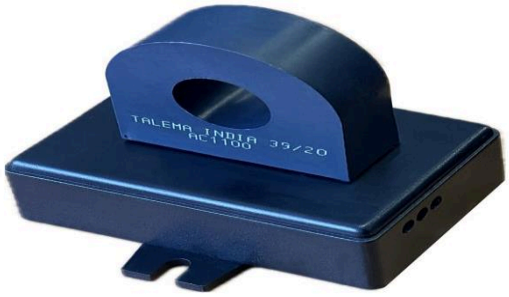


Рис. 3.6. Датчик активної потужності АСРМ-50/100/150 [15]

Система виявляє надлишок потужності та підвищення частоти завдяки тому, що ці елементи створюють основу моніторингової підсистеми.

Виконавчі пристрої (генераторні та дистанційні вимикачі, регулятори турбін) здійснюють оперативне втручання у режим роботи енергосистеми. Комплексну основу для підвищення стійкості електроенергетичної системи забезпечує інтеграція з протиаварійною автоматикою, системами релейного захисту та диспетчерськими комплексами [15].

РОЗДІЛ 4
АРХІТЕКТУРА ПОБУДОВИ ПРОГРАМНОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ АВТОМАТИЗОВАНОЇ СИСТЕМУ УПРАВЛІННЯ ОБМЕЖЕННЯ ПІДВИЩЕННЯ ЧАСТОТИ В ЕНЕРГОСИСТЕМІ

4.1 Загальні принципи побудови програмного забезпечення автоматизованих систем управління.

Програмне забезпечення – це ядро автоматизованої системи управління. Саме воно реалізує логіку функціонування АСУ. Також забезпечує взаємодію між апаратними компонентами. Архітектура програмного забезпечення будується за багаторівневим принципом. Це підвищує надійність, спрощує розробку та подальше обслуговування системи. В загальному, програмне забезпечення АСУ поділяється на системне та спеціалізоване (тобто, прикладне) [17].

Системне програмне забезпечення формує базове середовище роботи АСУ. Забезпечує взаємодію з апаратними ресурсами. До його складу належать операційні системи, можна виділити операційні системи реального часу (QNX, VxWorks, спеціалізовані версії Linux), які гарантують детермінований час реакції на зовнішні події. Важливу роль відіграють драйвери пристроїв. Вони забезпечують обмін даними з модулями вводу-виводу. Також системні бібліотеки й утиліти для діагностики, моніторингу та адміністрування. Системне ПЗ створює стабільну платформу для реалізації прикладних алгоритмів управління [18].

Спеціалізоване програмне забезпечення реалізує безпосередні функції управління. Також має модульну структуру. До його складу входять:

– модуль збору даних. Він здійснює опитування вимірювальних пристроїв;

– модуль обробки даних і реалізації алгоритмів. Виконує фільтрацію сигналів, аналіз частоти, порівняння з уставками та формування керуючих дій;

– модуль людино-машинного інтерфейсу (HMI). Забезпечує візуалізацію параметрів і стану системи для оперативного персоналу;

– модуль архівації, що використовується для збереження вимірювань і реєстрації подій;

– модуль комунікації. Використовується для обміну інформацією з диспетчерськими та суміжними системами [18], [19].

Програмне забезпечення АСУ повинно відповідати вимогам надійності, масштабованості, сумісності, інформаційної безпеки. Також повинне забезпечувати роботу в режимі реального часу з мінімальними затримками.

Тому можна зробити висновок, що поєднання системного та прикладного програмного забезпечення утворює єдиний програмний комплекс. Він забезпечує ефективну, гнучку та надійну роботу автоматизованої системи управління обмеженням підвищення частоти в електроенергетичній системі [19].

4.2. Структура програмного забезпечення автоматизованої систему управління обмеження підвищення частоти в енергосистемі автоматизованої систему управління обмеження підвищення частоти в енергосистемі

Програмне забезпечення - це головний елемент, що реалізує інтелектуальну складову автоматизованої системи управління. Його архітектура побудована за модульним принципом. Це забезпечує гнучкість, надійність та можливість подальшої модернізації. Кожен модуль відповідає за чітко визначене коло завдань. Також взаємодіє з іншими через стандартизовані програмні інтерфейси.

Структура ПЗ, що реалізує алгоритм обмеження підвищення частоти, складається з наступних основних модулів (див. рис. 4.1) [20].

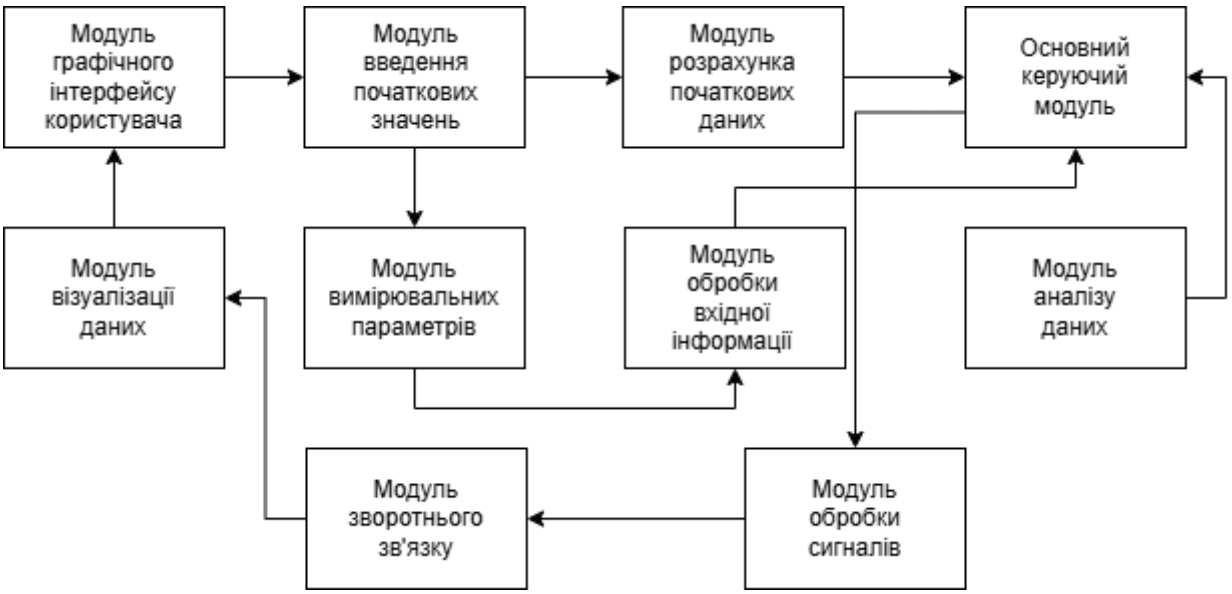


Рис. 4.1. Модульна структура програмного забезпечення

Важливим елементом є модуль налаштування інтерфейсів та портів зв’язку. Він відповідає за організацію інформаційного обміну між системою, первинними вимірювальними пристроями та суміжними інформаційними комплексами. Його завданням є встановлення протоколів комунікації, параметрів обміну та контроль достовірності переданих даних [20].

Наступним функціональним блоком є модуль налаштування параметрів енергосистеми. У цьому модулі задаються допустимі діапазони зміни частоти, уставки регулювання та інші характеристики. Ці характеристики дозволяють адаптувати роботу системи під конкретні умови експлуатації. Центральне місце у структурі займає аналітичний модуль. Він реалізує алгоритм обмеження підвищення частоти [20].

Згенеровані рішення передаються до модуля керування виконавчими пристроями. Модуль забезпечує формування команд для релейного захисту, автоматизованих контролерів та комутаційних апаратів [20].

Завершальною ланкою програмного комплексу є модуль архівування та звітності. Даний модуль здійснює накопичення даних, збереження інформації про аварійні події та реалізовані керуючі впливи. Також він формує підсумкові звіти за вибрані часові періоди [21].

Модуль графічного інтерфейсу користувача (HMI) – це головний, інтегруючий модуль. Він слугує оболонкою для всієї системи та забезпечує взаємодію з оператором.

1. Призначення модуля HMI: надання оператору засобів для конфігурації, моніторингу та управління системою в реальному часі.

2. Функції модуля HMI: запуск та зупинка роботи основного керуючого алгоритму; надання доступу до інших модулів; відображення ключової інформації, що отримана від модулів візуалізації; сигналізація про аварійні та попереджувальні стани; ведення журналу дій оператора.

3. Зв'язки модуля HMI: взаємодіє практично з усіма іншими модулями, виступає в ролі координатора [22].

Модуль конфігурації параметрів – це модуль, що відповідає за введення та збереження всіх початкових даних, що необхідні для коректної роботи алгоритмів.

1. Призначення модуля конфігурації параметрів: налаштування параметрів системи під конкретний об'єкт управління.

2. Функції модуля конфігурації параметрів: налаштування порту вводу-виводу (вибір комунікаційного порту, налаштування швидкості, протоколу обміну даними); налаштування параметрів енергосистеми (введення таких даних, як кількість генераторів, постійні механічної інерції, статизм регуляторів частоти, значення початкового навантаження тощо); налаштування уставок регулювання (завдання абсолютних значень частоти для спрацювання 1-го та 2-го ступенів відключення); розрахунок похідних параметрів та залежностей, які використовуються для прискорення роботи основного алгоритму.

3. Зв'язки модуля конфігурації параметрів: викликається з головного модуля (HMI). Збережені ним параметри передаються в основний керуючий модуль [19].

Основний керуючий модуль (реалізація алгоритму) – це ядро програмного забезпечення. Виконує всю логіку управління в реальному часі відповідно до наданого алгоритму.

1. Призначення основного керуючого модуля: аналіз стану енергосистеми та прийняття рішень щодо необхідності керуючого впливу.

2. Функції основного керуючого модуля: безперервне опитування порту вводу-виводу для отримання поточних значень потужності (Рго, Рно); обчислення надлишку потужності в системі (ΔРн); визначення максимального прогнозованого відхилення частоти (Δfmax) для поточного надлишку потужності; порівняння Δfmax з уставками Δfк1 та Δfк2 для активації відповідного ступеня розвантаження; розрахунок необхідної потужності розвантаження (ΔРрозг1, ΔРрозг2) та часу для досягнення уставки (ti); керування таймерами затримок; формування та відправка команд на розвантаження через порт вводу-виводу.

