

**НОРМАТИВНИЙ ДОКУМЕНТ МІНПАЛИВЕНЕРГО УКРАЇНИ
НАСТАНОВА**

**МЕТОДИКИ І РЕКОМЕНДАЦІЇ ЩОДО ОРГАНІЗАЦІЇ
ПЕРВИННОГО ТА ВТОРИННОГО РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ ТА
ПОТУЖНОСТІ НА ЕНЕРГОБЛОКАХ ТЕС (ТЕЦ)**

СОУ-Н ЕЕ 04.157:2009

Видання офіційне

Київ
Міністерство палива та енергетики України
Державне підприємство „Національна енергетична компанія „Укренерго”
2009

ПЕРЕДМОВА

- 1 ЗАМОВЛЕНО: Державне підприємство "Національна енергетична компанія "Укренерго" (ДП „НЕК «Укренерго»)
- 2 РОЗРОБЛЕНО: ВАТ по пуску, налагодженню, удосконаленню технології та експлуатації електростанцій і мереж “ЛьвівОРГРЕС”,
Дочірнє підприємство “Чехпол Енерджи Інвест”
- 3 РОЗРОБНИКИ: В. Гончаренко, В. Полівенок, Б. Симкін, В. Еліосов,
С. Яковлев (керівник розробки)
- 4 ВНЕСЕНО: Відділ розвитку та методологічного забезпечення надійної роботи електричних мереж Департаменту з питань електроенергетики Мінпаливенерго України,
Л. Власенко
- 5 УЗГОДЖЕНО: Заступник Міністра палива та енергетики України
В. Лучніков
Департамент з питань електроенергетики Мінпаливенерго України,
С. Меженний
Департамент стратегічної політики та перспективного розвитку ПЕК Мінпаливенерго України,
В. Сокиран
НАК „Енергетична компанія України”,
С. Сердюк
Державна інспекція з експлуатації електричних станцій і мереж,
О. Гутаревич
Департамент юридичного забезпечення Мінпаливенерго України,
С. Насвіщук
- 6 ЗАТВЕРДЖЕНО
ТА НАДАНО
ЧИННОСТІ: Наказ Мінпаливенерго України
від “24” березня 2009 р. № 158
- 7 УВЕДЕНО
ВПЕРШЕ
- 8 ТЕРМІН 2014 рік
- ПЕРЕВІРЕННЯ:
-

Право власності на цей документ належить ДП „НЕК "Укренерго".

Відтворювати, тиражувати і розповсюджувати його повністю чи частково на будь-яких носіях інформації без офіційного дозволу заборонено.

Стосовно врегулювання прав власності треба звертатися до ДП „НЕК "Укренерго".

© ДП „НЕК "Укренерго", 2009

ЗМІСТ

Вступ.....	V
1 Сфера застосування.....	1
2 Нормативні посилавання	2
3 Терміни та визначення понять.....	5
4 Позначки та скорочення	10
5 Рекомендації щодо організації первинного та вторинного регулювання частоти та потужності на енергоблоках ТЕС (ТЕЦ).....	11
5.1 Вимоги до первинного та вторинного регулювання частоти та потужності на енергоблоках ТЕС і ТЕЦ в ОЕС України	12
5.2 Вимоги до технологічного обладнання енергоблоків і режимів їх експлуатації, які впливають на якість регулювання.....	21
5.3 Вимоги і рекомендації щодо організації систем регулювання частоти і потужності енергоблоків.....	22
5.4 Вимоги до виконавчих механізмів, на які діють системи регулювання частоти і потужності з врахуванням особливостей пов'язаних з типом турбін	26
5.5 Вимоги до регулюючої арматури і механізмів основних контурів регулювання	27
5.6 Вимоги до засобів вимірювання системи регулювання частоти та потужності і технологічних параметрів	27
5.7 Рекомендовані схеми систем регулювання частоти, потужності і технологічних параметрів пилувугільних енергоблоків з прямотоковими і барабанними котлами	28
5.8 Рекомендовані схеми систем регулювання частоти, потужності і технологічних параметрів газо-мазутних енергоблоків.....	41
5.9 Вимоги до станційної системи керування щодо реалізації функції регулювання частоти і потужності ТЕС.....	46
5.10 Рекомендації щодо організації зв'язку агрегатних контролерів системи автоматичного регулювання частоти та потужності із станційною системою керування	47
5.11 Рекомендації щодо організації каналів зв'язку системи станційного керування з центральною системою регулювання частоти та потужності.....	47
5.12 Вимоги до технічних засобів систем автоматичного регулювання частоти та потужності модернізованих енергоблоків	48
5.13 Вимоги до програмного забезпечення станційної та блочної систем ре- гулювання частоти та потужності	50
5.14 Рекомендації щодо вибору, налагодження, випробування, впровадження в експлуатацію мікропроцесорних систем первинного регулювання частоти та потужності на енергоблоках ТЕС та ТЕЦ.....	52
5.15 Принципи і рекомендації організації поетапного впровадження сучас- них автоматизованих систем первинного та вторинного регулювання час- оти та потужності на основі аналізу існуючого стану технологічного облад- нання і систем автоматичного керування на діючих енергоблоках.....	54

5.16 Рекомендації щодо експлуатації, періодичних випробувань і визначення характеристик систем регулювання частоти та потужності.....	55
Додаток А Бібліографія.....	56

ВСТУП

Нормативний документ «Методики і рекомендації щодо організації первинного та вторинного регулювання частоти та потужності на енергоблоках ТЕС (ТЕЦ). Настанова» (далі — Настанова) з урахуванням вимог Об'єднаної енергетичної системи європейських країн (UCTE) до первинного та вторинного регулювання частоти та потужності регламентує:

- методики і рекомендації щодо організації залучення енергоблоків ТЕС і ТЕЦ до первинного, вторинного та третинного регулювання частоти та потужності в Об'єднаній енергетичній системі (ОЕС) України;

- вимоги до технологічного обладнання енергоблоків і режимів їх експлуатації, які впливають на якість регулювання;

- методики і рекомендації щодо організації систем регулювання частоти та потужності енергоблоків з описом їх структури та складових частин;

- вимоги до виконавчих механізмів, на які діють ці системи;

- вимоги до регулюючої арматури основних контурів регулювання;

- вимоги до давачів системи регулювання частоти та потужності;

- вимоги до технічних засобів систем регулювання частоти та потужності;

- вимоги до програмних засобів систем регулювання частоти та потужності.

У цій Настанові викладено вимоги до:

- станційної системи керування в частині реалізації функцій регулювання частоти та потужності;

- систем регулювання частоти, потужності і технологічних параметрів пилувугільних енергоблоків з прямотоковими і барабанними котлами;

- систем регулювання частоти, потужності і технологічних параметрів газо-мазутних енергоблоків.

У цій Настанові викладено рекомендації щодо:

- вибору, налагодження, випробування, впровадження в експлуатацію мікропроцесорних систем первинного та вторинного регулювання частоти та потужності на енергоблоках ТЕС і ТЕЦ України;

- організації поетапного впровадження сучасних автоматизованих систем первинного та вторинного регулювання частоти та потужності на основі аналізу існуючого стану технологічного обладнання і систем автоматичного керування на діючих енергоблоках ТЕС і ТЕЦ;

- експлуатації, періодичних випробувань і визначення характеристик систем регулювання частоти та потужності енергоблоків ТЕС і ТЕЦ.

Своєчасність розроблення Настанови зумовлена тим, що установлені чинними міжнародними та національними стандартами інших країн положення і значення основних характеристик регулювання частоти та потужності більш жорсткі, ніж регламентовані чинними нормативними документами України, зокрема стосовно точності виміру основних параметрів, чутливості систем регулювання і швидкості їх реакції. Чинні нормативні документи України в цій

частині застарілі, не враховують сучасний рівень розвитку систем регулювання частоти та потужності і потребують внесення змін. Як наслідок цього - відсутність нормативної бази для модернізації енергоблоків ТЕС та блочних ТЕЦ з метою їх залучення до первинного та вторинного регулювання частоти та потужності в ОЕС України відповідно до сучасних вимог.

Застосування цієї Настанови створить умови щодо якісної участі енергоблоків ТЕС і ТЕЦ в регулюванні частоти і потужності в ОЕС України відповідно до вимог UCTE, сприятиме підвищенню якості регулювання частоти та потужності в ОЕС України в нормальних режимах її роботи, надійності електропостачання споживачів, запобіганню виникнення і розвитку системних аварій та створенню умов для здійснення паралельної роботи ОЕС України з Об'єднаною енергетичною системою європейських країн і розвитку експортного потенціалу електроенергетичної галузі.

Відповідність існуючого технологічного обладнання і систем автоматичного керування на діючих енергоблоках і ТЕС (ТЕЦ) сучасним вимогам може бути досягнуто, тільки після модернізації основного обладнання та систем регулювання (реконструкції турбін і котлів, впровадження мікропроцесорних систем регулювання, застосування мікропроцесорної техніки і швидкодіючих каналів обміну інформацією, тощо), що потребує необхідних витрат та часу і зумовлює ще тривалий час одночасну експлуатацію частини енергоблоків ТЕС і ТЕЦ із зниженими характеристиками. Це необхідно враховувати разом з особливостями ОЕС України під час впровадження цієї Настанови.

У цій Настанові враховано вимоги ДСТУ ISO 9000 (ISO 9000, IDT) Системи управління якістю. Основні положення та словник, ДСТУ ISO 9001 Системи управління якістю. Вимоги, ДСТУ 2226 Автоматизовані системи. Терміни та визначення.

Побудова, викладання, оформлення та зміст цієї Настанови виконані згідно ДСТУ 1.2, ДСТУ 1.5, СОУ-Н МПЕ 001; СОУ-Н МПЕ 002 та СОУ-Н МПЕ 003.

ЗАТВЕРДЖЕНО
Наказ Міністерства палива
та енергетики України
від 24 березня 2009 р. № 157

СОУ-Н ЕЕ 04.157:2009

НОРМАТИВНИЙ ДОКУМЕНТ МІНПАЛИВЕНЕРГО УКРАЇНИ
НАСТАНОВА

**МЕТОДИКИ І РЕКОМЕНДАЦІЇ ЩОДО ОРГАНІЗАЦІЇ ПЕРВИННОГО
ТА ВТОРИННОГО РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ ТА ПОТУЖНОСТІ НА
ЕНЕРГОБЛОКАХ ТЕС (ТЕЦ)**

Чинний від 2009-05-23

1 СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ

1.1 Ця Настанова установлює загальні вимоги до систем первинного та вторинного регулювання частоти і потужності енергоблоків ТЕС і ТЕЦ в ОЕС України та до технологічного обладнання енергоблоків і режимів їх експлуатації.

1.2 Ця Настанова стосується вибору, налагодження, випробування, впровадження в експлуатацію мікропроцесорних систем первинного та вторинного регулювання частоти і потужності на енергоблоках ТЕС і ТЕЦ України, що підлягають реконструкції.

1.3 Положення цієї Настанови поширюються на енергоблоки ТЕС і ТЕЦ незалежно від форм власності, які приймають участь у загальному первинному та вторинному регулюванні частоти і потужності та які плануються для участі в нормованому первинному та вторинному регулюванні частоти і потужності після модернізації основного обладнання та систем регулювання.

1.4 Ця Настанова є обов'язковою для проектних, науково-дослідних, будівельних, монтажних, налагоджувальних, ремонтних та інших організацій України в частині, що стосується регулювання частоти та потужності, незалежно від форм власності.

1.5 Цю Настанову застосовують під час організації регулювання частоти і потужності в нормальних умовах роботи ОЕС України та енергооб'єднання,

а також в умовах аварійних вимкнень в ОЕС України або в енергосистемах країн учасниць енергооб'єднання, що загалом не спричиняють за своїми наслідками порушень нормальних умов роботи ОЕС України або енергооб'єднання.

Вимоги до організації регулювання частоти та потужності енергоблоків ТЕС і ТЕЦ у аварійних режимах для збереження стійкості (ГКД 34.20.575), зокрема під час автоматичного відокремлення на збалансоване навантаження за аварійного зниження частоти (8.6.1 ГКД 34.20.507), а також під час автоматичного розвантаження енергоблоків під дією ПА [1,2,3], мають розглядатися в інших документах.