3. Зв'язки основного керуючого модуля: отримує налаштування від модуля конфігурації. Постійно взаємодіє з апаратним забезпеченням через порт. Передає поточні дані та результати роботи в модулі візуалізації [19].

Модуль візуалізації даних – це модуль, що відповідає за наочне представлення інформації про роботу системи для оператора. Він не виконує керуючих функцій. Але є критично важливим для моніторингу та аналізу.

1. Призначення модуля візуалізації даних: перетворення масивів числових даних у зручний для сприйняття графічний вигляд.

2. Функції модуля візуалізації даних включають: модуль побудови графіків, модуль виведення табличних даних і модуль архівації. В модулі побудови графіків відбувається відображення динаміки зміни ключових параметрів у часі (графіки-тренди), наприклад, f(t) та P(t). Це дозволяє оператору візуально оцінювати перехідні процеси; в модулі виведення табличних даних відбувається представлення поточних значень параметрів (частота, потужність, стан вимикачів, уставки) у вигляді таблиць.

3. Зв'язки модуля візуалізації даних: отримує дані від основного керуючого модуля. Відображає їх у головному вікні HMI [19].

Модуль збору даних – це модуль, що відповідає за безпосередній збір та первинну валідацію вимірювальних даних від фізичних давачів та первинних

перетворювачів. Він є інтерфейсом між апаратним забезпеченням збору даних та програмною частиною системи. Модуль збору даних має такі функції:

– Опитування генераторів: забезпечує періодичне зчитування аналогових або цифрових сигналів від вимірювальних перетворювачів (наприклад, вимірювальних трансформаторів напруги та струму, генераторів частоти тощо).

– Перетворення сигналів: якщо первинні дані надходять у вигляді аналогових сигналів, то модуль координує їх перетворення в цифровий формат. Це відбувається за допомогою аналого-цифрових перетворювачів (АЦП) [19].

– Первинна фільтрація та перевірка цілісності: здійснює базову фільтрацію для видалення шуму. Також перевіряє дані на цілісність та відповідність діапазонам (наприклад, чи не виходять значення за допустимі межі, чи коректна контрольна сума для цифрових даних).

– Часова прив'язка: кожне отримане значення асоціюється з точною міткою часу. Це відбувається для подальшого синхронного аналізу.

– Вхідні дані: фізичні сигнали (аналогові або цифрові пакети) від апаратних модулів вводу.

– Вихідні дані: масиви оцифрованих, первинно відфільтрованих і часово прив'язаних вимірювальних значень (наприклад, частота, напруга, струм, активна/реактивна потужність) [19].

Модуль обробки вхідної інформації – це модуль, що приймає первинні вимірювальні дані від модуля вимірювальних параметрів. Він виконує їх більш глибоку обробку та перетворення для подальшого аналізу та використання керуючими алгоритмами.

Функції модуля обробки вхідної інформації: масштабування та нормування (переводить сирі цифрові значення у фізичні одиниці вимірювання); інженерні розрахунки (виконує складніші розрахунки на основі отриманих параметрів); агрегація даних (збирає дані з кількох джерел для формування повного знімка стану об'єкта управління); форматування (готує дані у форматі, зручному для використання модулем аналізу даних); вхідні дані (оцифровані та часово прив'язані вимірювальні значення); вихідні дані (оброблені,

масштабовані, розраховані параметри в інженерних одиницях, готові до аналізу) [19].

Модуль аналізу даних – це модуль, що виконує аналітичну функцію. Він порівнює поточні параметри системи зі заданими уставками, пороговими значеннями та алгоритмами. Це, можна сказати, «мозок», що приймає рішення.

Функції модуля аналізу даних: визначення режиму роботи енергосистеми (нормальний, попереджувальний, аварійний) на основі поточних параметрів; порівняння з уставками – зіставлення оброблених значень (зокрема частоти) з порогами спрацювання Δfк1, Δfк2; реалізація керуючих алгоритмів – формування послідовності дій у разі перевищення уставок з урахуванням часу затримки; прогнозування розвитку режиму та формування попереджувальних керуючих дій (у розширених конфігураціях); діагностика аномалій, що можуть свідчити про несправності обладнання; вхідні дані – оброблені параметри та конфігураційні уставки; вихідні дані – рішення щодо керуючого впливу, його тип, розраховані керуючі значення і поточний статус системи [19].

Модуль обробки сигналів – це модуль, що тісно пов'язаний з модулем вимірювальних параметрів або є його частиною. Але він може бути виділений для виконання спеціалізованих математичних операцій над виміряними сигналами.

Функції модуля обробки сигналів: цифрова фільтрація вимірювальних сигналів (КІХ, БІХ) для зменшення шумів і гармонік; спектральний аналіз із застосуванням перетворення Фур’є; обчислення похідних параметрів (dP/dt, df/dt), що необхідні для керуючих алгоритмів; кореляційний аналіз взаємозв’язку між сигналами; вхідні дані – сирі або первинно відфільтровані сигнали; вихідні дані – очищені сигнали, їх похідні та спектральні характеристики, передані до модулів обробки й аналізу даних [19].

Модуль зворотного зв'язку (або ж Модуль формування та виконання команд) – це модуль, що відповідає за перетворення рішень, що були прийняті модулем аналізу даних, у фізичні керуючі дії на об'єкті управління. Він є, можна сказати, «руками» системи.

Функції модуля зворотного зв'язку: формування керуючих команд на основі рішень модуля аналізу даних; перетворення команд у сигнали, що придатні для апаратних виконавчих механізмів (релейні або цифрові); взаємодія з виконавчим обладнанням через пристрої дискретного виводу та спеціалізовані контролери; моніторинг виконання команд і контроль їх успішності; реалізація захисних функцій, включаючи блокування небезпечних дій та аварійних відключень; вхідні дані – рішення щодо керуючого впливу; вихідні дані – фізичні керуючі сигнали та статус виконання команд [19].

Тому можна зробити висновок, що модульна структура програмного забезпечення забезпечує логічний розподіл функцій між окремими компонентами та їх узгоджену взаємодію. Це дозволяє реалізувати надійне й ефективне управління частотою в електроенергетичній системі. Використання модульного підходу спрощує супровід і модернізацію програмного комплексу. Також підвищує його адаптивність до зміни умов експлуатації [19].

Поетапна обробка інформації – від збору й підготовки даних до формування керуючих дій, візуалізації та архівування результатів – забезпечує оперативне реагування на відхилення частоти. Також підвищує стійкість і надійність роботи енергосистеми в аварійних режимах [19].

4.3 Побудова графічного інтерфейсу

Графічний інтерфейс користувача (GUI) або HMI, є ключовим елементом будь-якої автоматизованої системи управління. Його якість безпосередньо впливає на ефективність роботи оператора, швидкість прийняття рішень, точність керування та безпеку експлуатації об'єкта. Добре спроектований HMI дозволяє оператору легко сприймати складну інформацію. Ефективно взаємодіяти з системою [18].

Загальні принципи побудови HMI ґрунтуються на низці ергономічних та психологічних принципів. Вони забезпечують його функціональність та зручність використання [18].

Основним принципом є орієнтація на користувача. Вона передбачає врахування професійного досвіду та когнітивних можливостей оператора. Також використання зрозумілої термінології й мінімальної кількості дій для виконання типових операцій. Інтерфейс повинен відзначатися простотою та ясністю. Не повинен бути перевантаженим другорядною інформацією, що знижує когнітивне навантаження [18].

Важливою вимогою є візуальна ієрархія інформації. Критично важливі параметри (поточна частота, аварійні сигнали) мають бути чітко виділені, тоді як допоміжні дані – за потреби доступні. Послідовність оформлення елементів інтерфейсу (кнопок, меню, кольорів, шрифтів) зменшує ймовірність помилок. Також скорочує час навчання персоналу [18].

Інтерфейс повинен забезпечувати зворотний зв'язок, інформуючи оператора про стан системи та результати виконання команд. Також повинен мати стійкість до помилок, що реалізується через підтвердження критичних дій і запобігання некоректному введенню даних. Підвищенню оперативності управління сприяє наочна візуалізація параметрів. А саме: у вигляді графіків, трендів і мнемосхем [18].

Для системи управління обмеженням підвищення частоти HMI зазвичай включає такі головні елементи та розділи:

1. Основний екран моніторингу (Мнемосхема):

– Відображає схематичне представлення відповідної ділянки енергосистеми з ключовими елементами (генератори, лінії електропередач, навантаження).

– Надає поточні значення частоти, напруги, потужності в критичних точках.

– Візуалізує стан виконавчих пристроїв за допомогою кольорових індикаторів.

– Відображає активні сигнали тривоги та попередження [18].

2. Панель керування та уставок:

– Дозволяє оператору переглядати та, за необхідності, змінювати уставки для спрацювання алгоритму (наприклад, порогові значення частоти, часові затримки).

– Надає кнопки для ручного керування (наприклад, тестовий запуск, примусове відключення). Якщо це передбачено архітектурою системи.

– Вимога підтвердження для критичних дій.

Екран графіків (Тренди):

– Відображає історію зміни ключових параметрів (частота, активна/реактивна потужність) у вигляді часових графіків.

– Можливість масштабування та прокручування графіків для детального аналізу.

– Наявність кількох вікон графіків для одночасного порівняння різних параметрів [18].

Журнал подій та тривог:

– Хронологічний перелік усіх подій у системі.

– Можливість фільтрації та пошуку подій за часом, типом або пріоритетом.

– Чітке виділення тривожних повідомлень.

Екран діагностики та налаштувань:

– Інформація про стан апаратних компонентів системи (наприклад, статус портів вводу/виводу, стан зв'язку).

– Можливості для калібрування давачів, налаштування системного часу.

– Доступ до системних логів для виявлення та усунення несправностей.

Для створення HMI в промислових АСУ часто використовуються спеціалізовані програмні платформи:

– SCADA-системи: готові програмні пакети (наприклад, Siemens WinCC, Wonderware InTouch, GE iFIX, АСУ 3.0), що надають широкий набір інструментів. Це відбувається для розробки графічних інтерфейсів, збору та архівації даних, реалізації логіки керування. Вони є насправді стандартом для великих промислових об'єктів [18].

– Середовища розробки: для менших або високоспеціалізованих систем HMI може бути розроблений на мовах програмування високого рівня (C#, Python з бібліотеками GUI, C++ з Qt/MFC). Використовуються спеціалізовані бібліотеки для роботи з промисловими протоколами.

Важливим аспектом є ієрархічна структура інтерфейсу. Тобто оператор повинен мати змогу отримати загальну картину стану енергосистеми. За необхідності, перейти до деталізації окремих вузлів чи елементів.

Окрему увагу приділяють зручності управління. Інтерфейс має забезпечувати швидкий доступ до основних функцій. До таких функцій належать: перегляд журналу подій, зміни параметрів налаштувань, запуск алгоритмів обмеження підвищення частоти [18].

Також важливим є модуль відображення динаміки процесів. Для цього передбачаються графіки зміни параметрів у часі. Це дозволяє оператору оцінити тенденції розвитку аварійної ситуації. І своєчасно прийняти рішення.

Отже, можна зробити висновок, що побудова графічного інтерфейсу управління енергосистемою ґрунтується на поєднанні інформативності та зручності використання. Це дозволяє підвищити оперативність дій диспетчерського персоналу. А також забезпечити ефективний контроль за станом енергетичного комплексу [18].

В ході виконання кваліфікаційної роботи я побудував графічний інтерфейс автоматизованої системи управління обмеження підвищення частоти:

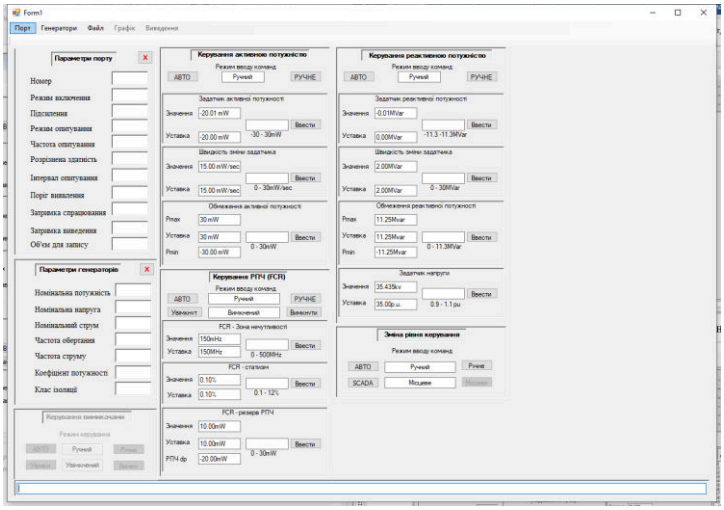


Рис. 4.2. Графічний інтерфейс керування

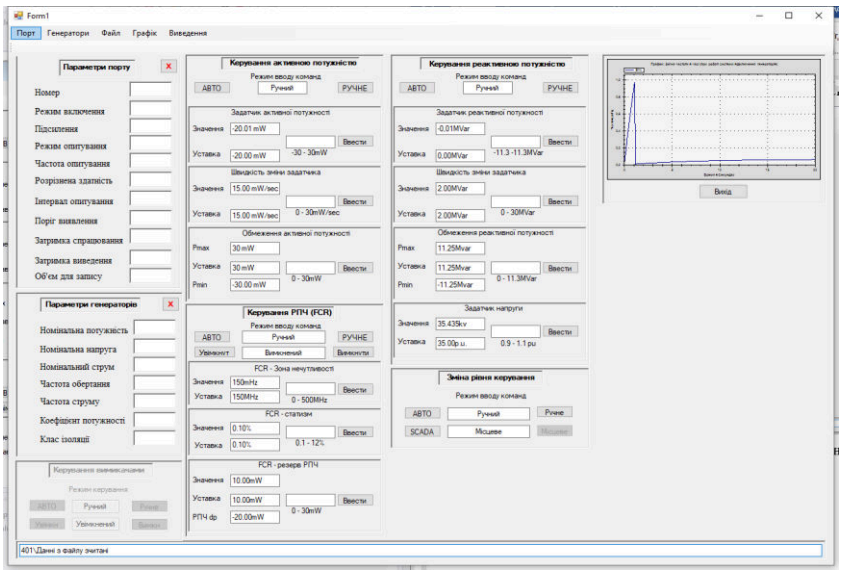


Рис. 4.3. Графічний інтерфейс керування

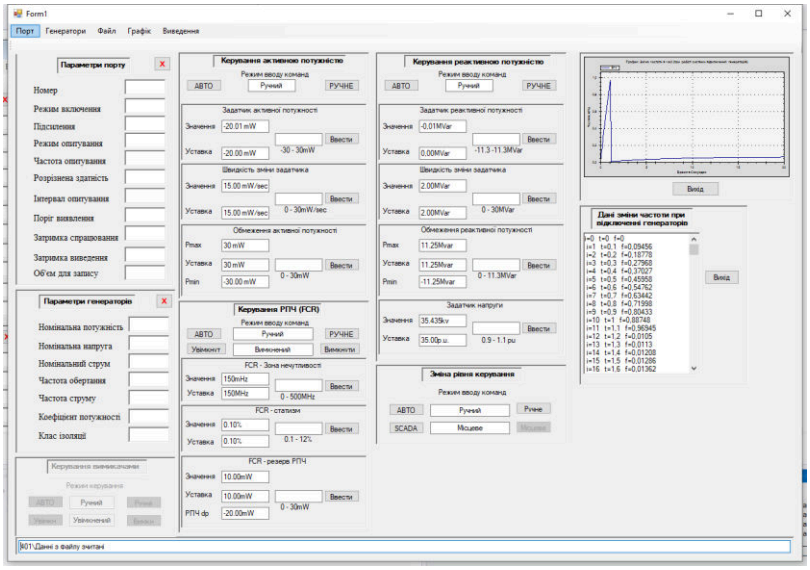


Рис. 4.4. Графічний інтерфейс керування

Цей графічний інтерфейс є автоматизованим робочим місцем (АРМ) оператора. Він використовується для моніторингу та керування параметрами генератора в енергосистемі. Графічний інтерфейс дозволяє в реальному часі відстежувати ключові показники, налаштовувати обладнання, а також оперативно втручатися в його роботу як в автоматичному, так і в ручному режимі.

1. Панелі налаштувань (ліва частина) - це панелі, що призначені для конфігурації та введення базових параметрів обладнання та системи зв'язку.

Панель «Параметри порту» - це секція, що відповідає за налаштування каналу зв'язку між програмним забезпеченням та фізичним контролером генератора. Вона включає:

- Поле «Номер» - вказує номер комунікаційного порту (наприклад, COM1, COM2), через який здійснюється обмін даними.
- Поле «Режим включення» - визначає режим роботи порту (наприклад, RS-232, RS-485).
- Поле «Підсилення» - це коефіцієнт підсилення для аналогових сигналів, якщо використовується АЦП.
- Поле «Режим опитування» - це спосіб опитування пристрою (наприклад, постійно чи за запитом).
- Поле «Частота опитування» - як часто програма зчитує дані з контролера (в герцах або мілісекундах).
- Поле «Розрядність» - це розрядність аналого-цифрового перетворювача (АЦП), що впливає на точність вимірювань.
- Поле «Інтервал опитування» - це часовий проміжок між послідовними зчитуваннями даних.
- Поле «Поріг виявлення» - це мінімальне значення сигналу, яке система реєструє як значуще.
- Поле «Затримка спрацювання» - це часова затримка перед виконанням команди для уникнення хибних спрацювань.
- Поле «Затримка виявлення» - це час, протягом якого параметр має бути стабільним, перш ніж система його зафіксує.
- Поле «Об'єм для запису» - це кількість даних, що зберігаються в архіві.

Панель «Параметри генераторів» - це панель, де вводяться паспортні (номінальні) характеристики генератора. Вони використовуються в розрахунках та алгоритмах керування. Вона включає:

- Поле «Номінальна потужність» - це максимальна активна потужність генератора (в МВт).

• Поле «Номінальна напруга» - це номінальна напруга на виводах генератора (кВ).

• Поле «Номінальний струм» - це номінальне значення струму (А).

• Поле «Частота обертання» - це номінальна швидкість обертання ротора (об/хв).

• Поле «Частота струму» - це номінальна частота змінного струму (50 Гц).

• Поле «Коефіцієнт потужності» - це номінальний cos(φ).

• Поле «Клас ізоляції» - це характеристика ізоляції обмоток генератора.

2. Панелі оперативного керування (центральна частина) - це основні робочі панелі. Вони дозволяють оператору керувати генерацією активної та реактивної потужності, а також напругою.

Панель «Керування активною потужністю». Вона включає:

• Поле «Режим вводу команд («АВТО» / «РУЧНЕ»)» - це перемикач між автоматичним режимом, де система сама регулює потужність, та ручним, де оператор задає параметри.

• Поле «Задатчик активної потужності» - це поле «Уставка» для введення бажаного значення активної потужності (МВт). Кнопка «Ввести» застосовує значення.

• Поле «Швидкість зміни задатчика» - це поле, що встановлює, наскільки швидко генератор може змінювати свою потужність (МВт/сек). Це важливо для плавного регулювання.

• Поле «Обмеження активної потужності» - це поля «P_{max}» та «P_{min}» для встановлення верхньої та нижньої межі генерації.

Панель «Керування РПЧ (FCR)» - це панель, що керує участю генератора в первинному регулюванні частоти.

• Поле «Режим вводу команд («АВТО» / «РУЧНЕ»)» - це поле, що обирає режим керування.

• Поле «Зона нечутливості» - це діапазон відхилення частоти (мГц), в якому система не реагує для того, щоб уникнути зайвих регулювань.