1.6 Порядок залучення ТЕС (ТЕЦ) до участі у регулюванні частоти та потужності ОЕС України і економічного стимулювання за участь наведено в таких НД, що на розгляді:

Кодекс електричних мереж України

Порядок надання та принципи ціноутворення на ринку системних (допоміжних) послуг в електроенергетиці України

2 НОРМАТИВНІ ПОСИЛАННЯ

У цій Настанові є посилання на наступні нормативні документи:

Закон України "Про електроенергетику" від 16 жовтня 1997 р. № 75/97-

ВР

Закон України "Про охорону навколишнього природного середовища" від 25 червня 1991 р. № 1264-XII

ДСТУ 1.2:2003 Національна стандартизація. Правила розроблення національних нормативних документів

ДСТУ 1.5:2003 Національна стандартизація. Правила побудови, викладання, оформлення та вимоги до змісту нормативних документів

ДСТУ 2226-93 Автоматизовані системи. Терміни та визначення

ДСТУ ГОСТ 8.586.5 – 2005, IDT Вимірювання витрати та кількості рідини і газу із застосуванням стандартних звужувальних пристроїв. Частина 5. Методика виконання вимірювань

ДСТУ ISO 9001-2001 Системи управління якістю. Вимоги

ДСТУ ISO 9000:2001 (ISO 9000:2000, IDT). Системи управління якістю. Основні положення та словник

ГОСТ 12997-84 Изделия ГСП. Общие технические условия. (Вироби ДСП. Загальні технічні умови)

ГОСТ 24278-89 Установки турбинные паровые стационарные для привода электрических генераторов ТЭС. (Установки турбінні парові стаціонарні для приводу електричних генераторів ТЕС. Загальні технічні вимоги)

ГОСТ 34.602-89 Комплекс стандартов на автоматизированные системы управления. Автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы. (Комплекс стандартів на автоматизовані системи керування. Автоматизовані системи. Технічне завдання на створення автоматизованої системи)

ГОСТ 25804.1-83 – ГОСТ 25804.8-83 Аппаратура, приборы, устройства и оборудование систем управления технологическими процессами атомных электростанций. Общие конструктивно-технические требования. (Апаратура, прилади, пристрої і устаткування систем управління технологічними процесами атомних електростанцій. Загальні конструктивно-технічні вимоги)

ГОСТ 34.201-89 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, комплектность и обеспечение документов при создании автоматизированных систем. (Інформаційна технологія. Комплекс стандартів на автоматизовані системи. Види, комплектність і забезпечення документів під час створення автоматизованих систем)

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания. (Інформаційна технологія. Комплекс стандартів на автоматизовані системи. Автоматизовані системи. Стадії створення)

ГОСТ 34.603-92 Информационная технология. Виды испытаний автоматизированных систем. (Інформаційна технологія. Види випробувань автоматизованих систем)

ГОСТ 7192-89 Механизмы исполнительные электрические постоянной скорости. ГСП. Общие технические условия. (Механізми виконавчі електричні постійної швидкості. ДСП. Загальні технічні умови)

УСТЕ ОН Р1 – Методика: Регулювання частоти і навантаження і його ефективність [Е]

УСТЕ ОН А1 – Додаток 1: Регулювання частоти і навантаження і його ефективність [Е]

Концепция регулирования частоты в энергообъединении стран СНГ и Балтии. Утверждено решением Электроэнергетического Совета СНГ и Балтии 27.10.2005 г. (Концепція регулювання частоти в енергооб'єднанні країн СНД і Балтії. Затверджено рішенням Електроенергетичної Ради СНД і Балтії 27.10.2005 р.)

Правила и рекомендации по регулированию частоты и перетоков в энергообъединении СНГ и Балтии. Утверждены решением Электроэнергетического Совета СНГ и Балтии 12.10.2007 г. (Правила і рекомендації щодо регулювання частоти і перетоків в енергооб'єднанні СНД і Балтії. Затверджені рішенням Електроенергетичної Ради СНД і Балтії 12.10.2007 р.)

Концепція "Першочергові організаційні та технічні заходи щодо інтеграції ОЕС України до об'єднання енергетичних систем європейських країн". Затверджена Координаційною Радою з питань інтеграції ОЕС України до об'єднання енергосистем європейських країн та розвитку енергетичного потенціалу електроенергетичної галузі 04 квітня 2006 р.

ГКД 34.20.575-2002 Стійкість енергосистем. Керівні вказівки

ГКД 34.20.507-2003 Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила

ГКД 34.25.503-96 Маневреність енергоблоків з конденсаційними турбінами. Технічні вимоги

ГКД 34.35.101-95 Оборудование энергетических блоков мощностью 300 МВт и выше. Требования, определяемые условиями их автоматизации. (Обладнання енергетичних блоків потужністю 300 МВт і вище. Вимоги, що визначаються умовами їх автоматизації)

ГКД 34.20.301-96 Програма випробувань на ТЕС, ГЕС, в енергосистемах, теплових і електричних мережах. Положення про порядок розробки, узгодження і затвердження

СОУ-Н МПЕ 001:2006 Міністерство палива та енергетики України. Нормативний документ. Правила розроблення нормативних документів

СОУ-Н МПЕ 002:2006 Нормативний документ Мінпаливенерго України. Правила побудови, викладання, оформлення та вимоги до змісту нормативних документів

СОУ-Н МПЕ 003:2006 Нормативний документ Мінпаливенерго України. Правила затвердження, реєстрації та підготовки до видання нормативних документів

СОУ-Н ЕЕ ЯЕК 04.156:2009 Нормативний документ Мінпаливенерго України Основні вимоги щодо регулювання частоти та потужності в ОЕС України. Настанова

СОУ-Н ЕЕ 04.158:2009 Нормативний документ Мінпаливенерго України. Методики і рекомендації щодо організації первинного та вторинного регулювання частоти та потужності на ГЕС. Настанова

СОУ-Н ЕЕ ЯЕК 04.159:2009 Нормативний документ Мінпаливенерго України. Методики і рекомендації щодо організації первинного та вторинного регулювання частоти та потужності на енергоблоках АЕС. Настанова

СОУ-Н ЕЕ ЯЕК 04.160:2009 Нормативний документ Мінпаливенерго України. Методики і рекомендації щодо перевірки готовності ТЕС, ГЕС і АЕС до участі у регулюванні частоти та потужності в ОЕС України. Настанова

НР 34-00-112-86, НР 34-70-113-86 Нормы минимально допустимых уровней и предельно допустимых скоростей изменения нагрузок энергоблоков 150-1200 МВт (уточненные для каждого конкретного энергоблока и утвержденные РАО “ЕЭС России” 20.12.1993 г. как “Нормы допустимых минимальных уровней и скоростей изменения нагрузок тепловых электростанций РАО “ЕЭС России”) (Норми мінімально допустимих рівнів і гранично допустимих швидкостей зміни навантаження енергоблоків 150-1200 МВт (що уточнені для кожного конкретного енергоблока і затверджені РАО “СЕС Росії” 20.12.1993 р. як “Норми допустимих мінімальних рівнів і швидкостей зміни навантаження теплових електростанцій РАО “СЕС Росії”)

РД 34.11.321-96 Нормы погрешности измерений технологических параметров тепловых электростанций и подстанций (Норми похибки вимірювань технологічних параметрів теплових електростанцій і підстанцій)

СТО СО-ЦДУ ЕЭС 001-2005 Стандарт СО-ЦДУ ЕЭС. Нормы участия энергоблоков ТЭС в нормированном первичном и автоматическом вторичном регулировании частоты (Норми участі енергоблоків ТЕС в нормованому первинному і автоматичному вторинному регулюванні частоти)

Кодекс електричних мереж України¹

Порядок надання та принципи ціноутворення на ринку системних (допоміжних) послуг в електроенергетиці України¹

3 ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ПОНЯТЬ

У цій Настанові тут і далі по тексту:

- під словом «потужність» розуміється активна потужність;
- під динамічною похибкою розуміється різниця між величиною заданого параметра і поточним значенням параметра в кожен момент часу.

Нижче подано терміни, вжиті в цій Настанові, та визначення позначених ними понять:

3.1 Об'єднана Енергетична Система України

Сукупність електростанцій, електричних і теплових мереж, інших об'єктів електроенергетики, які розташовані в Україні та об'єднані спільним режимом виробництва, передавання та розподілу електричної і теплової енергії в разі централізованого керування цим режимом

3.2 енергооб'єкт (енергопідприємство)

Електричні станції, джерела теплопостачання, електричні і теплові мережі, що здійснюють виробництво, передавання і постачання електричної і/чи теплової енергії

3.3 енергооб'єднання

Об'єднання енергосистем (об'єднаних енергосистем) декількох країн, що працюють паралельно на підставі міждержавних договорів і угод

3.4 суб'єкти паралельної роботи (далі – суб'єкти)

Енергооб'єднання, енергосистеми, електростанції, електричні мережі, споживачі, які об'єднані спільним технологічним режимом виробництва, передавання та розподілу електричної енергії на підставі договорів і угод

3.5 відхилення частоти

Відхилення фактичної частоти електроенергетичної системи від встановленого значення

3.6 номінальна частота

Значення 50,00 Гц

3.7 нормальні умови роботи енергооб'єднання

Режим роботи за номінальної частоти з допустимими відхиленнями, допустимих перетоків і наявності резервів потужності

3.8 первинне регулювання частоти

Процес зміни активної потужності енергоблоків, агрегатів та електростанцій в цілому під впливом дії систем автоматичного регулювання турбін, котлів, а також регулюючого ефекту навантаження, викликаного зміною частоти системи в ОЕС внаслідок виникнення небалансу потужності в ОЕС, спрямований на зменшення цієї зміни, що закінчується встановленням квазістатичного балансу потужності за нового значення частоти.

¹ На розгляді

Величина і знак квазістатичного відхилення частоти залежить від величини і знаку небалансу потужності. Загальні дії первинного регулювання ОЕС можна оцінити, підраховавши еквівалентний статизм в ОЕС, що є результатом статизму всіх енергоблоків (агрегатів) та регулюючого ефекту (саморегуляції) сукупного навантаження ОЕС.

Шляхом спільних дій об'єднаних енергетичних підприємств система первинного регулювання забезпечується експлуатаційна надійність ОЕС

3.9 первинна регулююча потужність електростанції (енергоблоку, агрегату)

Значення зміни активної потужності в процесі первинного регулювання під впливом системи автоматичного регулювання турбін, котлоагрегатів, викликаного зміною частоти. У разі підвищення частоти первинна регулююча потужність – негативна (розвантаження генеруючих агрегатів), у разі зниження частоти – позитивна (завантаження)

3.10 резерв первинного регулювання (первинний резерв) енергоблоку(агрегату), електростанції

Максимальне значення первинної регулюючої потужності як частини номінальної потужності, яке може видати генеруючий агрегат, електростанція в разі зниження (резерв на завантаження) або підвищення (резерв на розвантаження) частоти. Резерв первинного регулювання використовується в разі відхилення частоти і знов відновлюється при її поверненні до номінального значення

3.11 діапазон первинного регулювання енергоблоку (агрегату), електростанції

Арифметична сума поточних величин резервів первинного регулювання на завантаження і розвантаження

3.12 первинні регулятори

Автоматичні регулятори частоти обертання турбіни, що змінюють потужність турбоагрегату в разі зміни частоти. Навантаження котла приводиться у відповідність до навантаження турбіни під дією комплексу регуляторів, які впливають на продуктивність котла

3.13 нечутливість первинних регуляторів

Найменша величина відхилення виміряної частоти від номінального (заданого) значення, що зумовлює переміщення регуляторами органів керування турбіни і котла

3.14 система первинного регулювання енергоблоку

Сукупність пристроїв локального вимірювання частоти та автоматичного керування потужністю турбіни і продуктивністю котла, яка забезпечує необхідну зміну потужності енергоблоку в разі зміни частоти. Включає первинні регулятори і систему локального вимірювання частоти

3.15 мертва зона первинного регулювання

Діапазон фактичних відхилень частоти від номінального (заданого) значення, в якому енергоблок (агрегат) не змінює свою потужність. Мертва зона (зона нечутливості всього контуру первинного регулювання) зумовлена неточністю локального вимірювання частоти і нечутливістю первинного регулятора частоти.

Мінімальне значення мертвої зони визначається сумою похибки локального вимірювання частоти і зони нечутливості первинних регуляторів

3.16 статизм (спад генератора)

Параметр первинного регулятора частоти, який дорівнює добутку від ділення відносного відхилення частоти в мережі квазістаціонарного стану на відносну зміну потужності енергоблоку (агрегату), пов'язану з дією первинного регулятора. Цей безрозмірний коефіцієнт, зазвичай, виражений як відсоток

3.17 крутизна статичної частотної характеристики (СЧХ) енергоблоку (агрегату), електростанції

Коефіцієнт лінійної залежності потужності первинного регулювання від відхилення частоти. Крутизна СЧХ, визначена в МВт/Гц, дає змогу визначити величину і знак первинної регулюючої потужності, що виникає у разі певного відхилення частоти. Чим більше крутизна СЧХ енергоблоку (агрегату), електростанції, тим більшу роль вони відіграють в первинному регулюванні і тим менше відхилення її частоти. Крутизна СЧХ залежить від настройки систем регулювання на енергоблоках (агрегатах) електростанцій та наявності резервів первинного регулювання

3.18 квазістатичне відхилення частоти

Проміжне значення відхилення частоти, за якого після закінчення мобілізації резерву первинного регулювання частота стабілізується та утримується первинним регулюванням до початку відновлення її вторинним регулюванням

3.19 загальне первинне регулювання частоти

Первинне регулювання, здійснюване всіма енергоблоками (агрегатами) електростанцій в межах резервів первинного регулювання, що є в даний момент часу, з характеристиками регуляторів швидкості турбін, заданих технічними правилами, за підтримки системами регулювання продуктивності котлів на ТЕС відповідно до чинних нормативів. Загальне первинне регулювання призначене для збереження функціонування електростанцій і енергопостачання споживачів у разі аварійних відхилень частоти.

Участь у загальному первинному регулюванні є умовою паралельної роботи з ОЕС України

3.20 нормоване первинне регулювання частоти

Організована частина первинного регулювання, здійснювана в цілях забезпечення гарантованої якості первинного регулювання і підвищення надійності ОЕС (енергооб'єднання) енергоблоками (агрегатами) виділених електростанцій, на яких заплановані і постійно підтримуються резерви первинного регулювання та забезпечено їх ефективне використання відповідно до заданих НЕК "Укренерго" характеристик (параметрів) первинного регулювання

3.21 вторинне регулювання частоти та потужності

Процес зміни активної потужності спеціально виділених електростанцій для компенсації того, що виник небаланс потужності, ліквідації перевантаження транзитних зв'язків, відновлення частоти і заданих зовнішніх перетоків та відновлення резервів первинної регулюючої потужності, витрачених під час дії первинного регулювання. Вторинне регулювання здійснюється, зазвичай, автоматично під дією централізованої системи автоматичного регулювання частоти

і потужності, а в період відсутності автоматизованих систем регулювання – оперативно (вручну)

3.22 вторинний регулятор

Програмно-технічні засоби, призначені для розрахунку і передавання автоматичних керуючих завдань на енергооб'єкти, що залучаються до централізованого автоматичного вторинного регулювання ОЕС та обчислення похибки регулювання.

Центральний регулятор САРЧП повинен мати власну систему збору та передавання інформації і функціонувати незалежно від оперативно-інформаційного комплексу (ОІК) або може входити до інтегрованого пакету SCADA/AGC/EMS, в якому приймання/передавання оперативної інформації забезпечується за допомогою ОІК

3.23 вторинна регулююча потужність

Значення зміни активної потужності електростанції, енергоблоку (агрегату) під час вторинного регулювання під дією САРЧП або за командами диспетчера під час оперативного регулювання з метою відновлення нормального режиму або планового балансу потужності. Збільшення потужності електростанцій, енергоблоків (агрегатів) відповідає видачі позитивної, зменшення – негативної вторинної регулюючої потужності (відповідно на завантаження і розвантаження електростанцій, енергоблоків, агрегатів)

3.24 резерв вторинного регулювання (вторинний резерв)

Значення максимально можливої зміни потужності енергоблоку (агрегату), електростанції за командою від центрального регулятора САРЧП «Укренерго»/ ЕЕС і/або за командами диспетчера на завантаження або розвантаження (відповідно резерв на завантаження і розвантаження)

3.25 діапазон вторинного регулювання

Арифметична сума поточних резервів вторинного регулювання енергоблоку (агрегату), електростанції, на завантаження і розвантаження. У процесі вторинного регулювання один з цих резервів може бути вичерпаний, що обмежить можливості вторинного регулювання. Для забезпечення ефективного вторинного регулювання необхідно відновлювати діапазон вторинного регулювання засобами третинного регулювання

3.26 третинне регулювання

Оперативна або автоматична зміна потужності (робочих точок) спеціально виділених енергоблоків (агрегатів), електростанцій третинного регулювання і споживачів-регуляторів (головним чином, шляхом зміни графіків навантаження) з метою відновлення вторинного резерву в міру його вичерпання, а також для здійснення оперативної корекції режиму в інших цілях

3.27 третинна регулююча потужність

Значення зміни потужності енергоблоків (агрегатів), електростанцій третинного регулювання в напрямі завантаження (резерв на завантаження) і розвантаження (резерв на розвантаження), а також споживачів-регуляторів у процесі третинного регулювання за командами диспетчера НЕК «Укренерго»/ЕЕС або центрального регулятора САРЧП «Укренерго»/ЕЕС.

Третинна регулююча потужність – позитивна в разі збільшення генеруючої або зниження споживаної потужності

3.28 третинний резерв

Значення максимально можливої зміни потужності енергоблоків (агрегатів), електростанцій третинного регулювання під час третинного регулювання на завантаження (резерв на завантаження) і розвантаження (резерв на розвантаження).

У третинний резерв на завантаження (розвантаження) включаються також споживачі-регулятори, готові відповідно знизити (підвищити) споживану потужність за командою диспетчера НЕК «Укренерго»/ЕЕС або САРЧП

3.29 діапазон третинного регулювання

Арифметична сума поточних величин резервів третинного регулювання на завантаження і розвантаження

3.30 базовий режим роботи енергоблоку (агрегату), електростанції

Режим роботи із заданою потужністю протягом установленого інтервалу часу

3.31 планова потужність електростанції (енергоблоку, агрегату)

Величина активної потужності, яка має видаватись відповідно до диспетчерського графіка або команди диспетчера НЕК «Укренерго»/ЕЕС. Планова потужність є початковою для первинного і вторинного регулювання

3.32 регульовальний діапазон енергоблоку (агрегату), електростанції

Інтервал допустимих навантажень енергоблоку (агрегату), електростанції відповідно до поточних технічних умов експлуатації

3.33 діапазон автоматичного регулювання енергоблоку (агрегату), електростанції

Інтервал навантажень, у межах якого вони можуть змінювати свою потужність під час їх участі в регулюванні частоти та потужності ОЕС у разі відпрацювання завдань первинного, вторинного і третинного регулювання в повністю автоматичному режимі, за умови підтримки їх технологічних параметрів роботи в заданих межах, без виходу на аварійні обмеження

3.34 обертовий резерв потужності енергоблоку (агрегату), електростанції

Різниця між максимально допустимою (за умов можливого тривало допустимого перевантаження обладнання, існуючих обмежень щодо потужності, збереження стійкості) активною потужністю енергоблоку (агрегату), електростанції, підключених до електричної мережі ОЕС і активною потужністю, що в них генерується, в установлений момент часу

3.35 автоматизована система керування

Автоматизована система, призначена для автоматизації процесів збирання та пересилання інформації про об'єкт керування, її опрацювання та видачі керівних дій на об'єкт керування

3.36 структура автоматизованої системи

Сукупність підсистем, компонентів, елементів, що входять в автоматизовану систему, засобів зв'язку між ними, а також засобів зв'язку з іншими автоматизованими системами

3.37 програмно-технічний комплекс

Продукція промислово-технічного призначення, що є сукупністю засобів управляючої (обчислювальної) техніки і програмного забезпечення, сервісного устаткування, ЗП і комплекту експлуатаційної документації, що забезпечує виконання функцій автоматизованої системи

3.38 документація на автоматизовану систему

Комплект взаємопов'язаних документів, що повністю визначають технічні вимоги до автоматизованої системи, проектні та організаційні рішення із створення й функціонування автоматизованої системи

3.39 верифікація

Підтвердження відповідності характеристик системи, процесу або документу вимогам встановленим для них на попередній стадії розробки кінцевого продукту

3.40 валідація

Процес, спрямований на підтвердження об'єктивними доказами того, що кінцевий продукт (виріб або послуга) відповідає встановленим вимогам

3.41 засоби технічні автоматизованої системи

Сукупність апаратних і комунікаційних засобів, носіїв даних і допоміжних матеріалів, що забезпечують реалізацію функцій автоматизованої системи

3.42 випробування

Експериментальне визначення кількісних і (або) якісних характеристик об'єкта випробовувань за результатом впливу на нього під час функціонування

3.43 пусконаладжувальні роботи

Комплекс робіт з контролю, настройки і випробувань, який забезпечує надійну і безпечну роботу, досягнення проектних параметрів, введення в експлуатацію системи, устаткування та енергоблоку в цілому

3.44 астатичний закон регулювання

Закон регулювання, за якого відхилення регульованого параметра зводиться до нуля. Реалізація астатичного закону забезпечується інтегральним (пропорційно-інтегральним) регулятором

4 ПОЗНАКИ ТА СКОРОЧЕННЯ:

У цій Настанові застосовано такі позначки та скорочення:

АРМ	– автоматизоване робоче місце;
ВР	– верхній рівень;
ДП	– диспетчерський пункт;
ЕГСР	– електрогідравлічна система регулювання;
ЕЕС	– електроенергетична система;
ЖЕН	– живильний електронасос;
ЗП	– запас інструментів і приладів;
ЗМТ	– зона максимальної теплоємності;
ІФО	– індивідуальне функціональне опробування;
КРП	– котельний регулятор потужності;

ЛП	– логічний перетворювач;
НА	– напрямний апарат;
НЕ	– нелінійний елемент;
НЕК	– національна енергетична компанія;
НР	– нижній рівень;
ОЕС	– об'єднана енергетична система;
ОТЗ	– обмежувач темпу завдання;
ПА	– протиаварійна автоматика;
ПЗ	– програмне забезпечення;
ПТК	– програмно-технічний комплекс;
РЖК	– регулюючий живильний клапан;
РК	– регулюючий клапан;
РП	– регулювання потужності;
РПК	– регулятор положення клапанів;
РПП	– регенеративний повітропідігрівник;
РПТ	– регулювання потужності з корекцією по тиску;
РТН	– регулятор теплового навантаження;
САРЧП	– система автоматичного регулювання частоти і потужності;
ССК	– станційна система керування;
СЧХ	– статична частотна характеристика;
ТЕЦ	– теплова електроцентраль;
ТЕС	– теплова електрична станція;
ТЖН	– турбоживильний насос;
ТЗ	– технологічний захист;
ТРП	– турбінний регулятор потужності;
ТО	– технологічне обмеження;
ЦВТ	– циліндр високого тиску;
ЦСТ	– циліндр середнього тиску;
ЧК	– частотний коректор;
ШК	– шафа контролера;
ШРОУ	– швидкодіюча редуційно-охолоджувальна установка;
УСТЕ	– об'єднання для координації передавання електроенергії – асоціація системних операторів.

5 РЕКОМЕНДАЦІЇ ЩОДО ОРГАНІЗАЦІЇ ПЕРВИННОГО І ВТОРИННОГО РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ ТА ПОТУЖНОСТІ НА ЕНЕРГОБЛОКАХ ТЕС (ТЕЦ)

Енергоблоки ТЕС і ТЕЦ України мають приймати участь у загальному первинному і вторинному регулюванні частоти та потужності із застосуванням типових проектних структурних схем систем автоматичного регулювання за виконання вимог розділів 5.11, 8.6 ГКД 34.20.507, а також у третинному регулюванні.

Характеристики первинного і вторинного регулювання частоти та потужності ТЕС (ТЕЦ) з метою запобігання зайвого перерозподілу потужності між

генеруючими агрегатами ОЕС під час регулювання, повинні бути максимально можливо наближеними до відповідних характеристик генеруючих агрегатів ГЕС і АЕС (УСТЕ ОН Р1, УСТЕ ОН А1, Концепция регулирования частоты в энергообъединении стран СНГ и Балтии (Концепція регулювання частоти в енергооб'єднанні країн СНД і Балтії)).

Вимоги цієї Настанови до характеристик первинного і вторинного регулювання ТЕС (ТЕЦ) погоджені з вимогами до відповідних характеристик, які викладено у СОУ-Н ЕЕ ЯЕК 04.156, СОУ-Н ЕЕ 04.158, СОУ-Н ЕЕ ЯЕК 04.159 та СОУ-Н ЕЕ ЯЕК 04.160.

За результатами обстеження [4,5,6] енергоблоки ТЕС і ТЕЦ України не забезпечують виконання вимог УСТЕ щодо участі у регулюванні частоти та потужності за чутливістю систем регулювання і швидкістю їх реакції, точністю виміру основних параметрів тощо. Щоб забезпечити виконання вимог УСТЕ щодо участі в регулюванні частоти та потужності енергоблоків ТЕС і ТЕЦ в ОЕС України необхідно модернізувати основне обладнання та системи регулювання відповідно до викладених нижче рекомендацій. Модернізовані енергоблоки мають забезпечувати вимоги УСТЕ щодо участі у нормованому регулюванні частоти та потужності.

5.1 Вимоги до первинного і вторинного регулювання частоти та потужності енергоблоків ТЕС і ТЕЦ в ОЕС України

5.1.1 Загальні вимоги

5.1.1.1 Розрізняють загальне і нормоване первинне регулювання частоти в ОЕС України.

5.1.1.2 Енергоблоки ТЕС і ТЕЦ та агрегати ТЕС із поперечними зв'язками України мають постійно брати участь у загальному або нормованому первинному регулюванні. Вони мають задовольняти вимогам до первинного регулювання.