• Поле «Статизм» - це коефіцієнт, що визначає, наскільки зміниться потужність генератора у відповідь на відхилення частоти.

• Поле «Резерв РПЧ» - це величина потужності (МВт), яку генератор тримає в резерві, це потрібно для регулювання частоти.

Панель «Керування реактивною потужністю» - це панель, що є аналогічною до панелі керування активною потужністю, але для реактивної потужності (MVAr).

• Поле «Режим вводу команд («АВТО» / «РУЧНЕ»)» - це вибір режиму керування.

• Поле «Задатчик реактивної потужност» - це поле «Уставка» для введення бажаного значення реактивної потужності.

• Поле «Швидкість зміни задатчика» - це швидкість зміни реактивної потужності (MVAr/сек).

• Поле «Обмеження реактивної потужності» - це поля «P_{max}» та «P_{min}» для встановлення меж генерації/споживання реактивної потужності.

Панелі «Задаток напруги» та «Зміна рівня керування». Вони включають:

• Поле «Задаток напруги» - це поле, що дозволяє оператору встановлювати бажаний рівень напруги на шинах генератора в межах допустимого діапазону (0.9 - 1.1 pu).

• Поле «Зміна рівня керування» - це критично важливий перемикач, що визначає, хто керує генератором: «SCADA» (центральна диспетчерська система) чи «Місцеве» (оператор за цим пультом).

3. Панелі моніторингу та візуалізації (права частина) - це панелі, що призначені для відображення даних у зручному для аналізу вигляді – графіку.

Графік відображає динаміку зміни частоти в часі. Це дозволяє візуально оцінювати перехідні процеси, стабільність роботи та реакцію системи на керуючі впливи. Кнопка «Вихід» закриває вікно графіка.

Панель «Дані зміни частоти при відключенні генераторів» - це панель, що відображає табличні (точкові) дані певного процесу. Наприклад, зміни частоти

після аварійної події. Кожен рядок містить мітку часу («t») та відповідне значення параметра («f»). Це необхідно для детального кінцевого аналізу аварій. Кнопка «Вихід» закриває це вікно.

4. Панель керування вимикачами та стану (нижня частина) – це панель «Керування вимикачами», що дозволяє безпосередньо керувати силовим вимикачем генератора.

- Поле «Режим керування («АВТО» / «Ручний»)» - це поле, що визначає, чи керується вимикач автоматично за логікою системи, чи командами оператора.
- Поле «Кнопки команд («Увімк.» / «Вимк.»)» - це поле команди для ввімкнення та вимкнення вимикача.
- Поле «Індикатори стану («Увімкнений» / «Вимкнений»)» - це поле світлових індикаторів, що показують поточний фактичний стан вимикача.

Рядок стану – це нижня інформаційна стрічка, що відображає системні повідомлення. Наприклад, «Дані з файлу зчитані» - дане повідомлення інформує про успішне завантаження конфігурації чи архівних даних.

Розроблений графічний інтерфейс автоматизованої системи управління обмеження підвищення частоти має багатопанельну структуру. Він забезпечує наочне відображення основних параметрів, а також можливість оперативного керування режимами роботи.

4.4 Приклад реалізації побудови графіки відключення генераторів та виведення табличних даних.

Для наочної демонстрації функціонування автоматизованої системи управління обмеженням підвищення частоти, а також для можливості детального аналізу її роботи, передбачено механізми візуалізації результатів, а саме: у вигляді графічних залежностей та табличних даних.

В якості прикладу розглянемо реалізацію побудови графіка зміни частоти при відключенні генераторів та виведення відповідних табличних даних.

В процесі роботи системи постійно відбувається збір даних, їх розрахунок та аналіз поточних параметрів енергосистеми. Коли система виявляє надлишок активної потужності (потужність стає позитивною, це може призвести до підвищення частоти понад допустимі межі), основний керуючий модуль формує команду на відключення частини генераторів або підключення додаткового навантаження.

Одночасно з виконанням керуючих впливів, в процесі роботи алгоритму формується та оновлюється масив даних. Цей масив відображає зміну частоти в енергосистемі після такого втручання. Ці дані включають значення частоти в певні моменти часу. Це дозволяє відстежити динаміку її стабілізації.

Отримані результати представляються у вигляді графічної залежності зміни частоти в часі, що можна побачити на рис. 4.5.

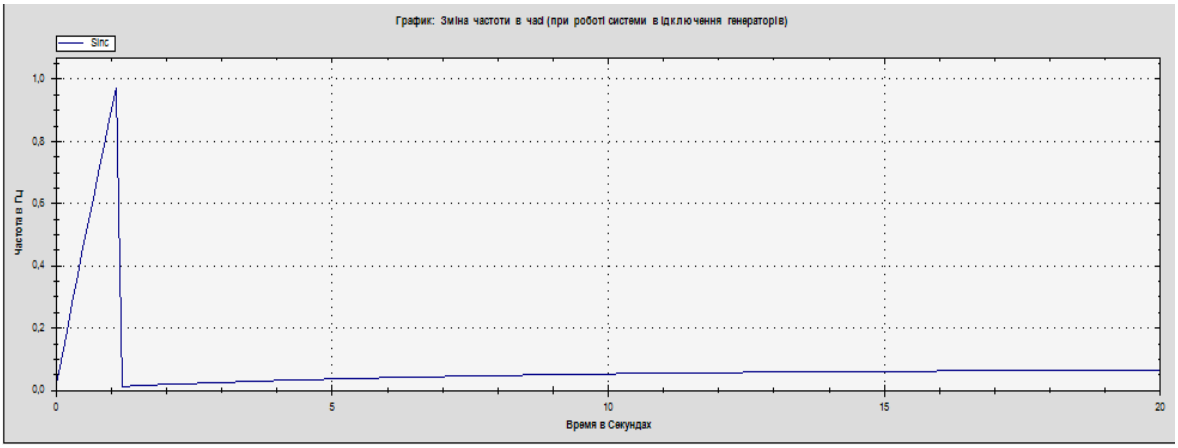


Рис. 4.5. Графік зміни частоти в часі

Крім представлення графічної інформації, яка дає загальне уявлення про динаміку процесу, для користувача доступне також виведення детальних табличних даних. Цей спосіб візуалізації є незамінним для точного аналізу, налагодження системи, а також верифікації роботи алгоритмів.

Табличний формат дозволяє побачити конкретні значення частоти в чітко визначені моменти часу. Це особливо корисно для точного визначення пікових значень та моменту їх настання. Також це важливо для перевірки коректності розрахунків та відповідності параметрів заданим уставкам. Також важливо

виявлення мікроколивань або незначних відхилень, які можуть бути менш помітними на графіку, також документування процесу для подальшого аналізу або звітності.

Дані результати представляються у вигляді послідовності записів. Кожен рядок містить індекс запису (i), мітку часу (t) та відповідне значення частоти (f) в даний момент. Це дозволяє покроково відстежувати, як змінюється частота в енергосистемі після відключення генераторів або інших керуючих впливів.