5.1.1.3 Загальне первинне регулювання частоти в ОЕС України потрібно здійснювати, щоб зберегти енергопостачання споживачів і функціонування електростанцій у разі аварійного відхилення частоти (Правила и рекомендации по регулированию частоты и перетоков в энергообъединении СНГ и Балтии. (Правила і рекомендації щодо регулювання частоти і перетоків в енергооб'єднанні СНД і Балтії, п.5.2)).

5.1.1.4 Нормоване первинне регулювання має здійснюватися виділеними електростанціями (енергоблоками) ТЕС і ТЕЦ та сприяти забезпеченню гарантованого рівня якості первинного регулювання в ОЕС України. До нормованого первинного регулювання мають залучатися ТЕС і ТЕЦ з модернізованими енергоблоками, регулювання яких відповідає зазначеним нижче вимогам.

5.1.2 Параметри первинного регулювання

5.1.2.1 До параметрів первинного регулювання належать:

- діапазон (резерв первинного регулювання на завантаження і розвантаження);

- нечутливість первинного регулятора;
- мертва зона первинного регулятора;
- статизм;
- динаміка (швидкість) зміни первинної регулюючої потужності;
- час утримання первинної регулюючої потужності;
- стан – уведено/виведено.

5.1.2.2 Діапазон нормованого первинного регулювання має задаватися НЕК «Укренерго»/ЕЕС на ТЕС і ТЕЦ та їх енергоблоках з урахуванням технологічних обмежень устаткування, щоб запобігти аварійному зупину енергоблоку в результаті дії первинного регулювання, і забезпечуватися за будь-якої початкової потужності енергоблоку (у межах діапазону автоматичного регулювання).

САРЧП енергоблоку має забезпечувати виконання вимог нормованого первинного регулювання в діапазоні до $\Delta P_{\Pi}(\Delta f) = \pm 5\% P_{\text{НОМ}}$ для нормальних режимів роботи енергосистеми (нормований резерв первинного регулювання) і до $\Delta P_{\Pi}(\Delta f) = \pm 10\% P_{\text{НОМ}}$ для можливих аварійних режимів роботи енергосистеми (аварійний резерв первинного регулювання), де $P_{\text{НОМ}}$ – номінальна потужність енергоблоку, $\Delta P_{\Pi}(\Delta f)$ – діапазон первинного регулювання.

Розміщення діапазонів регулювання показано на рисунку 1.



Рисунку 1 – Розміщення діапазонів регулювання.

Резерв нормованого первинного регулювання має задаватися для виділених електростанцій та їх енергоблоків у обсягах, допустимих вимогами щодо маневреності для безперервного регулювання і повністю мобілізуватися за відхилення частоти $\pm 0,2$ Гц та більше від номінального рівня.

На електростанціях, залучених до нормованого первинного регулювання, мають постійно підтримуватися задані резерви первинної регулюючої потужності на завантаження і розвантаження енергоблоків. (УСТЕ ОН Р1, УСТЕ ОН А1, Концепція регулювання частоти в енергооб'єднанні стран СНГ и Балтии

(Концепція регулювання частоти в енергооб'єднанні країн СНД і Балтії), п.3.1 і 4.1.1).

В ОЕС України тимчасово, до проведення модернізації певної кількості енергоблоків, НЕК «Укренерго»/ЕЕС може розміщати частину планового резерву первинного регулювання на ТЕС і ТЕЦ з енергоблоками, на яких регулятори турбін і котлів ще не модернізовано.

Настройка регуляторів турбін і котлів не модернізованих енергоблоків має забезпечувати видачу заданого резерву первинної регулюючої потужності при відхиленні частоти від номінальної на $\pm 0,2$ Гц та більше.

Якщо величина необхідної первинної регулюючої потужності в ОЕС України перевищує заданий первинний резерв, видача первинної регулюючої потужності енергоблоками ТЕС і ТЕЦ, залученими до нормованого первинного регулювання, має здійснюватися в усьому діапазоні їх регулювання, обмеженому тільки допустимістю режимів устаткування. (Правила и рекомендации по регулированию частоты и перетоков в энергообъединении СНГ и Балтии (Правила і рекомендації щодо регулювання частоти і перетоків в енергооб'єднанні СНД і Балтії), п.5.7).

5.1.2.3 Зона нечутливості первинних регуляторів $\pm f_{нч}$ – діапазон відхилень вимірної частоти від номінального (заданого) значення, у межах якого не забезпечується переміщення регуляторами органів керування турбіни і котла.

На енергоблоках, виділених для нормованого первинного регулювання, нечутливість первинних регуляторів частоти має не перевищувати $\pm 0,01$ Гц (УСТЕ ОН Р1, УСТЕ ОН А1, СТО СО-ЦДУ ЕЭС 001, п.4.2.4).

Точність локальних вимірювань частоти, використовуваних у первинних регуляторах частоти, має бути не гірше $\pm 0,01$ Гц (бажано 0,005 Гц), циклічність цих вимірювань – у діапазоні від 0,1 с до 1 с.

Цикл оновлення вимірювань частоти для потреб нормованого первинного регулювання має відповідати циклу роботи системи первинного регулювання, який має не перевищувати 1 с (УСТЕ ОН Р1, УСТЕ ОН А1, СТО СО-ЦДУ ЕЭС 001, п. 4.2.3).

Як локальний вимір частоти потрібно використовувати частоту обертання ротора турбіни.

5.1.2.4 На енергоблоках ТЕС і ТЕЦ України, виділених для нормованого первинного регулювання, мінімальне значення мертвої зони первинного регулювання ($\pm \Delta f_{0\min}$) має не перевищувати $\pm 0,02$ Гц.

За межами мертвої зони енергоблок має видавати первинну регулюючу потужність відповідно до заданого статизму.

Величину мертвої зони нормованого первинного регулювання має задавати НЕК «Укренерго»/ЕЕС в оперативному порядку з дискретністю не гірше 0,01 Гц (СТО СО-ЦДУ ЕЭС 001, п. 4.2.5).

5.1.2.5 Величина статизму визначає нахил статичної характеристики первинного регулювання. За межами мертвої зони значення статизму σ [%] визначають за формулою (УСТЕ ОН Р1, УСТЕ ОН А1, СТО СО-ЦДУ ЕЭС 001, п.4.2.7):

$$\sigma = - \frac{\frac{\Delta f_p}{f_{\text{НОМ}}}}{\frac{\Delta P_{\text{П}}}{P_{\text{НОМ}}}} \times 100\%, \quad (1)$$

де:

Δf_p – розрахункове відхилення частоти за межами мертвої зони, Гц;

$f_{\text{НОМ}}$ – номінальна частота, яка дорівнює 50 Гц;

$\Delta P_{\text{П}}$ – видавана енергоблоком первинна регулююча потужність, МВт;

$P_{\text{НОМ}}$ – номінальна потужність енергоблоку, МВт.

Статизм прийнятий позитивним, що враховано знаком мінус у формулі 1 розрахунку σ .

САРЧП енергоблоку повинна мати можливість завдання значення статизму в діапазоні від 4 % до 6 % (максимально до 10 % в окремих випадках) з дискретністю не гірше 1% (УСТЕ ОН Р1, УСТЕ ОН А1, СТО СО-ЦДУ ЕЭС 001, п.4.2.7).

Значення статизму задається НЕК «Укренерго»/ЕЕС в оперативному порядку в межах вищезазначеного діапазону.

Первинне регулювання має здійснюватися зміною потужності енергоблока залежно від фактичного відхилення частоти за статичною характеристикою (УСТЕ ОН Р1, УСТЕ ОН А1), наведеною на рисунку 2, де:

$\Delta P_{\text{МАКС}}$ – максимальна первинна регулююча потужність, обмежена безпекою енергоблоку;

$\pm \Delta f_0$ – мертва зона первинного регулювання;

Δf_p – розрахункове відхилення частоти;

Δf – фактичне відхилення частоти, $\Delta f = 0$ за частоти 50 Гц;

$\Delta P_{\text{П}}$ – видавана енергоблоком первинна регулююча потужність, МВт.

У межах мертвої зони $\Delta P_{\text{П}} = 0$.

Приклади статичних характеристик для різних значень мертвої зони і статизму (УСТЕ ОН Р1, УСТЕ ОН А1) наведено відповідно на рисунках 3 і 4.

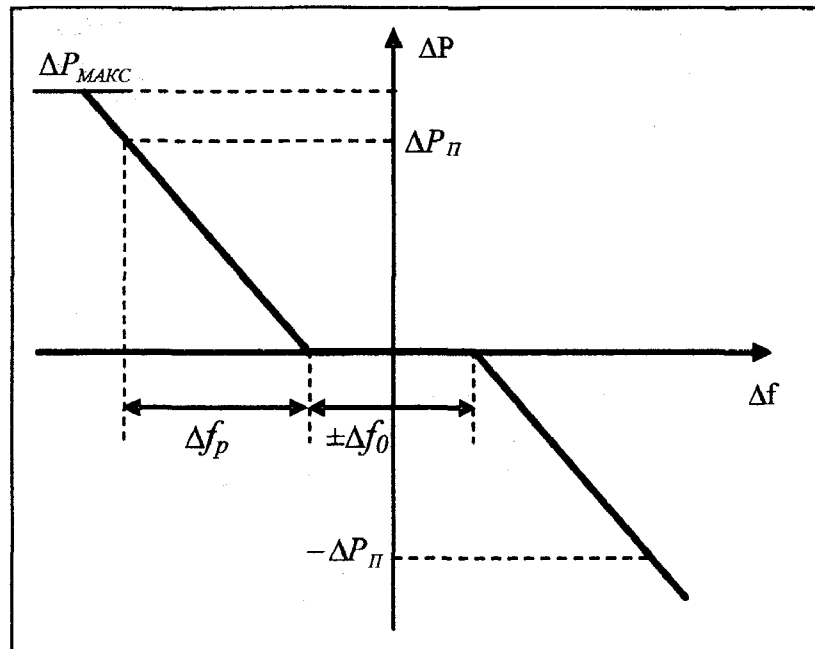


Рисунок 2 – Статична характеристика первинного регулювання.

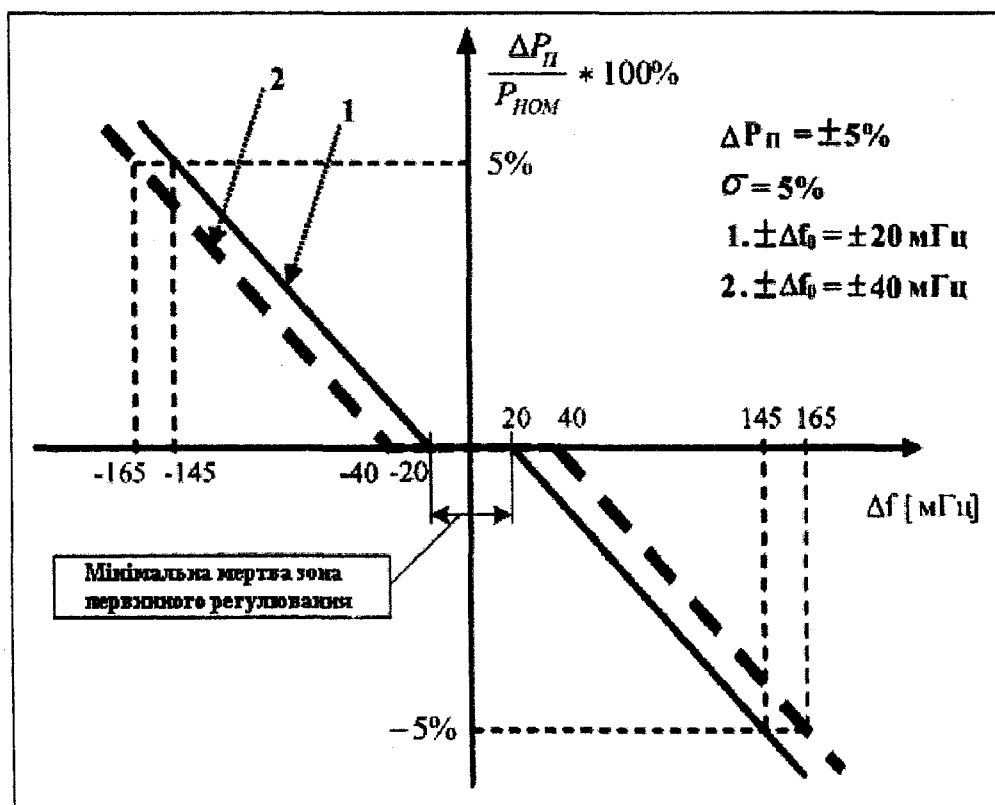


Рисунок 3 – Статичні характеристики первинного регулювання для різних значень мертвої зони.

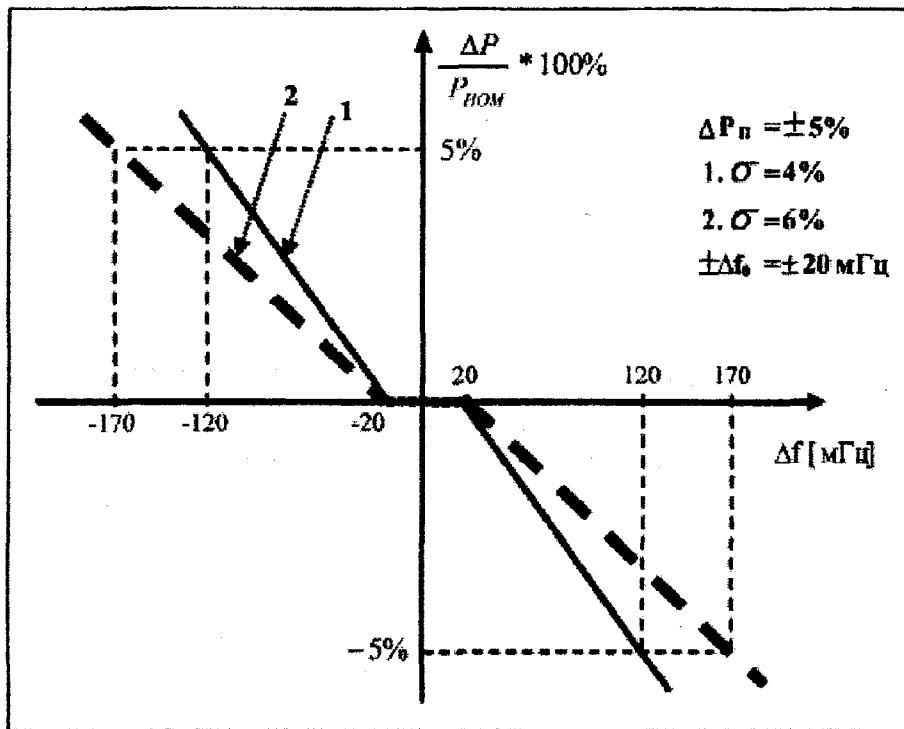


Рисунок 4 – Статичні характеристики первинного регулювання для різних значень статизму.

5.1.2.6 Динаміка зміни первинної регулюючої потужності

В ОЕС України нормою участі в нормованому первинному регулюванні є забезпечення виділеними електростанціями та їх енергоблоками первинного регулювання із заданими НЕК “Укренерго”/ЕЕС характеристиками і швидкодією в межах заданого первинного резерву і видача необхідної первинної регулюючої потужності аж до нормалізації частоти.

Дія нормованого первинного регулювання енергоблоків має починатися відразу після відхилення частоти на $\pm 0,02$ Гц і більше від номінальної.

Час початку дії первинного регулювання з моменту відхилення частоти має не перевищувати кількох секунд. Час уведення в дію необхідного резерву первинного регулювання на 50% має становити не більше 15 с, а весь сумарний необхідний первинний резерв має бути введений в дію за час не більше 30 с (УСТЕ ОН Р1, УСТЕ ОН А1, Концепція регулювання частоти в енергооб’єднанні стран СНГ и Балтіи (Концепція регулювання частоти в енергооб’єднанні країн СНД і Балтії), п.4.1.4).

Швидкість зміни потужності конкретних типів енергоблоків залежить від конструктивних особливостей їх устаткування (турбін, котлів, тощо) і тому динаміка зміни первинної регулюючої потужності може дещо відрізнятись за відповідності загалом зазначеним вище вимогам.

Динаміка зміни первинної регулюючої потужності енергоблоку загально-го первинного регулювання визначається його наявними системами регулювання.

5.1.2.7 Час утримання первинної регулюючої потужності

Нормоване первинне регулювання має забезпечувати стійку видачу необхідної первинної регулюючої потужності та її утримання, починаючи з моменту виникнення небалансу потужності і закінчуючи повною компенсацією небалансу потужності, що виник, і повернення частоти до початкового номінального рівня в результаті дії вторинного регулювання, тобто протягом, як мінімум, 15 хв (УСТЕ ОН Р1, УСТЕ ОН А1, Концепція регулювання частоти в енергооб'єднанні стран СНГ и Балтии (Концепція регулювання частоти в енергооб'єднанні країн СНД і Балтії), п.4.1.1).

5.1.2.8 Виведення енергоблоку з нормованого первинного регулювання виконується за розпорядженням диспетчера «НЕК «Укренерго»/ЕЕС розширенням мертвої зони первинного регулювання до рівня, визначеного диспетчером «НЕК «Укренерго»/ЕЕС.

5.1.3 Вимоги до вторинного регулювання

5.1.3.1 Вторинне регулювання провадиться для (УСТЕ ОН Р1, УСТЕ ОН А1, Правила и рекомендации по регулированию частоты и перетоков в энергообъединении СНГ и Балтии (Правила і рекомендації щодо регулювання частоти і перетоків в енергооб'єднанні СНД і Балтії), п.6.1):

- підтримки частоти в допустимих межах;
- підтримки балансу потужності ОЕС України;
- підтримки перетоків потужності по зв'язках і перетинах у допустимих діапазонах;
- забезпечення можливості відновлення резервів первинного регулювання.

5.1.3.2 Параметри вторинного регулювання:

- діапазон вторинного регулювання (резерв вторинного регулювання на завантаження і розвантаження);
- динаміка (швидкість) зміни потужності енергоблоку;
- стан - увімкнено/вимкнено.

5.1.3.3 Вторинне регулювання здійснюється зміною потужності енергоблоків ТЕС автоматично за командами від центрального регулятора САРЧП НЕК “Укренерго”/ЕЕС або оперативно (вручну) за командами диспетчера НЕК “Укренерго”/ЕЕС.

Діапазон вторинного регулювання виділеним ТЕС і їх енергоблокам задається НЕК “Укренерго”/ЕЕС. Необхідний резерв вторинної регулюючої потужності в обох напрямках на них повинен передбачатися в заданих графіках режиму їх роботи.

У разі залучення ТЕС, енергоблоку одночасно до нормованого первинного і вторинного регулювання діапазон вторинного регулювання має створюватися додатково до діапазону первинного регулювання.

5.1.3.4 Вимоги до динаміки зміни потужності енергоблоку в разі залучення енергоблоку до вторинного регулювання

Швидкість зміни потужності конкретного енергоблоку, в межах його участі у вторинному регулюванні, має задаватись центральним регулятором не вище максимально допустимої.

САРЧП енергоблоку має забезпечувати можливість зміни потужності на величину всього діапазону вторинного регулювання за час не більше 15 хв. У цьому разі швидкість зміни потужності має не перевищувати значень, наведених у 5.2.3 (таблиця 1).

Регулювання має починатися не пізніше ніж через 30 с (у разі використання центрального регулятора САРЧП НЕК “Укренерго”/ЕЕС) і закінчуватися не пізніше ніж через 15 хв після виникнення небалансу потужності.

5.1.4 Моніторинг участі енергоблоків ТЕС і ТЕЦ у регулюванні частоти і потужності

На енергоблоках ТЕС має бути організовано поточний безперервний моніторинг участі кожного енергоблоку в первинному і вторинному регулюванні в автоматизованому режимі.

Моніторинг потрібно здійснювати поточною реєстрацією аналогових параметрів з циклом не більше 1с. До параметрів, які підлягають реєстрації, належать такі:

- частота;
- потужність;
- вихід частотного коректора (ЧК);
- завдання планової та непланової потужності;
- вихідний сигнал від обмежувача темпу завдання (ОТЗ);
- тиск пари перед турбіною;
- тиск у камері регулюючого ступеня;
- положення регулюючих клапанів (РК);
- витрата палива (сигнал керування від 4 мА до 20 мА обертів електродвигунів пилососів для пилососів, сигнали датчиків витрати газ/мазут для газомазутних блоків);
- вміст вільного кисню в димових газах.

Можливо включення додаткових параметрів, що визначаються типом котлоагрегату і турбоагрегату конкретного енергоблоку.

До дискретних сигналів, які підлягають реєстрації, належать такі:

- спрацювання технологічних захистів (ТЗ);
- спрацювання пристроїв ПА;
- увімкнення/вимкнення основних механізмів;
- ввід/вивід автоматичних регуляторів, тощо.

Має бути розроблено програму обробки результатів реєстрації, яка давала б змогу користувачу виводити необхідну інформацію в графічному вигляді в часовому інтервалі від секунд до годин з можливістю зміни масштабу відхилення технологічних параметрів.

Програма обробки результатів реєстрації має давати змогу визначати середньоквадратичне відхилення поточної потужності та завдання по потужності з виходу ОТЗ.

Програма обробки результатів реєстрації має давати можливість формувати по заданих фільтрах перелік параметрів, що виводяться на графік. Програма має передбачати пошук подій по заданих фільтрах (відхилення параметра більше за уставку, поява вхідного дискретного сигналу).

Інформація моніторингу має зберігатися в архіві не менше 6 місяців. Має передбачатись можливість копіювання заданої частини архіву за заданий проміжок часу на зовнішній носій для зберігання.

Для перевірки якості виконання послуг, пов'язаних із первинним і вторинним регулюванням, диспетчерським центром має вестись контроль і оцінювання участі енергоблоку в регулюванні за допомогою телеметричних вимірювань і запитів даних з архівів реєстрації енергоблоків електростанції.

5.1.5 Вимоги до третинного регулювання

5.1.5.1 Для підтримки заданих величин первинних і вторинних резервів і регульовальних діапазонів вторинного регулювання та відновлення резервів вторинного регулювання в разі їх використання в процесі регулювання частоти в ОЕС України має здійснюватися третинне регулювання і створюватися третинний резерв (на розвантаження і навантаження електростанцій) (УСТЕ ОН Р1, УСТЕ ОН А1, Концепція регулювання частоти в енергооб'єднанні стран СНГ и Балтии (Концепція регулювання частоти в енергооб'єднанні країн СНД і Балтії), п.4.3.1).

Третинним регулюванням задається планова потужність електростанції/енергоблоку (агрегату), щодо якої розміщуються діапазони первинного і вторинного регулювання.

5.1.5.2 Третинне регулювання, щоб відновити діапазони первинного і вторинного регулювання, здійснюється використанням резерву на електростанціях третинного регулювання, на яких створено третинний резерв, а також споживачів - регуляторів і може виконуватися вручну або автоматично з використанням САРЧП.

5.1.5.3 Порядок здійснення третинного регулювання

Планова потужність енергоблоку має задаватися в межах діапазону третинного регулювання так, щоб забезпечувалася можливість одночасного використання заданих діапазонів первинного і вторинного регулювання (УСТЕ ОН Р1, УСТЕ ОН А1, СТО СО-ЦДУ ЕЭС 001, п.4.4).

5.1.5.4 Вимоги до динаміки зміни потужності енергоблоку (агрегату)

Третинне регулювання має починатися з часовим випередженням, щоб відновлення вторинного діапазону регулювання починалося раніше його вичерпання (УСТЕ ОН Р1, УСТЕ ОН А1, Концепція регулювання частоти в енергооб'єднанні стран СНГ и Балтии (Концепція регулювання частоти в енергооб'єднанні країн СНД і Балтії), п.4.3.3).

У разі третинного регулювання швидкість зміни потужності енергоблоку (агрегату) визначається його технологічними можливостями.

Третинне регулювання рекомендується використовувати в разі зменшення величини вторинного резерву на навантаження або на розвантаження до 10 % від діапазону вторинного регулювання. При цьому диспетчерові рекомен-

дується розраховувати зміну третинної регулюючої потужності так, щоб не пізніше 30 хв від моменту видачі команди повністю відновити резерви вторинного регулювання на завантаження або на розвантаження (Правила и рекомендации по регулированию частоты и перетоков в энергообъединении СНГ и Балтии (Правила і рекомендації щодо регулювання частоти і перетоків в енергооб'єднанні СНД і Балтії), п.7.3).

Похибка відпрацювання завдання в разі третинного регулювання потужності енергоблоку (агрегату) має не перевищувати 1% від $P_{\text{ном}}$ (УСТЕ ОН Р1, УСТЕ ОН А1, СТО СО-ЦДУ ЕЭС 001, п.4.4).

5.2 Вимоги до технологічного обладнання енергоблоків і режимів їх експлуатації, які впливають на якість регулювання

5.2.1 Параметри роботи основного і допоміжного устаткування енергоблоків, що впливають на якість регулювання, мають відповідати вимогам ГKD 34.25.503, ГKD 34.35.101, ГОСТ 24278, і не порушувати допустимі норми забруднення довкілля (Закон України "Про охорону навколишнього природного середовища").

5.2.2 Нижня межа діапазону автоматичного регулювання навантажень блоків має становити:

- до 30% від номінального навантаження для блоків з газомазутними котлами;
- від 60% до 65% від номінального навантаження для блоків з пиловугільними котлами із сухим видаленням шлаку;
- від 65% до 75% від номінального навантаження для блоків з пиловугільними котлами з рідким видаленням шлаку.

Обладнання енергоблоку в діапазоні автоматичного регулювання має працювати без технологічних обмежень (ТО).