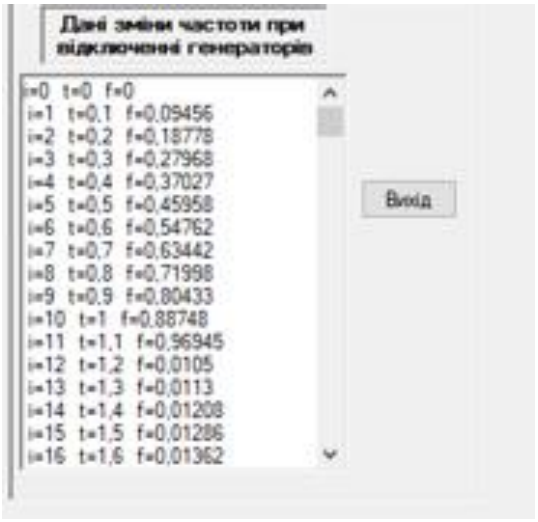


Рис. 4.6. Табличні дані зміни частоти при відключені генераторів

Реалізація цих двох процедур представлена нижче:

```
using System;
using System.Collections.Generic;
using System.ComponentModel;
using System.Data;
using System.Drawing;
using System.Linq;
using System.Text;
using System.Threading.Tasks;
using System.IO;
using ZedGraph;
using System.Windows.Forms;
using static System.Windows.Forms.VisualStyles.VisualStyleElement;
namespace ПІДВИЩ_ЧАСТ
```

```
{
public partial class Form1 : Form
{
private string filename1, NAME;
private float Xmin, Xmax, Ymin, Ymax, FF = 0, ff = 0, persent;
private ulong Length; //
private long size;
private ulong size1;
private float[,] masDat; //Массив
private float GRAF;
public Form1()
{
InitializeComponent();
}
private void портToolStripMenuItem_Click(object sender, EventArgs e)
{
panel1.Enabled = true;
}
private void button3_Click(object sender, EventArgs e)
{
panel1.Enabled = false;
}
private void генераториToolStripMenuItem_Click(object sender, EventArgs e)
{
panel2.Enabled = true;
panel6.Enabled = true;
panel10.Enabled = true;
panel21.Enabled = true;
panel15.Enabled = true;
GraphPane pane = zedGraphCon.GraphPane;
int labelsXfontSize = 10;
int labelsYfontSize = 10;
int titleXFontSize = 10;
int titleYFontSize = 10;
int legendFontSize = 10;
```

```
int mainTitleFontSize = 10;
pane.XAxis.Scale.FontSpec.Size = labelsXfontSize;
pane.YAxis.Scale.FontSpec.Size = labelsYfontSize;
pane.XAxis.Title.FontSpec.Size = titleXFontSize;
pane.YAxis.Title.FontSpec.Size = titleYFontSize;
pane.Legend.FontSpec.Size = legendFontSize;
pane.Title.FontSpec.Size = mainTitleFontSize;
pane.CurveList.Clear();
pane.Fill.Type = FillType.Solid;
pane.Fill.Color = Color.Gainsboro;
pane.Chart.Fill.Type = FillType.Solid;
pane.Chart.Fill.Color = Color.WhiteSmoke;
pane.Title.Text = " График: Зміна частоти в часі
pane.XAxis.Title.Text = "Время в Секундах";
pane.YAxis.Title.Text = "Частота в Гц";
PointPairList list = new PointPairList();
// ulong pointsCount = Length;
for (ulong i = 0; i < Length; i++)
{
float x = masDat[i, 0];
float y = masDat[i, 1];
list.Add(x, y);
}
if (GRAF == 1)
{
//LineItem myCurve = pane.AddCurve("Sinc", list, Color.Blue,
SymbolType.None);
LineItem myCurve = pane.AddCurve("Scatter", list, Color.DarkBlue,
SymbolType.Diamond);
myCurve.Line.IsVisible = false;
//myCurve.Line.IsVisible = true;
myCurve.Symbol.Fill.Color = Color.Blue;
myCurve.Symbol.Fill.Type = FillType.Solid;
myCurve.Symbol.Size = 3;
}
```

```
if (GRAF == 2)
{
LineItem myCurve = pane.AddCurve("Sinc", list, Color.DarkBlue,
SymbolType.None);
//LineItem myCurve = pane.AddCurve("Scatter", list, Color.Blue,
SymbolType.Diamond);
//myCurve.Line.IsVisible = false;
myCurve.Line.IsVisible = true;
}
if (GRAF == 3)
{
LineItem myCurve = pane.AddCurve("Scatter", list, Color.DarkBlue,
SymbolType.Diamond);
//myCurve.Line.IsVisible = false;
myCurve.Line.IsVisible = true;
myCurve.Symbol.Fill.Color = Color.Blue;
myCurve.Symbol.Fill.Type = FillType.Solid;
myCurve.Symbol.Size = 3;
}
pane.XAxis.MajorGrid.IsVisible = true;
pane.YAxis.MajorGrid.IsVisible = true;
pane.XAxis.Scale.Min = Xmin;
pane.XAxis.Scale.Max = Xmax-20f;
pane.YAxis.Scale.Min = 0;
pane.YAxis.Scale.Max = Ymax + 0.1f;
zedGraphCon.AxisChange();
zedGraphCon.Invalidate();
}
private void виведенняToolStripMenuItem_Click(object sender, EventArgs e)
{
panel4.Visible = true;
for (ulong i = 0; i < Length; i++)
{
richTextBox1.Text += "i=" + i.ToString() + " " + "t=" + masDat[i,
0].ToString() + " " + "f=" + masDat[i, 1].ToString() + "\n ";
```

РОЗДІЛ 5
ОХОРОНА ПРАЦІ

Суб’єктом дослідження у кваліфікаційній роботі є інженер-електрик (оператор АСУ/диспетчер) електроенергетичної системи. Він здійснює моніторинг параметрів частоти енергосистеми, аналізує аварійні ситуації, а також взаємодіє з автоматизованими системами керування. Його робоче місце розташоване в операторській (тобто диспетчерському пункті).

Заходи безпеки розробляються через наявність таких чинників: вплив неіонізуючого електромагнітного поля від комп’ютерного обладнання, психоемоційне навантаження при роботі з аварійними сигналами, шкідливість через тривале перебування за робочою станцією, електробезпека обладнання живлення, а також пожежні ризики електронного устаткування [23].

5.1 Аналіз умов праці на робочому місці

Організація робочого місця: робоче місце оператора розташоване в приміщенні кількістю 1-3 робочих місця, площа на одне - не менше 4-6 м², об’єм повітря - не менше 15 м³, що відповідає вимогам санітарних норм для кабінетів з ПЕОМ.

На місці розміщено: персональний комп’ютер або робоча станція, монітори, джерело безперебійного живлення, шафа з телекомунікаційним обладнанням та офісні меблі. Процес експлуатації включає постійне зчитування даних SCADA або АСУ та виконання команд [23].

Перелік шкідливих та небезпечних виробничих чинників наступний: мікроклімат робочої зони; неіонізуючі електромагнітні випромінювання (монітори, мережеве обладнання); освітлення (недостатня освітленість); виробничий шум (сервери, вентилятори, блоки живлення); електробезпека (електрообладнання 220 В) [23].

Мікроклімат характеризується наступним:

– Категорія робіт: Іа-Іб (легкі фізичні, сидячі).

– Нормативи для холодного періоду: температура повітря: 22-24 °С; вологість: 40-60 %; швидкість повітря: ≤ 0,1 м/с.

– Нормативи для теплого періоду: температура повітря: 23-25 °С; вологість: 40-60 %; швидкість повітря: ≤ 0,2 м/с

Фактично температура часто вище норми. Це пояснюється через тепловиділення обладнання. Вологість же нижча номіналу - через кондиціонування. Рекомендованим рішенням є підтримання параметрів через оптимальне налаштування системи вентиляції та зволоження [25].

Джерела для неіонізуючих електромагнітних полів такі: монітори, комп'ютерні блоки живлення, мережеве обладнання, Wi-Fi.

Відповідно до норм, електромагнітні поля не повинні перевищувати допустимі значення. В сучасних LED моніторах рівні поля знаходяться в межах безпечних. Але при тривалому перебуванні рекомендовано захисні режими дисплеїв, дотримання відстані 50-70 см до екрана та регулярні перерви [28].

Освітлення повинно бути наступним: для диспетчерського пункту з ПЕОМ норматив мінімальної освітленості - 300-500 лк на робочій поверхні. Недостатнє освітлення веде до перевтоми зору, напруги уваги та помилок при аналізі показників. Рекомендовано застосувати світлодіодні панелі з температурою 4000-5000 К [26].

Виробничий шум характеризується наступним:

– Джерела включають: сервери, системи охолодження.

– Допустимий рівень - ≤ 50 дБА. Фактично - 45-60 дБА. Перевищення призводить до стресу, погіршення концентрації. Необхідна шумоізоляція, розділення обладнання та робочих місць [27].

Електробезпека характеризується наступним:

– Причини ризику: пошкодження ізоляції кабелів, заземлення обладнання, контакт із металевими корпусами під напругою.

Мережа живлення - 220 В, 50 Гц. Приміщення належить до категорії без підвищеної небезпеки. Однак через постійну присутність комп'ютерних пристроїв - зобов'язана до регулярного контролю опору заземлення, наявності УЗО/автоматичного відключення [28].

5.2 Заходи з охорони праці

Згідно з аналізом умов праці інженера-оператора системи автоматизованого обмеження підвищення частоти, основне завдання охорони праці – це усунення або мінімізація впливу несприятливих чинників. Чинники наступні: відхилення мікроклімату від нормативних параметрів, підвищений рівень шуму від серверного обладнання, неіонізуючі електромагнітні поля, недостатня або нерівномірна освітленість робочої зони, а також ризики ураження електричним струмом. Заходи повинні забезпечувати формування стійких умов праці 2-го класу (допустимі), враховуючи характер роботи. Характер роботи такий: розумовий, високий рівень відповідальності за прийняття рішень, потреба довготривалого перебування за комп'ютерними системами, а також постійний контакт із даними енергосистеми [23].

Перша група заходів – це нормалізація мікроклімату. Операторська повинна бути оснащена системою кондиціонування з автоматичним підтриманням температури. Температура повинна бути у межах 22–24 °C у холодний період та 23–25 °C у теплий період. Також температура має бути регульованою вологістю повітря 40–60 % за допомогою зволожувачів або інтегрованих систем у кліматичне обладнання. Вентиляція повинна забезпечувати витрату повітря не менше, ніж об'єм приміщення за годину. Спрямовувати потоки повітря так, щоб уникати прямого повітряного впливу на працівника. Серверне обладнання, що виділяє тепло, доречно розміщувати у відсіку зі спрямованою витяжною вентиляцією або ж в окремій серверній, ізолюючи теплові та шумові джерела від робочого місця [25].

Друга група заходів – це оптимізація виробничого освітлення. Робота оператора пов’язана з інтенсивним аналізом графіків, сигналів і цифрових даних на моніторах. Рівень освітленості робочої поверхні повинен становити 300–500 лк. Найбільш оптимальним є застосування рівномірного загального освітлення LED-панелями зі світловою температурою 4000–5000 К. Так як це не викликає втоми зору і забезпечує природну передачу кольору. Джерела світла слід розміщувати так, щоб уникати прямого сліпучого блиску і відбиття від екранів. Робоча зона оператора має освітлюватися зверху і трохи ззаду [26].

Заходи захисту від виробничого шуму спрямовано на зниження акустичного впливу вентиляторів, блоків живлення, а також телекомунікаційного обладнання. Найефективніше рішення – це фізичне і просторове відокремлення обладнання, яке створює постійний шум, у спеціальну серверну кімнату або шафу з поглинанням вібрацій. Стінові панелі, звукопоглинаючі матеріали та акустичні коробки знижують рівень шуму на 8–15 дБА. Це суттєво покращує концентрацію оператора. У випадках короткочасних перевищень допустимого рівня допускається застосування засобів індивідуального захисту – навушників із пасивним шумозаглушенням. Проте системно це не є рішенням і може застосовуватися лише як тимчасовий захід [27].

Захист від неіонізуючих електромагнітних випромінювань здійснюється комплексно. Це досягається шляхом дотримання оптимальної дистанції між очима оператора та монітором 50–70 см, розташуванням екранів на рівні погляду або трохи нижче, застосуванням сучасних дисплеїв з пониженим мерехтінням, а також низьким спектром синього світла. Системні блоки та мережеве обладнання бажано розміщувати за межами безпосередньої зони перебування працівника. Але не ближче ніж 1 м. Така дія одночасно зменшує електромагнітне навантаження та шум. Для кабельних каналів рекомендується екранована витягана проводка і заземлення металевих шаф [28].

Заходи щодо електробезпеки включають обов’язкове заземлення усіх металевих корпусів обладнання, застосування пристроїв захисного відключення

(УЗО), автоматичних вимикачів, цілісного кабельного менеджменту та заборону використання несертифікованих подовжувачів. У приміщенні повинна бути встановлена система вирівнювання потенціалів, а всі розетки й силові лінії – марковані згідно з призначенням [28].