5.2.3 Регульовальні можливості ТЕС, які залучаються до регулювання режиму, мають оцінюватися на основі наявних інструкцій з експлуатації, заводських даних і результатів перевірки готовності до участі у регулюванні частоти та потужності в ОЕС України. Мають забезпечуватись регульовальні можливості відповідно до НР 34-70-113, НР 34-00-112-86, викладені в таблиці 1, та вимоги СОУ-Н БЕ ЯЕК 04.160 і [7, 8].

Таблиця 1 – Швидкості зміни потужності згідно з НР 34-70-113

Тип турбіни	Планові зміни навантаження		Непланові зміни навантаження	
	Початкова зміна $\Delta P_{\text{поч}}$, МВт	Швидкість подальшої зміни dP/dt , МВт/хв	Початковий стрибок ΔP , МВт	Швидкість подальшої зміни dP/dt , МВт/хв
К-160-130	35	1,5	15	0,5
К-210-130	50	2,5	20	1
К-300-240	40	1,7	20	0,8

Т-250/300-240	50	2,5	20	1
К-800-240-3	140	5	60	2,5

Примітка 1. У разі планових змін потужності: $\Delta P_{\text{поч}}$ – початкова зміна потужності зі швидкістю до $4\% P_{\text{НОМ}}/\text{хв.}$, МВт; dP/dt – гранична допустима швидкість зміни потужності в тому ж напрямі після відпрацювання $\Delta P_{\text{поч.}}$, МВт/хв.

Примітка 2. У разі непланових змін потужності: ΔP – зміна потужності без обмеження швидкості, МВт; dP/dt – гранична допустима швидкість зміни потужності в тому ж напрямі після відпрацювання ΔP МВт/хв.

Примітка 3. Зазначені обмеження не відносяться до аварійних режимів енергосистем, під час яких швидкість зміни потужності визначається швидкодією систем регулювання та обмежується лише числом таких дій.

5.3 Вимоги і рекомендації щодо організації систем регулювання частоти і потужності енергоблоків

5.3.1 Системи автоматичного регулювання частоти і потужності енергоблоків мають забезпечувати:

- регулювання частоти і потужності для забезпечення наявних режимів енергосистеми;
- зміну потужності енергоблоків до заданого значення із заданою швидкістю;
- підтримку небалансу між заданим (з урахуванням відхилення частоти) значенням потужності блока і фактичною потужністю генератора і небалансу між заданим значенням тиску пари і фактичним тиском пари перед турбіною;
- взаємодію з пристроями ПА для зміни навантаження енергоблоку до заданого рівня;
- взаємодію з пристроями ТЗ і ТО для попередження виникнення і розвитку аварійних ситуацій.

5.3.2 Структура системи регулювання частоти і потужності енергоблоків

Структурна схема САРЧП ТЕС (рисунк 5) включає такі основні компоненти:

- турбінний регулятор потужності (ТРП);
- котельний регулятор потужності (КРП);
- частотний коректор (ЧК);
- ОТЗ, що взаємодіють із системами ТЗ, ПА, ТО.

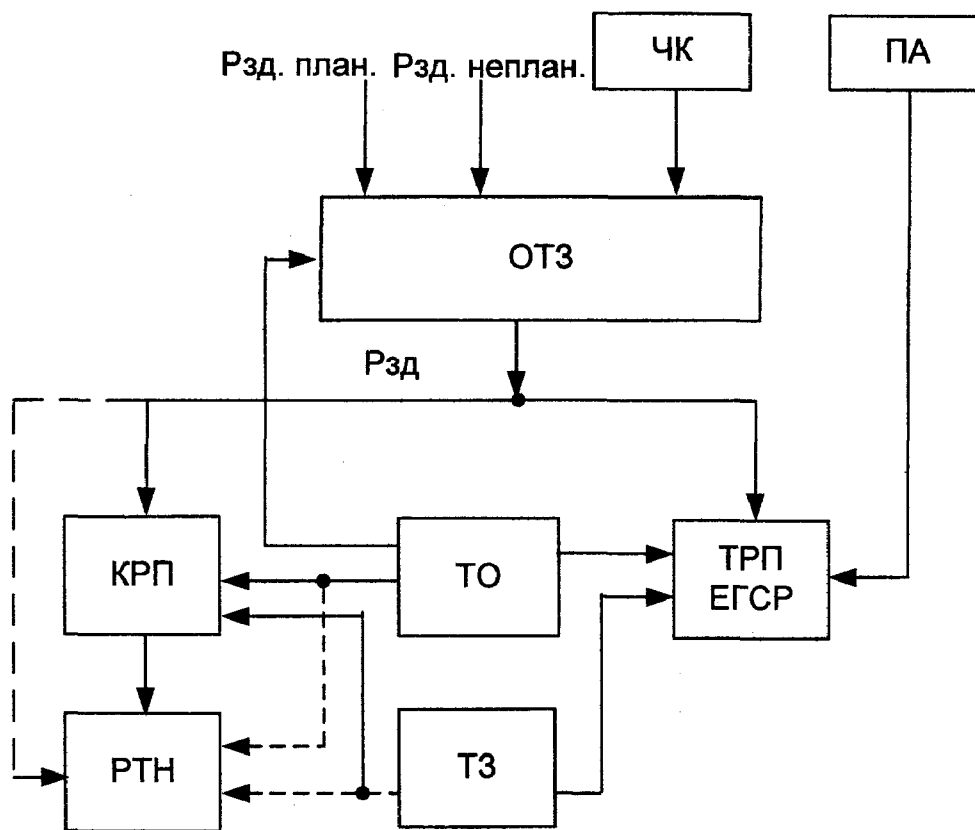


Рисунок 5 – Структурна схема блокової системи автоматичного регулювання частоти і потужності ТЕС

Для пилувугільних блоків функцію КРП може виконувати регулятор теплового навантаження котла (РТН). Зазвичай, функції ТРП, ОТЗ і ПА виконує електрогідравлічна система регулювання турбіни (ЕГСР).

На вхід ОТЗ від центрального регулятора САРЧП ОЕС/ЕЕС через ССК або безпосередньо подаються:

- задане значення планової складової потужності – $P_{зд.пл}$ (може вводиться оператором);
- завдання по неплановій потужності – $P_{зд.нпл}$;
- сформований в ЧК сигнал зміни потужності, залежний від відхилення частоти.

Ці сигнали обмежуються з урахуванням допустимого темпу зміни потужності блока (таблиця 1).

Сигнал на виході ОТЗ є поточним значенням заданої потужності енергоблоку $P_{зд}$.

Це завдання одночасно поступає на вхід ТРП і КРП. У разі виникнення технологічних обмежень, які перешкоджають відпрацюванню завдання, система ТО здійснює необхідні дії на пристрої блокової САРЧП. Передбачено також зв'язок блокової САРЧП із системами ТЗ і станційної ПА.

5.3.3 Частотний коректор (ЧК) призначено для формування сигналу, пропорційного відхиленню частоти від номінального значення з урахуванням встановленої мертвої зони і статизму регулювання. Передбачена можливість про-

грамної зміни номінальної частоти, зокрема для цілей тестування. Сигнал ЧК підсумовується з поточним завданням потужності. У ЧК передбачено можливість настройки мертвої зони в заданому діапазоні, а також зміну статизму регулювання в заданих межах.

5.3.4 ОТЗ призначено для формування значення заданої потужності з обмеженням швидкості зміни навантаження, що забезпечує довготривалу роботу устаткування енергоблоку. ОТЗ формує сигнал заданого значення потужності блока $P_{зд}$, який враховує відповідно до 5.1.2.4 граничні значення зміни швидкості потужності блока в разі відпрацювання $P_{зд.пл}$, $P_{зд.нпл}$ та дії ЧК, що забезпечує підтримку термічних напружень у металі турбіни на гранично допустимому рівні. Сумарне завдання $P_{зд.пл}$ і $P_{зд.нпл}$ має обмежуватися таким чином, щоб у кожен момент часу зберігався заданий діапазон первинного регулювання частоти. Принцип формування завдання є загальним для всіх типів енергоблоків. Завдання з виходу ОТЗ реалізується координованою дією турбінного регулятора потужності і системами регулювання котла.

5.3.5 ТРП є складовою частиною модернізованої системи регулювання турбіни ЕГСР на базі сучасної мікропроцесорної техніки з давачами частоти обертання турбіни, потужності, тиску пари і положення регулюючих клапанів турбіни.

ЕГСР реалізує повний обсяг функцій, які дають змогу здійснювати:

- пуск турбіни;
- синхронізацію енергоблоку з мережею;
- захист від розгону турбіни в разі скидання навантаження;
- автоматичне керування турбіною у всіх режимах роботи енергоблоку.

ТРП має забезпечувати підтримку на заданому рівні параметрів турбоустановки:

- частоту обертання ротора турбіни;
- потужність енергоблоку;
- тиск пари перед турбіною,

у взаємодії із системами:

- САРЧП ТЕС/енергосистеми;
- автоматичного регулювання котлоагрегату;
- технологічних захистів.

При цьому має забезпечуватись надійна робота блока в діапазоні зміни навантаження за диспетчерським графіком і в разі зміни заданого навантаження за командами ССК, а також участь енергоблоку в регулюванні частоти і потужності відповідно до заданих НЕК «Укренерго»/ЕЕС характеристик і настройок.

ТРП має реалізовувати такі режими регулювання:

- заданого оператором положення регулюючих клапанів циліндра високого тиску (ЦВТ) – регулятор положення клапанів (РПК);
- потужності (РП);
- потужності з корекцією по тиску (РПТ);
- тиску пари перед турбіною (за вимкненого КРП);
- мінімального тиску пари перед турбіною;
- максимального тиску пари в регулюючому ступені турбіни.

Рекомендується як основний режим роботи ТРП використовувати режим РІТТ, що забезпечує розв'язку контурів регулювання КРП і ТРП. Режим РП рекомендується використовувати в разі відмови давача тиску пари перед турбіною, а також у разі надходження команди від системи ПА.

5.3.6 КРП має забезпечувати підтримку на заданому рівні тиску пари перед турбіною та у взаємодії з ТРП – регулювання частоти і потужності відповідно до завдання від центрального регулятора САРЧП або оператора (через ССК або безпосередньо).

5.3.7 Під час роботи енергоблоку можуть виникнути ТО, які перешкоджають приведенню фактичної потужності у відповідність із заданою. Їх поява може бути пов'язана із зміною умов роботи котла (наприклад, із зменшенням калорійності палива, відключенням одного з декількох пальникових пристроїв, тощо). Часто обмеження бувають зумовлені вичерпанням продуктивності того або іншого агрегату, що впливає на навантаження енергоблоку (живильних насосів, вентиляторів, димосмоктів, тощо).

У разі виникнення ТО слід блокувати зміну заданої потужності або регулюючої дії у відповідний бік. Це дає змогу максимально використовувати можливості блока, забезпечуючи необхідну надійність роботи устаткування.

5.3.8 Взаємодія з пристроями ПА і ТЗ

У разі надходження команди від ПА енергоблоки мають забезпечувати:

- імпульсне розвантаження турбіни з подачею форсуючого імпульсу на закриття регулюючих клапанів з подальшим відновленням потужності відповідно до заданого алгоритму;

- розвантаження енергоблоку в максимально можливому темпі на величину, задану ПА (не менше трьох ступенів), з наступним підтриманням досягнутої потужності.

Дія ПА спрямована на збереження динамічної і (або) статичної стійкості ТЕС або енергосистеми швидким розвантаженням турбогенератора.

Під час дії ПА з імпульсним розвантаженням блочна САРЧП має забезпечити максимально швидке закриття регулюючих клапанів турбіни (ЦВТ і циліндра середнього тиску (ЦСТ) з поверненням через 3 - 5 с до початкового положення. При цьому котел не повинен розвантажуватись.

Під час дії ПА з довготривалим розвантаженням блочна САРЧП має забезпечити швидке розвантаження турбіни дією на регулюючі клапани ЦВТ та зниження навантаження котла до рівня, який відповідає новій заданій ПА потужності блока.

У разі спрацювання ТЗ, які діють на часткове розвантаження блока, КРП (РТН) вимикається і витрата палива на котел знижується до досягнення необхідної витрати (для пилувугільних котлів це може здійснюватись за допомогою часткового вимкнення пилосивильників). ЕГСР у перехідному процесі розвантажує турбіну в режимі «до себе» – підтримання тиску пари перед турбіною.

5.4 Вимоги до виконавчих механізмів, на які діють системи регулювання частоти і потужності, з урахуванням особливостей, пов'язаних з типом турбін

Основними виконавчими механізмами САРЧП є система регулювання турбіни (ЕГСР) та регулююча арматура котельного обладнання.

Рекомендовані характеристики ЕГСР наведено в таблиці 2.