Важливе місце у системі заходів посідає ергономіка робочого місця. Стіл повинен мати висоту 680–760 мм. Крісло – регульовану спинку, кут нахилу та підтримку поперекового відділу хребта, що зменшує статичне навантаження на опорно-руховий апарат. Робочий екран розміщується на відстані витягнутої руки, кут нахилу монітора повинен становити 10–20° вниз, клавіатура повинна бути на рівні передпліччя без згинання кистей, миша – в одній горизонтальній площині. Регламентовані перерви знімають фізичну втому, а також знижують психоемоційну напругу. Це особливо важливо в аварійних режимах і при тривалому моніторингу параметрів енергосистеми [24].

5.3 Пожежна безпека

Робоче місце інженера-оператора автоматизованої системи обмеження підвищення частоти розташоване в операторській (диспетчерському пункті). Основними пожежонебезпечними чинниками є наявність електрообладнання, значна кількість кабельних ліній, горючих матеріалів, а також можливість коротких замикань у мережах живлення. У приміщенні відсутні вибухонебезпечні гази чи значні об’єми легкозаймистих і горючих рідин. Тому воно відноситься до категорії за вибухопожежною та пожежною небезпекою В (пожежонебезпечні приміщення з наявністю горючих твердих матеріалів), а за класом пожеж – до пожеж класів А (горіння твердих горючих речовин) та Е (горіння електроустановок під напругою до 1000 В) [29].

Необхідно забезпечити правильну організацію електрогосподарства з метою зниження імовірності виникнення пожежі в приміщенні. Потрібно застосовувати тільки сертифіковані кабелі з негорючою або важкогорючою оболонкою, виконувати монтаж у кабель-каналах та металевих коробах, уникати

використання тимчасових та саморобних подовжувачів, забезпечити наявність автоматичних вимикачів та пристроїв захисного відключення (УЗО), що спрацьовують при перевантаженні або короткому замиканні [29].

На початковій стадії для забезпечення локалізації пожежі в операторській передбачаються первинні засоби пожежогасіння. З урахуванням класів пожеж А та Е найбільш доцільним є застосування вуглекислотних вогнегасників типу ВВК-5 (5 кг CO_2) або порошкових вогнегасників ВП-5/ВП-9, які допускаються до гасіння електроустановок напругою до 1000 В. Вогнегасники повинні розміщуватися у доступних місцях. А саме: біля основного виходу з приміщення, на шляху евакуації, поблизу зон з концентрацією електрообладнання [30].

В операторській має бути реалізована система пожежної (пожежно-охоронної) сигналізації. Вона забезпечує раннє виявлення загоряння. Для цього доречно застосовувати автоматичні димові пожежні сповіщувачі, що розміщені на стелі приміщення на відстані не менше 0,5 м від стін, так, щоб вони перекривали всю площу [29].

Персонал повинен бути ознайомлений з планом евакуації, інструкціями з пожежної безпеки, порядком дій при пожежі. Тому можна зробити висновок, що реалізація організаційних і технічних засобів пожежної безпеки дозволяє мінімізувати ймовірність виникнення пожежі, а також забезпечити безпечну евакуацію людей у разі аварійної ситуації [29].

5.4 Аналіз та обґрунтування основного небезпечного чинника виробничого середовища

Найбільш шкідливий та потенційно небезпечний виробничий чинник для робочого місця інженера-оператора АСУ ОПЧ - це дія електричного струму під час експлуатації електроустановок та електронного обладнання. Робоче місце оператора пов’язано з постійною присутністю в зоні розташування комп’ютерної техніки, джерел безперебійного живлення, телекомунікаційного обладнання, розеткових мереж та кабельних трас. Навіть якщо оператор безпосередньо не

обслуговує силове обладнання, він постійно знаходиться в електротехнічно насиченому середовищі. Де порушення ізоляції, неправильна експлуатація або пошкодження мережі живлення можуть призвести до ураження струмом, короткого замикання, локальної пожежі та аварійного відключення важливих систем керування. Тому електробезпека розглядається як головний напрямок гарантії безпечних умов праці на даному робочому місці [28].

Ризик ураження електричним струмом для інженера-оператора формується внаслідок декількох типових ситуацій. А саме: дотик до металевих корпусів обладнання, що опинились під напругою через пробій ізоляції; контакт з пошкодженими або неякісно змонтованими кабелями живлення; робіт поблизу розеткових груп, подовжувачів, розподільчих коробок та щитків; використання некоректно підібраних за навантаженням подовжувачів та трійників; перевантаження мережі через підключення великої кількості пристроїв до однієї лінії. Додаткову небезпеку створюють приховані пошкодження. Це ослаблені контакти, старіння ізоляції, потрапляння пилу й вологи в електрообладнання, також відсутність або порушення цілісності заземлювальних провідників [28].

Система забезпечення електробезпеки на робочому місці оператора повинна включати комплекс організаційних та технічних заходів. Організаційні заходи передбачають розроблення та впровадження інструкцій з охорони праці при роботі з електроустаткуванням. Повинен бути чіткий розподіл відповідальності за стан електрогосподарства між адміністрацією, спеціалістами з охорони праці та персоналом, що обслуговує мережі живлення і обладнання. Оператор повинен бути ознайомлений з інструкціями та поставити підпис про ознайомлення. Повинен пройти первинний інструктаж на робочому місці, періодичні повторні інструктажі, також навчання правилам надання першої допомоги при ураженні електричним струмом. Важливо, щоб у працівника була сформована стійка установка на обережне поводження з електрикою. Це включає заборону самостійного ремонту електрообладнання, розбирання корпусів, підключення саморобних схем, втручання в роботу щитків та розподільних пристроїв [31].

Перш за все, технічні заходи електробезпеки стосуються правильного проектування, монтажу та експлуатації електромережі приміщення. Усі стаціонарні розеткові лінії повинні бути виконані з використанням кабелів із захисним провідником, підключеним до системи заземлення. Обов’язковому заземленню підлягає наступне: сталеві корпуси комп’ютерів, джерел безперебійного живлення, мережевого обладнання та шаф. Для розеткових груп і вводів застосовуються автоматичні вимикачі, а також пристрої захисного відключення. Вони вимикають лінію при перевантаженні або струмі витоку. Це дозволяє попередити як ураження струмом, так і розвиток пожежі внаслідок короткого замикання [28].

Окрема увага виділяється організації кабельного господарства. Кабелі живлення та сигнальні дроти мають прокладатися у кабель-каналах, коробах або підлогових лотках. Вони мають бути захищені від механічних пошкоджень, випадкового наїзду меблів, здавлювання чи перетирання. Забороняється прокладати дроти навісним способом по підлозі, під килимами або в місцях активного переміщення персоналу. Допускається використовувати подовжувачі тільки заводського виготовлення. Вони повинні бути розраховані на відповідний струм навантаження, без пошкоджень корпусу і ізоляції. У місцях концентрації обладнання рекомендовано встановлювати стаціонарні розподільчі блоки, а не послідовне підключення декількох подовжувачів один в один [28].

Важлива складова системи електробезпеки - це регулярний контроль технічного стану електрообладнання. Систематично здійснюються огляди розеток, вимикачів, щитків, подовжувачів, кабель-каналів, корпусів обладнання. Обов'язково повинна бути перевірка на відсутність слідів підгоряння, іскріння, зміни кольору ізоляції, механічних пошкоджень. Контроль справності заземлювальних з’єднань та захисних пристроїв виконується спеціалізованою організацією або відповідальним електротехнічним персоналом із оформленням протоколів вимірювань. За результатами оглядів і випробувань складаються акти. Виявлені несправності повинні усунутися до продовження експлуатації обладнання. Суворо забороняється експлуатувати пристрої з відкритими

струмоведучими частинами, обірваними або скрученими проводами, зламаними вилками, розетками чи вимикачами [29].

Електробезпека оператора також пов’язана з правильною організацією робочого простору. Робочий стіл повинен розташовуватися так, щоб оператор не торкався одночасно заземлених конструкцій та корпусів обладнання. Не допускається встановлення комп’ютерної техніки та подовжувачів близько до джерел вологи. Прибирання робочого місця, передусім вологе, повинно проводитись при відключеному від мережі електроустаткуванні, повинні бути дотримані інструкції. У штатному режимі категорично заборонено прокладати кабелі через дверні отвори так, щоб двері їх передавлювали [31].

Організаційно-технічну систему електробезпеки поповнюють заходами на випадок аварійних ситуацій. Персонал повинен знати, як діяти при виявленні запаху горілої ізоляції, іскріння, відчутті струму при дотику до корпусу обладнання. Потрібно негайно припинити роботу, вимкнути живлення за допомогою штатного вимикача або аварійного відключення, повідомити відповідальних осіб, не торкатися до підозрілих елементів повторно. Якщо працівника уразило струмом, оператори повинні вміти безпечно звільнити потерпілого від дії струму, викликати екстрені служби, також надати першу медичну допомогу до прибуття медичного персоналу [31].

Отже, можна зробити висновок, що забезпечення електробезпеки на робочому місці інженера-оператора АСУ ОПЧ грунтується поєднанням правильно організованого електрогосподарства, технічно справних засобів захисту, продуманої організації кабельного господарства, систематичного контролю стану обладнання, також належної підготовки персоналу.

РОЗДІЛ 6
ОХОРОНА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА

Електроенергетика – це системоутворююча галузь економіки. Від стабільної роботи електроенергетики залежить функціонування промисловості, транспорту, комунальної та соціальної інфраструктури. Одночасно виробництво електричної енергії належить до видів діяльності з підвищеним антропогенним навантаженням на навколишнє середовище. Зумовлено це значним споживанням паливно-енергетичних ресурсів, тепловим впливом на довкілля, утворенням викидів забруднювальних речовин та накопиченням відходів [32].

Для електроенергетичної системи нашої країни екологічні аспекти набувають неабиякої актуальності з огляду на зношеність частини генеруючих потужностей, зростання частки відновлюваних джерел енергії, а також складні режими роботи мережі. Тому будь-які порушення режимів, таких як відхилення частоти від номінального значення, мають не лише технічні й економічні, а також виражені екологічні наслідки [32].

Автоматизована система управління обмеження підвищення частоти (АСУ ОПЧ) розглядається як елемент комплексного підходу до підвищення надійності, а також екологічної безпеки енергосистеми. Її застосування дозволяє не лише стабілізувати частотний режим, а також зменшити негативний вплив електроенергетики на навколишнє середовище, завдяки запобіганню аварійним та неефективним режимам роботи [32].

6.1 Вплив режимів роботи енергосистеми на екологічні показники

Рівень екологічного навантаження електроенергетичних об’єктів напряму залежить від режимів їх роботи. В усталених режимах генератори працюють в зоні номінальних параметрів, завдяки чому забезпечуються оптимальні мінімальні питомі викиди забруднювальних речовин та показники паливної

економічності. Всупереч цьому у перехідних та аварійних режимах такі показники можуть суттєво погіршуватися [32].

Підвищення частоти в електроенергетичній системі звичайно виникає внаслідок того, що раптово зменшується навантаження, або ж може бути відключення великих споживачів. Надлишок активної потужності може призвести до того, що відбувається прискорення обертання синхронних генераторів, порушення нормального режиму роботи обладнання та зростання механічних, а також теплових напружень. Якщо відсутнє швидке автоматизоване реагування, то виникає необхідність аварійного втручання персоналу, або ж відключення частини генерації [33].

Перераховані вище дії можуть супроводжуватися комплексом негативних екологічних наслідків, таких як:

– зростання питомих витрат палива;

– збільшення викидів продуктів неповного згоряння;

– підвищення теплового та шумового впливу;

– прискореним зношенням обладнання, а також збільшенням обсягів ремонтних робіт.

Надзвичайно важливим аспектом екологічної безпеки електроенергетичних систем є: зниження непрямих негативних впливів, які не завжди можуть фіксуватися у вигляді безпосередніх викидів, чи відходів, та можуть суттєво впливати на стан довкілля у довгостроковому майбутньому. До таких впливів можуть належати: збільшення обсягів ремонтних робіт, деградація обладнання внаслідок чисельних аварійних режимів, використання додаткового матеріального ресурсу, а також необхідність у виробництві запасних частин. Кожний цикл аварійного відключення, а також подальшого відновлення роботи генераторів може супроводжуватись зростанням матеріалоємності експлуатації, що непрямо підсилює антропогенний тиск на природне середовище [33].

Зміна, а саме зменшення кількості нестабільних режимів, завдячуючи впровадженню АСУ ОПЧ, може сприяти подовженню строку служби основного, а також допоміжного обладнання електростанцій. Дана дія дозволяє скоротити

частоту капітальних ремонтів, а також модернізацій, які, здебільшого, можуть бути пов’язані з утворенням великих обсягів промислових відходів, використанням металів, мастильних речовин та ізоляційних матеріалів. Отже, можна зробити висновок, що стабілізація режимів роботи енергосистеми має суттєвий ресурсозберігаючий ефект. Тому це є важливою складовою концепції сталого розвитку [33].

6.2 Екологічні наслідки аварійних і перехідних режимів

Аварійні, а також пускові режими роботи теплових електростанцій - це одні з найбільш несприятливих (з боку охорони навколишнього середовища). У даних режимах процес згоряння палива може відбуватися з відхиленнями від нормальних умов, що може призвести до підвищення концентрації вуглецю, оксидів азоту, твердих частинок у викидах, а також сірки [34].

Окрім атмосферного забруднення, нестабільні режими можуть спричиняти такі процеси:

– витоки мастильних та охолоджувальних рідин;

– підвищене теплове навантаження на водні об’єкти;

– місцеві механічні пошкодження обладнання;

– утворення додаткових обсягів промислових відходів, що виникли у процесі ремонту.

Повторюваність даних режимів суттєво збільшує сукупний екологічний слід електростанцій навіть при умові дотримання нормативних показників у штатних умовах експлуатації [34].

6.3 Екологічна ефективність автоматизованого обмеження підвищення частоти

АСУ ОПЧ забезпечує оперативне автоматичне реагування на відхилення частоти. Це дозволяє стабілізувати режим на початковій стадії розвитку

порушень. На противагу від ручного управління, система може діяти без затримок і людського фактора. Це значно занижує ймовірність переходу до аварійних режимів [34].

З екологічного боку також важливим є зниження навантаження на резервні джерела генерації. У традиційних схемах регулювання частоти достатню роль грають резервні теплові потужності, що вводяться в роботу, коли відбувається порушення балансу. Нерідко пуски таких агрегатів можуть характеризуватися підвищеним рівнем викидів, а також низькою паливною ефективністю. Автоматизоване обмеження підвищення частоти може дозволити скоротити потребу в використанні резервів. Це прямо знижує сумарне екологічне навантаження [34].

Стабілізація режимів роботи енергосистеми в свою чергу створює сприятливі умови для більш ефективного впровадження сучасних екологічних технологій, у тому числі системи моніторингу викидів, автоматизованого контролю параметрів роботи обладнання, а також запровадження інтелектуальних мереж. Надійний і передбачуваний режим роботи є необхідною умовою для коректного функціонування таких систем. Тому впровадження АСУ ОПЧ побічно сприяє розвитку екологічно орієнтованих технологічних рішень в електроенергетиці.

Тому, можна зробити висновок, що система виконує попереджувальну функцію, що зменшує екологічні наслідки ще до їх появи у критичній формі [34].

6.4 Підвищення енергоефективності як екологічний чинник

Енергоефективність електроенергетичних об’єктів напряму пов’язана з рівнем впливу на довкілля. Збільшення ККД електростанцій дозволяє знизити витрати палива на виробництво одиниці електричної енергії, а також зменшити обсяги шкідливих викидів [35].

Використання АСУ ОПЧ сприяє тому, що відбувається рівномірний розподіл навантаження між генераторами і виключенню роботи обладнання в непродуктивних режимах. В результаті отримується:

– зменшення питомих витрат паливно-енергетичних ресурсів;

– зменшення викидів забруднювальних речовин та парникових газів;

– зменшення потреби у видобутку і транспортуванні палива [35].

Отже, можна зробити такий висновок: технічна оптимізація режимів роботи прямо трансформується у екологічний ефект [35].

6.5 АСУ ОПЧ в умовах інтеграції відновлюваних джерел енергії

Збільшення частки сонячних, а також вітрових електростанцій може змінити характер роботи енергосистеми, шляхом підвищення її чутливості до коливань потужності. Нерівність генерації ВДЕ може призвести до повторюваних і швидких змін частоти. Це може ускладнити підтримання стабільного режиму.

Застосування АСУ ОПЧ дає змогу компенсувати дані коливання, шляхом зменшення навантаження на резервні теплові електростанції, а також відбувається зниження потреби в частих пускових режимах. Дана дія забезпечує умови для майбутнього розвитку відновлюваної енергетики без додаткового зростання екологічного навантаження [35].

6.6 Соціально-екологічні аспекти стабілізації режимів

Зниження аварійності, а також стабілізація режимів роботи енергосистеми сприятливо впливають на екологічну ситуацію в регіонах розміщення електростанцій. Підвищення якості атмосферного повітря, зменшення шумового, а також теплового впливу допомагають зменшенню ризиків для здоров’я людей та підвищується якість життя.

Також зменшення викидів парникових газів відповідає міжнародним зобов'язанням України у сфері охорони довкілля та допомагає наближенню до екологічних стандартів Європейського Союзу [35].

У більш масштабному контексті впровадження автоматизованих систем управління режимами роботи енергосистеми відповідає нинішнім тенденціям переходу до низьковуглецевої економіки. Зниження викидів парникових газів, зниження техногенного навантаження, а також підвищення ефективності використання ресурсів є головними цілями енергетичної політики багатьох країн. Тому АСУ ОПЧ можна розглядати як один із практичних інструментів реалізації екологічних стратегій у галузі електроенергетики [35].

6.7 Власний екологічний вплив і життєвий цикл АСУ ОПЧ

АСУ ОПЧ відзначається мінімальним власним екологічним впливом на протязі всього життєвого циклу. Система має низьке енергоспоживання, не створює шумового навантаження, а також не потребує великих матеріальних ресурсів для експлуатації, можливість поетапної модернізації без повної заміни обладнання знижує утворення відходів та споживання природних ресурсів.

Тому порушення режимів роботи електроенергетичної системи, такі як відхилення частоти, може призвести до збільшення витрат паливно-енергетичних ресурсів, зростанню обсягів шкідливих викидів та прискореного зношення обладнання. Забезпечення стабільного частотного режиму є надзвичайно важливою умовою зниження екологічного навантаження енергетичних об'єктів [33].

Використання автоматизованої системи обмеження підвищення частоти дозволяє зменшити аварійність, збільшити енергоефективність електростанцій та зменшити негативний вплив на навколишнє середовище. Надзвичайно важливою є роль АСУ ОПЧ в умовах збільшення частки відновлюваних джерел енергії. Це забезпечує екологічно безпечну адаптацію енергосистеми до змін режимів генерації [35].

ВИСНОВКИ

В ході виконання кваліфікаційної роботи я детально проаналізував причини і наслідки підвищення частоти в енергосистемі. Головною причиною є виникнення раптового надлишку генерованої потужності. Це найчастіше стається внаслідок відключення потужних споживачів, розрив міжсистемних зв'язків, а також виділення електростанції на холостий хід. Підвищення частоти призводить до прямої загрози для основного генеруючого обладнання. Воно може спричинити асинхронний хід. Це призводить до руйнування роторів турбін та генераторів і пошкодження допоміжного обладнання станцій.

Аналіз показав, що діючі системи автоматичного регулювання та порядок дій оперативного персоналу часто вважаються недостатньо швидкими для запобігання раптовим та значним змінам частоти. Розвитку аварії можуть не встигнути запобігти ручне втручання оператора, що вимагається при частотах 50,2 Гц або 50,4 Гц, та навіть робота стандартної автоматики.

Кваліфікаційна робота доводить високу актуальність розробки нової, швидкодіючої автоматизованої системи, яка здатна вчасно та послідовно обмежувати підвищення частоти, зменшуючи людський фактор та пошкодження обладнання.