Таблиця 2 – Рекомендовані характеристики ЕГСР

Найменування показника	Розмірність	Величина
Статизм регулювання частоти обертання в сталому режимі і при номінальних параметрах пари повинен складати	%	4 – 6 (за номінальних параметрів)
Час закриття регулюючих клапанів від номінального навантаження до 0 у разі подачі форсуючого сигналу при відключенні генератора від мережі або сигналу імпульсного розвантаження, не більше	с	0,3
Переміщення регулюючих клапанів турбіни під час нормального регулювання по аперіодичному закону з постійною часу, не більше	с	0,5
Мінімальна нечутливість первинного регулятора	Гц	0,01
Керована мертва зона по частоті первинного регулювання	Гц	від 0,01 до 0,5
Мінімальна нечутливість по потужності	%	$\pm 0,5$

Система автоматичного регулювання турбіни в повному складі згідно з проектною комплектацією заводу-виробника або модернізована (з механічними, гідравлічними, електричними, електронними та іншими елементами відповідно до проекту) має задовольняти таким вимогам:

- стійко підтримувати задані електричне й теплове навантаження і забезпечувати можливість їхньої плавної зміни;
- стійко підтримувати частоту обертання ротора турбіни (далі – частота обертання) на холостому ході і плавно її змінювати під час пуску турбіни з номінальними і пусковими параметрами пари;
- утримувати частоту обертання турбіни нижче рівня настроювання спрацювання автомата безпеки в разі миттєвого скидання до нуля електричного навантаження (у разі відключення турбогенератора від мережі), що відповідає максимальній витраті свіжої пари в частину високого тиску турбіни з номінальними параметрами і максимальній витраті пари в частину низького тиску турбіни.

Ступінь нерівномірності регулювання тиску пари в регульованих відборах і протитиску має задовольняти вимогам споживача, узгодженим із заводом-

виробником турбін, і не допускати спрацювання запобіжних клапанів (пристроїв).

Органи керування регулюючими клапанами турбіни мають бути забезпечені електрогідравлічним слідкуючим приводом з електричними входами для сигналів керування в режимах підтримки частоти, потужності, тиску пари перед турбіною, скидання навантаження, імпульсного розвантаження, тощо.

Конструкція електрогідравлічного приводу має максимально виключати механічні елементи передачі зусилля з гідравлічних сервомоторів на регулюючі клапани, що забезпечує мінімальний знос та зміну характеристик регулювання в процесі експлуатації.

5.5 Вимоги до регулюючої арматури і механізмів основних контурів регулювання

5.5.1 Регулююча арматура котельного обладнання має відповідати вимогам ГОСТ 7192, ГКД 34.35.101 і бути розрахованою на тривалу роботу в реальних робочих умовах. Витратні характеристики регулюючих органів мають бути лінійними і має бути забезпечено запас від 10% до 20%.

5.5.2 Система регулювання турбоживильного насоса (ТЖН) має забезпечувати можливість підтримання витрати живильної води з точністю не гірше $\pm 0,5\%$ від номінального значення. Щоб забезпечити виконання вимог, необхідно провадити ремонтно-налагоджувальні роботи або модернізацію системи регулювання ТЖН.

5.5.3 Гідромуфти живильних електронасосів (ЖЕН) мають забезпечувати можливість регулювання витрати живильної води із забезпеченням мінімального постійного перепаду на регулюючих живильних клапанах (РЖК). Щоб забезпечити виконання вимог, необхідно провадити ремонтно-налагоджувальні роботи або встановлювати на живильних насосах з електроприводом сучасні гідромуфти із широким діапазоном регулювання витрати живильної води.

5.5.4 У разі залучення енергоблоків до регулювання частоти і потужності необхідно модернізувати систему керування пилосивильниками заміною станцій безступеневого регулювання і двигунів постійного струму на електродвигуни змінного струму з частотним регулюванням продуктивності. Модернізація забезпечить швидкодію зміни навантаження пилосивильних котлів, стабілізацію топкових збурень та належну якість підтримання технологічних параметрів.

5.6 Вимоги до засобів вимірювання системи регулювання частоти і потужності та технологічних параметрів

5.6.1 Давачі мають бути розрахованими на тривалу роботу в реальних робочих умовах експлуатації устаткування і відповідати вимогам ГОСТ 12997. Давачі мають допускати заміну, технічне обслуговування і ремонт під час роботи чи короткочасного зупинення енергетичного устаткування. Точність вимірювань технологічних параметрів має відповідати вимогам РД 34.11.321.

5.6.2 Для вимірювання потужності мають використовуватися малоінерційні ватметри – інерційність вимірювання не більше 0,2 с з класом точності – 0,5. Давачі вимірювання потужності повинні мати уніфікований аналоговий вихід або цифровий.

Під час поставки давачів у комплекті програмно технічного комплексу (ПТК) ЕГСП їх під'єднання має бути виконане відповідно до чинних норм проектування. Має бути вжито заходів, які унеможливають розрив кіл трансформаторів струму в разі заміни модулів перетворювачів потужності.

5.6.3 Вимірювання частоти обертання турбіни має здійснюватися малоінерційними давачами з точністю не гірше ніж 0,01 Гц. Цикл оновлення вимірювань частоти для потреб первинного регулювання має бути в діапазоні від 0,1 с до 1 с і відповідати циклу роботи системи первинного регулювання, який не повинен перевищувати 1 с (UCTE OH P1, UCTE OH A1).

Для забезпечення необхідної точності вимірювань частоти необхідно використовувати цифрові засоби обміну інформації від вторинних перетворювачів до ЕГСП (використання уніфікованого токового сигналу не рекомендується).

5.6.4 Вимоги до засобів вимірювання тиску

Прилади для вимірювання тиску повинні мати лінійні шкали. Перевищення вимірюваного тиску меж вимірів не повинне призводити до ушкодження приладу і порушувати його калібрування. Давачі тиску в'язких рідин, наприклад мазуту, потрібно встановлювати з роздільниками рідини. Давачі тиску на трубопроводах з пульсуючим середовищем повинні мати гасники пульсацій.

5.6.5 Вимоги до засобів вимірювання температури

Термометри опору і термопары мають бути обладнаними водонепроникною і термостійкою сполучною голівкою. Ці термометри мають розташовуватися таким чином, щоб з'єднувальні головки не нагрівалися вище 80 °С, і щоб чутливі елементи можна було легко замінити. Давачі температури мають бути мало інерційними. Потрібно застосовувати термопары/термометри опору з двома чутливими елементами, один із яких – резервний.

5.6.6 Вимоги до засобів вимірювання витрат пари і води

Для вимірювання витрати потрібно використовувати вимірювальні діафрагми. Для вимірювання за допомогою діафрагм/сопел мають застосовуватися давачі перепаду тиску. Вимірювання витрати із застосуванням стандартних звужувальних пристроїв має відповідати вимогам ДСТУ ГОСТ 8.586.5. Витяг кореня вимірів має виконуватися в ПТК. Величини витрат пари і води мають бути розрахованими в ПТК з урахуванням змін щільності середовища в разі зміни навантаження (поправки по температурі і тиску).

5.6.7 Вимоги до засобів вимірювання рівня рідини

Дистанційні вимірювання рівня рідини мають виконуватися за допомогою перепаду тиску. Для дистанційного вимірювання рівня в барабані має бути передбачено компенсацію по тиску для повного робочого діапазону тиску в барабані. Крім поправок на зміну щільності середовища має вводиться поправка, яка враховує конструкцію вимірювального пристрою рівня (однокамерні, дво-

камерні вирівнювальні сосуди або з частково підігрівасною плюсовою врізкою).

5.6.8 Засоби вимірювання витрати загального повітря

Вимірювання витрати повітря залежить від типу котла, розміщення газоходів, тощо.

5.6.8.1 За наявності на котлі трубчатих повітропідігрівників як сигнал витрати повітря використовують сигнал перепаду на трубчатому повітропідігрівнику.

5.6.8.2 Для котлів з регенеративними повітропідігрівниками (РПП) за наявності звужувальних пристроїв для вимірювання повітря використовують сигнал витрати повітря відповідно до проектних схем.

5.6.8.3 Для котлів з РПП за відсутності звужувальних пристроїв для вимірювання витрати повітря використовують сигнал перепаду тисків повітря між коробом загального повітря і тиском у топці.

5.6.8.4 Вимірювання витрати повітря до РПП має здійснюватися з використанням сучасних витратомірів, які об'єднують електронний модуль та усереднюючу трубку Піто.

5.6.9 Вимоги до аналізаторів кисню

Мають використовуватися малоінерційні аналізатори кисню в продуктах горіння в конвективній шахті котла. Як аналізатор кисню доцільно застосовувати прилади з часом повного запізнювання каналу вимірювання в межах від 2 с до 5 с.

5.7 Рекомендовані схеми систем регулювання частоти, потужності і технологічних параметрів пилувугільних енергоблоків з прямотоківими і барабанними котлами

5.7.1 САРЧП енергоблоків із прямотоківими і барабанними котлами реалізується координованою дією турбінного регулятора потужності і систем регулювання котла. Призначення та опис блокової САРЧП наведено в 5.3.2.

5.7.2 Рекомендовані структурні схеми регулювання потужності і технологічних параметрів для блоків із прямотоківими котлами враховують досвід модернізацій технологічного обладнання та систем автоматичного регулювання, проведення налагоджувальних робіт та аналітичних досліджень з використанням математичних моделей.

5.7.3 Технологічною особливістю прямотоківих котлів, що впливають на структурні схеми регуляторів, є відмінність у технологічних схемах подачі живильної води та газоповітряного тракту. На моноблоці подача живильної води здійснюється ТЖН через загальний колектор, для регулювання газоповітряного режиму встановлено два дуттьових вентилятори та два димосмокти. На дубль-блоках подача живильної води здійснюється ТЖН у два окремих корпуси, регулювання газоповітряного режиму на кожному корпусі дубль-блока відбувається одним дуттьовим вентилятором та димосмоктом.

Системи автоматичного регулювання технологічних параметрів пиловугільних енергоблоків з прямотоковими котлами в режимах регулювання частоти і потужності забезпечують:

- регулювання частоти, потужності і технологічних параметрів із заданою точністю.
- підтримання заданого співвідношення подачі палива і живильної води, що корегується по температурі за зоною максимальних теплоємностей (до першого впорскування);
- підтримання заданого співвідношення подачі палива і повітря з оптимізацією процесу горіння по вмісту вільного кисню в димових газах;
- забезпечення стабілізації температурного режиму поверхонь нагріву котла

5.7.4 Рекомендована схема регулятора теплового навантаження котла

Рекомендована схема регулятора теплового навантаження котла впроваджується після модернізації системи керування пилосживильниками.

Регулятор підтримує відповідність навантаження котла навантаженню турбіни регулюванням заданого значення тиску гострої пари перед турбіною.

На вхід регулятора надходять сигнали – тиску пари перед турбіною p_t , швидкісні – задане навантаження $P_{зд}$ і тиску пари перед турбіною p_t , завдання від задатчика ручного керування зміни тиску. Передбачається впровадження схеми логіки, яка враховує увімкнення/вимкнення окремих пилосживильників і оперативно компенсує пов'язані з цим збурення та задатчика усунення теплових перекосів. Рекомендовану структурну схему регулятора наведено на рисунку 6.

5.7.5 Рекомендована структурна схема регуляторів живлення

Регулятори живлення виконують функції регулювання співвідношення паливо – вода з корекцією по температурі за зоною максимальної теплоємності (ЗМТ) (рівень температур від 415°C до 425°C) відповідного потоку. Регулятори живлення отримують сигнали:

- витрати живильної води по потоку котла для моноблока і по потоках окремих корпусів для дубль-блока $F_{жв}^A$ $F_{жв}^B$;
- розрахункової подачі палива (оберти пилосживильників з урахуванням їх кількості та витрати газу для підсвічування факела) $F_{пал.}$;
- вихідний сигнал коректуючого регулятора.

Регулятори діють на регулюючі живильні клапани відповідних потоків РЖК-А, РЖК-Б.

Коректуючі регулятори отримують сигнали:

- температури за ЗМТ (регульований параметр) – $T_{ЗМТ}$;
- розрахункової подачі палива через нелінійний елемент (НЕ), для врахування статичної нерівномірності підтримання температури за ЗМТ залежно від навантаження;
- тиску пари перед турбіною (динамічна розв'язка контурів регулювання тиску і температури).