Наукова новизна кваліфікаційної роботи полягає в дослідженні динаміки процесу та розробці на його основі ефективного алгоритму управління.

Кваліфікаційна робота грунтується на аналізі рівняння балансу потужностей та динамічної характеристики енергосистеми. В роботі було виведено та проаналізовано головну залежність, яка пов'язує небаланс (тобто надлишок) потужності з максимальним відхиленням частоти.

Перш за все, запропонований алгоритм є прогностичним, на відміну від систем, що реагують за фактом досягнення уставки. Алгоритм спирається на залежність $\Delta f_{max} = \xi(\Delta P_H)$. Система безперервно вимірює надлишок потужності, а також розраховує (тобто прогнозує) максимальне значення частоти, якого вона досягне, якщо не втрутитися.

Запропонований в роботі алгоритм реалізований як багатоетапний процес для забезпечення пропорційності керуючого впливу. Структура алгоритму:

1. Система визначає надлишок потужності.

2. Якщо прогнозована частота Δf_{k1} перевищує допустиму, то система визначає необхідний обсяг відключення генераторів ($P_{ri}=\Delta P_{R1}$). Далі формує команду на відключення 1-го ступеня.

3. Після відключення відразу ж виконується повторний вимір. Якщо надлишок потужності все ще небезпечний, то система переходить до реалізації 2-го ступеня, відключаючи при цьому наступну групу генераторів (ΔP_{R2}).

Для підвищення швидкодії та точності, програмне забезпечення АСУ ОПЧ обчислює похідні параметрів. Це дозволяє оцінити швидкість розвитку аварійного процесу та випередити його.

У кваліфікаційній роботі було виконано поставлену мету, а саме: розроблено та обґрунтовано комплексну автоматизовану систему управління обмеженням підвищення частоти (АСУ ОПЧ).

Запропонована у роботі система здатна реагувати на аварійні режими значно ефективніше та швидше за існуючі методи, завдяки прогностичному багатоетапному алгоритму, а також сучасній комп’ютерно-інтегрованій архітектурі. Впровадження даної системи дозволить уникнути масштабних системних аварій, підвищити надійність роботи енергосистеми, а також запобігти пошкодженню дорогого генеруючого обладнання.

Отримані результати кваліфікаційної роботи є практично значущими та рекомендовано використовувати їх під час удосконалення (модернізації) існуючих та при розробці нових комплексів протиаварійної автоматики на об'єктах електроенергетики.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Рудевіч Н. В. Професійна підготовка майбутніх інженерів з автоматизації енергосистем на основі каузального навчання: монографія / Н.В. Рудевіч. – Харків: Вид-во «Диса-плюс», 2017. – 404 с.

2. Сокол Є. І. Автоматика протиаварійного управління електроенеретичних систем: Підручник для студентів зі спеціальності електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / Є.І. Сокол, Г.А. Сендерович, О.Г. Гриб та ін. – Харків: ФОП Бровін О.В., 2020. – 216 с. ISBN 978-617-7912-24-7

3. Букович Н. В. Протиаварійна режимна автоматика електроенергетичних систем : навч. посібник / Букович Н. В. – Львів : Видавництво «Бескид Біт», 2003. – 224 с.

4. Голота А. Д. Автоматика в електроенергетичних системах : навч. посіб / А. Д. Голота. – Київ : Вища шк., 2006. – 367 с.

5. Технічне обслуговування мікропроцесорних пристроїв релейного захисту, протиаварійної автоматики, електроавтоматики, дистанційного керування та сигналізації електростанцій і підстанцій від 0,4 кВ до 750 кВ. Правила СОУ – Н ЕЕ35.514:2007.

6. Свиридов М. П. Перехідні процеси. Розрахунок статичної і динамічної стійкості електричної мережі: навч. посібник / М.П.Свиридов, В.В. Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2017. – 99 с.

7. Тептя В. В. Електромеханічні перехідні процеси в електроенергетичних системах: електронний конспект лекцій комбінованого (локального та мережного) використання [Електронний ресурс] / В.В.Тептя, В.В.Кулик. – Вінниця: ВНТУ, 2021. – 183с. ISBN978-966-641-872-5

8. Клюєв О. В. Конспект лекцій з дисципліни «Моделювання енергетичних систем» для студентів за напрямом 6.050701 «Електротехніка та електротехнології» / Укл.: к.т.н., доцент Клюєв О.В. - Дніпродзержинськ: ДДТУ, 2013, – 98 с.

9. Хісматулін В. Ш., Воліченко І. Г. Ідентифікація та моделювання об’єктів автоматизації. Лабораторний практикум. – Харків, 2013. – 99 с.

10. Самойленко І. О. Енергетичний менеджмент та енергоефективність: Підручник для студентів зі спеціальності електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / І.О. Самойленко, О.Г. Гриб, А.О. Запорожець та ін. - Харків: ФОП Бровін О.В., 2020. - 348 с.

11. Праховник А. В. Практичний посібник з енергозбереження для об’єктів промисловості, будівництва та житлово-комунального господарства України / А.В.Праховник, В.В. Прокопенко, В.І. Дешко, та ін. – м. Луганськ, вид-во. «Місячне сяйво», 2010. – 696 с.

12. Рубаненко О. Є. Програмно-логічні моделі мікропроцесорного пристрою захисту SPAC 801 : лабораторний практикум / Рубаненко О. Є., Лесько В. О., Рубаненко О. О. – Вінниця : ВНТУ, 2013. – 132 с.

13. Коваль А. О. Вимірювальні перетворювачі. Конспект лекцій. / А.О. Коваль – Харків, 2018. – 40 с.

14. Соловей О. І. Від виробництва до ефективного споживання енергії / Соловей О.І., Праховник А.В., Іншеков Є.М. та ін. - К.: Київ. нат. ф-ка, 1999. – 400 с.

15. Островерхов М. Я. Комп’ютерні засоби автоматизації електротехнологічних установок: Конспект лекцій [Електронний ресурс]: навч. посіб. для здобувачів ступеня бакалавра за освітньою програмою «Електротехнічні пристрої та електротехнологічні комплекси» спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / М. Я. Островерхов; КПІ ім. Ігоря Сікорського. – Електронні текстові дані (1 файл: 3,5 Мбайт). – Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. – 222 с.

16. Любицький П. В. Основи побудови комп’ютерно-інтегрованих систем [Електронний ресурс]: навч. посіб. для студ. спеціальності 151 «Автоматизація та комп’ютерно-інтегровані технології», освітньопрофесійна програма «Автоматизація та комп’ютерно-інтегровані технології кіберенергетичних систем» / Укладачі: С. В. Любицький, П.В. Новіков; КПІ ім. Ігоря Сікорського.

– Електронні текстові дані (1 файл: 1,5 Мбайт). – Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2020. – 77 с.

17. Стогній Б. С. Еволюція інтелектуальних електричних мереж та їхні перспективи в Україні / Стогній Б.С., Кириленко О.В., Праховник А.В., Денисюк С.П.; Технічна електродинаміка 2012, №5.

18. Доценко С. І. Людино-машинний інтерфейс: навч. посібник. – Харків: УкрДУЗТ, 2022. – 135 с.

19. Пупена О. М., Ельперін І. В. Контролери та їх програмне забезпечення. Курс лекцій для студ. напр. 6.50202 «Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології» денної та заочної форм навчання. Частина 3. – К.: НУХТ, 2011. – 48 с.

20. ClearSCADA User Guide. Schneider Electric, 2019. – 1200 p.

21. Пупена О.М., Ельперін І.В., Луцька Н.М., Ладанюк А.П. Промислові мережі та інтеграційні технології в автоматизованих системах: Навчальний посібник. – К. : «Ліра-К», 2011. – 552 с.

22. Папінов В.М. Багатофункціональна комп'ютеризована лабораторія для наскрізної практичної підготовки студентів спеціальності 151 / В.М. Папінов, Я.А. Кулик // Оптико-електронні інформаційно-енергетичні технології/ Міжнародний науково-технічний журнал. – 2018. - №2(36).

23. Закон України "Про охорону праці". Від 21.11.2002.

24. Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу. Наказ МОЗ України від 08.04.2014 № 248.

25. ДБН В.2.5-67:2013 Опалення, вентиляція та кондиціонування. Міністерства регіонального розвитку, будівництва та житловокомунального господарства України від 25.01.2013 № 24.

26. ДБН В.2.5-28:2018 Природне і штучне освітлення. Київ Мінрегіон України 2018. Наказ Міністерства регіонального розвитку, будівництва та житловокомунального господарства України 03.10.2018 № 264.

27. ДСН 3.3.6.037-99 “Санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку”. Постанова Головного державного санітарного лікаря України N 37 від 01.12.99.

28. ДСТУ Б В.2.5-82:2016 Електробезпека в будівлях і спорудах. Вимоги до захисних заходів від ураження електричним струмом. – Впров. 01.04.2017.

29. ДБН В.1.1-7:2016 Пожежна безпека об’єктів будівництва. Загальні вимоги;. Впров. – 1 червня 2017.

30. Про затвердження Правил експлуатації та типових норм належності вогнегасників. Наказ МВС України від 15.01.2018 № 25.

31. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів. Наказ Міністерства палива та енергетики України від 25.07.2006 № 258.

32. Маляренко В. А. Енергетика і навколишнє середовище., Х.: Видавництво САГА, 2008. – 364 с.

33. Цабієв О. М., Бизова М. Б., Екологічна безпека: Конспект лекцій для студентів Енергетичного інституту фаху 8.07.08.01 – екологія та охорона навколишнього середовища. – Одеса: Наука і техніка, 2009. – 140 с.

34. ДСТУ ISO 14001:2015. Системи екологічного управління. Вимоги та настанови щодо застосування. – Київ: ДП «УкрНДНЦ», 2016. – 37 с.

35. ДСТУ ISO 50001:2020. Системи енергетичного менеджменту. Вимоги та настанови щодо застосування. – Київ: ДП «УкрНДНЦ», 2020. – 28 с.