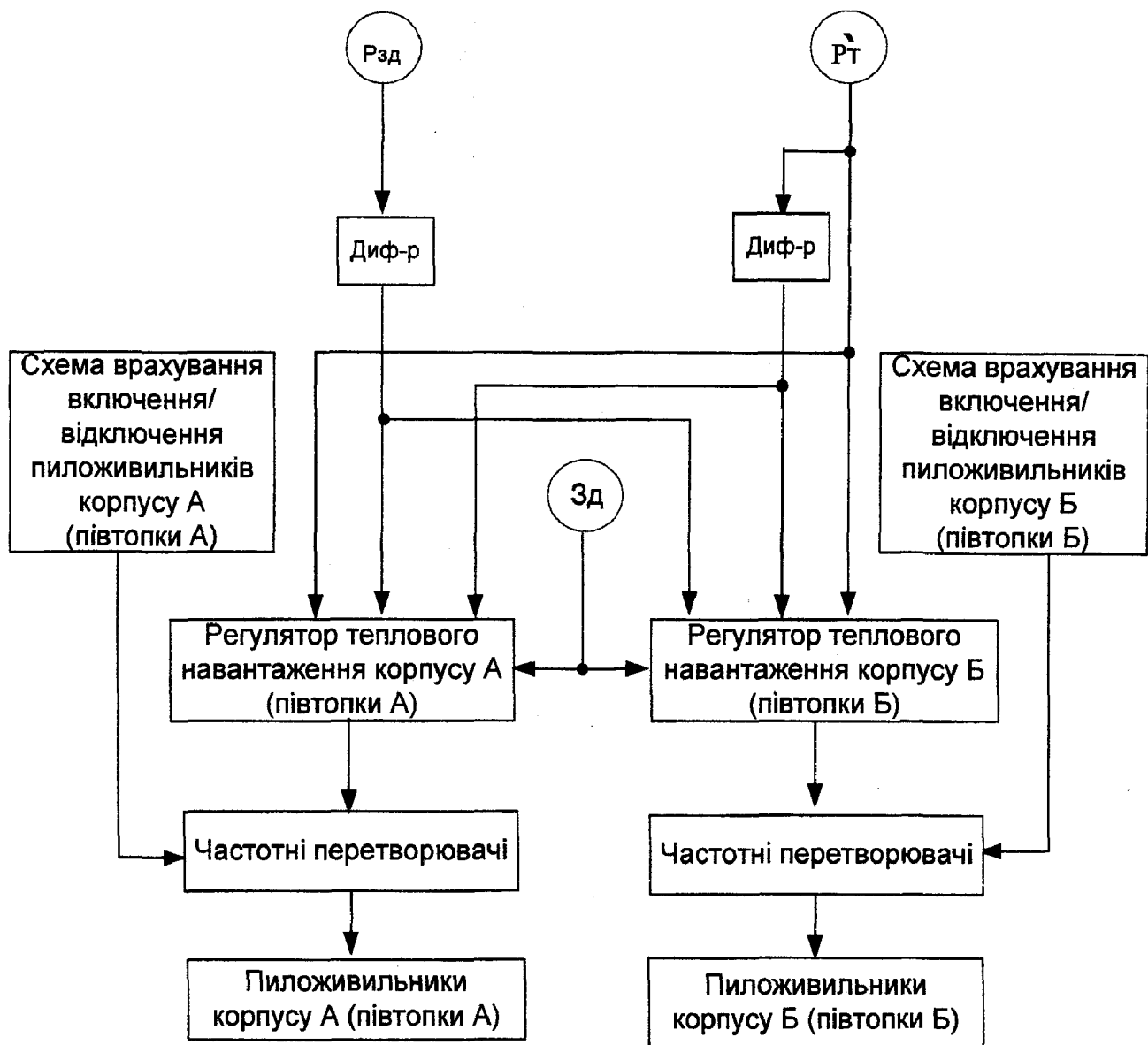


Рисунок 6 – Рекомендована структурна схема регулятора теплового навантаження пилувугільних блоків 300 МВт

Вихід коректора поступає на регулятор живлення через блок множення, що дає змогу враховувати зміну кількості тепла за тих самих обертів пиложивильників у разі зміни якості палива. Для підвищення якості регулювання в коректорі можна застосовувати швидкісний сигнал по температурі до ЗМТ.

Регулятор продуктивності ТЖН для моноблока реалізує схему мінімального дроселювання, що забезпечує регулювання подачі живильної води за повністю відкритого РЖК одного з потоків моноблока за рахунок подачі сигналу зміщення ($D_{\text{зміщення}}$) на регулятор продуктивності ТЖН. Для підвищення якості регулювання на регулятор продуктивності ТЖН подається максимальний сигнал розбалансу одного з регуляторів живлення. Досягнувши нижньої межі діапазону регулювання ТЖН, дія регулятора живлення автоматично перемикається на повністю відкритий РЖК. Структурну схему регуляторів живлення наведено на рисунку 7.

Для дубль-блоків рекомендується схема регуляторів продуктивності ТЖН з підтриманням перепаду тисків перед РЖК і тиску перед турбіною, який може коректуватись оператором, зміною завдання щодо підтримання перепаду тисків. Рекомендовану структурну схему регуляторів подавання живильної води пилувугільного дубль-блока 300 МВт наведено на рисунку 8.

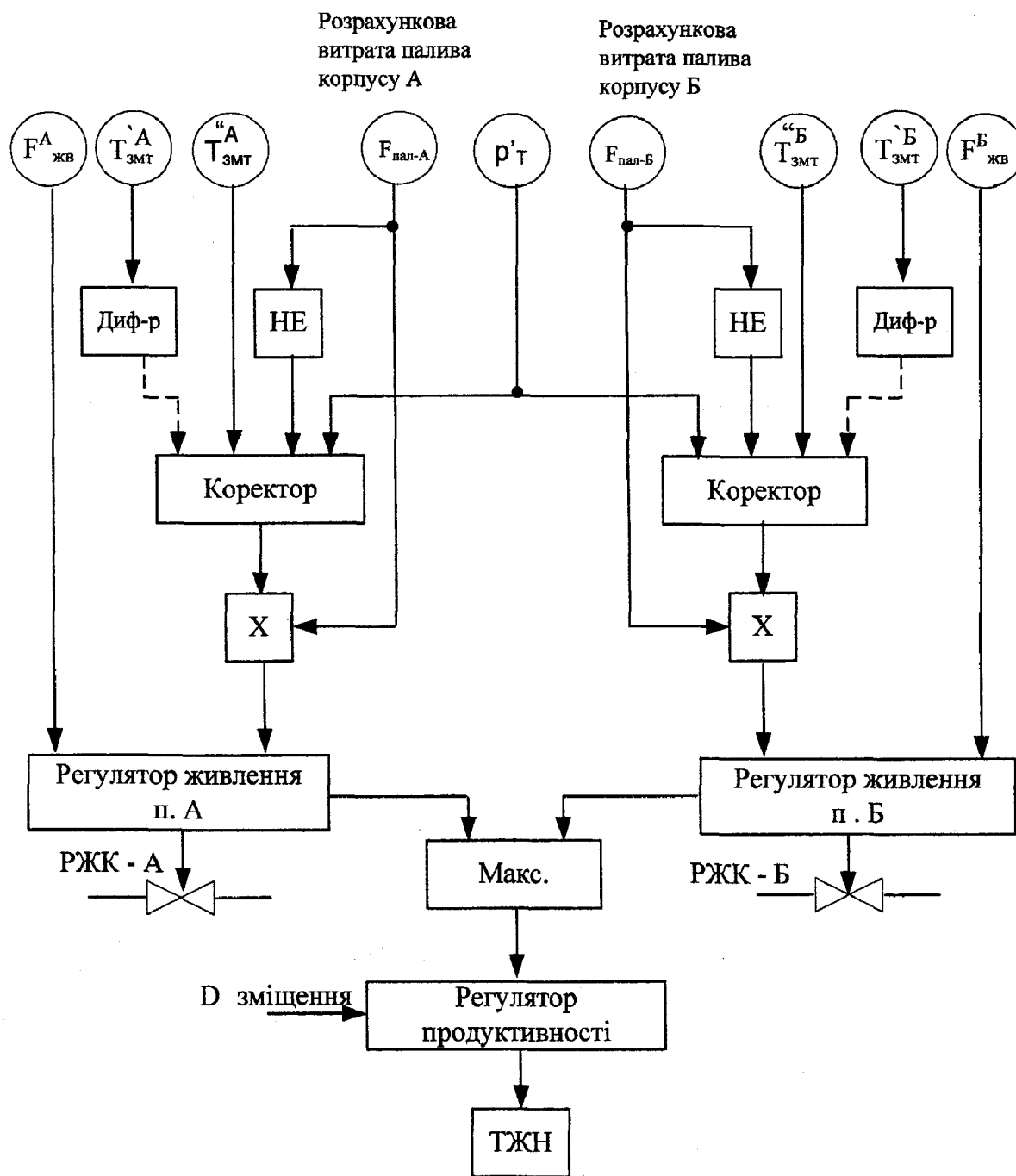


Рисунок 7 – Рекомендована структурна схема регуляторів подачі живильної води пилувугільного моноблоку 300 МВт

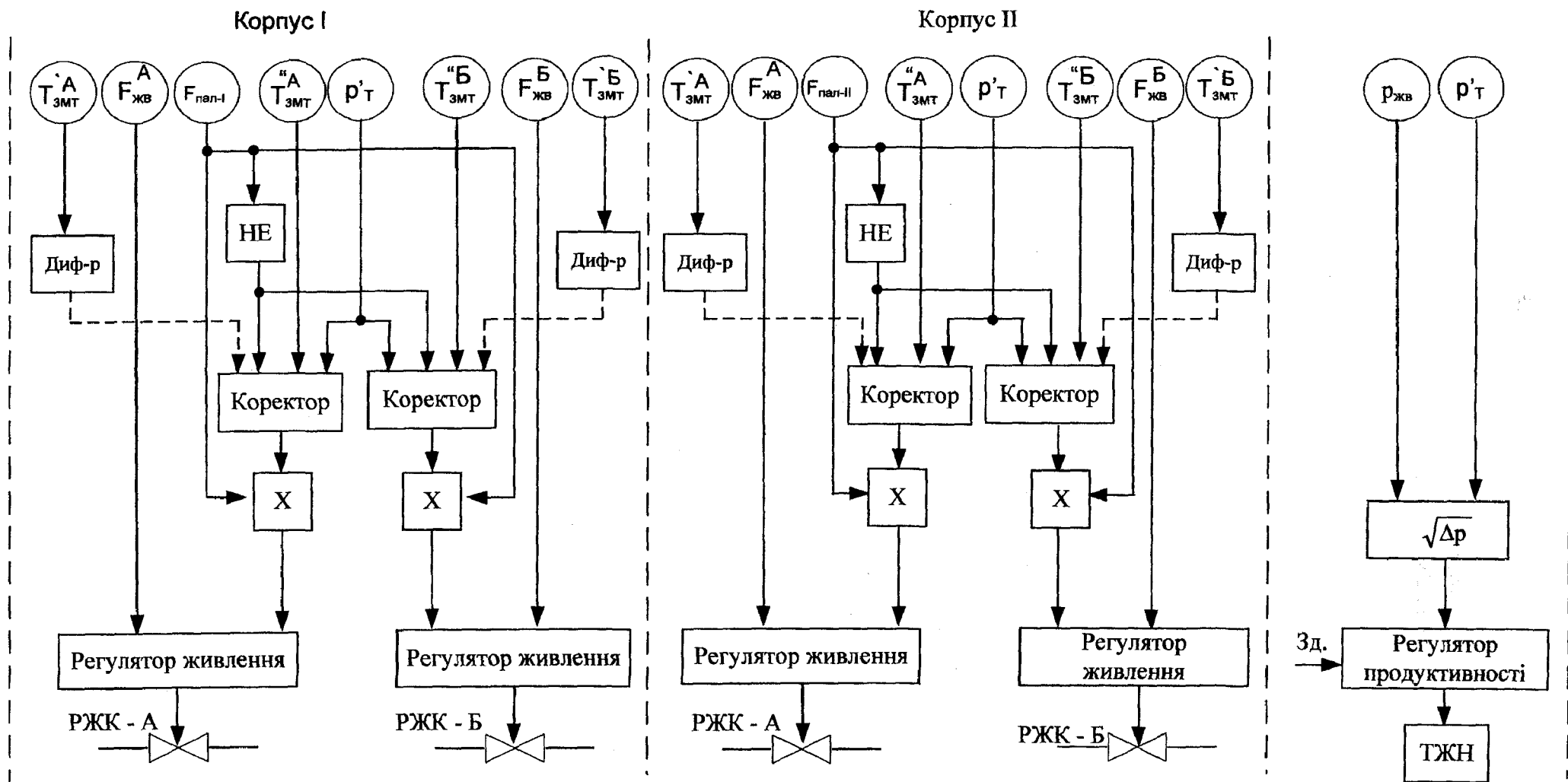


Рисунок 8 – Рекомендована структурна схема регуляторів подачі живильної води пилувугільного дубль блоку 300 Мвт

5.7.6 Рекомендована структурна схема регуляторів загального повітря в разі спалювання вугілля

Регулятори повітря підтримують співвідношення витрата палива - витрата повітря. На вхід регулятора надходять сигнали:

- завдання по розрахунковій витраті палива – $F_{\text{пал}}$;
- витрати повітря – $F_{\text{пов}}$;
- з коректора по вмісту кисню в димових газах.

Структурну схему регулятора загального пилувугільного моноблока наведено на рисунку 9.

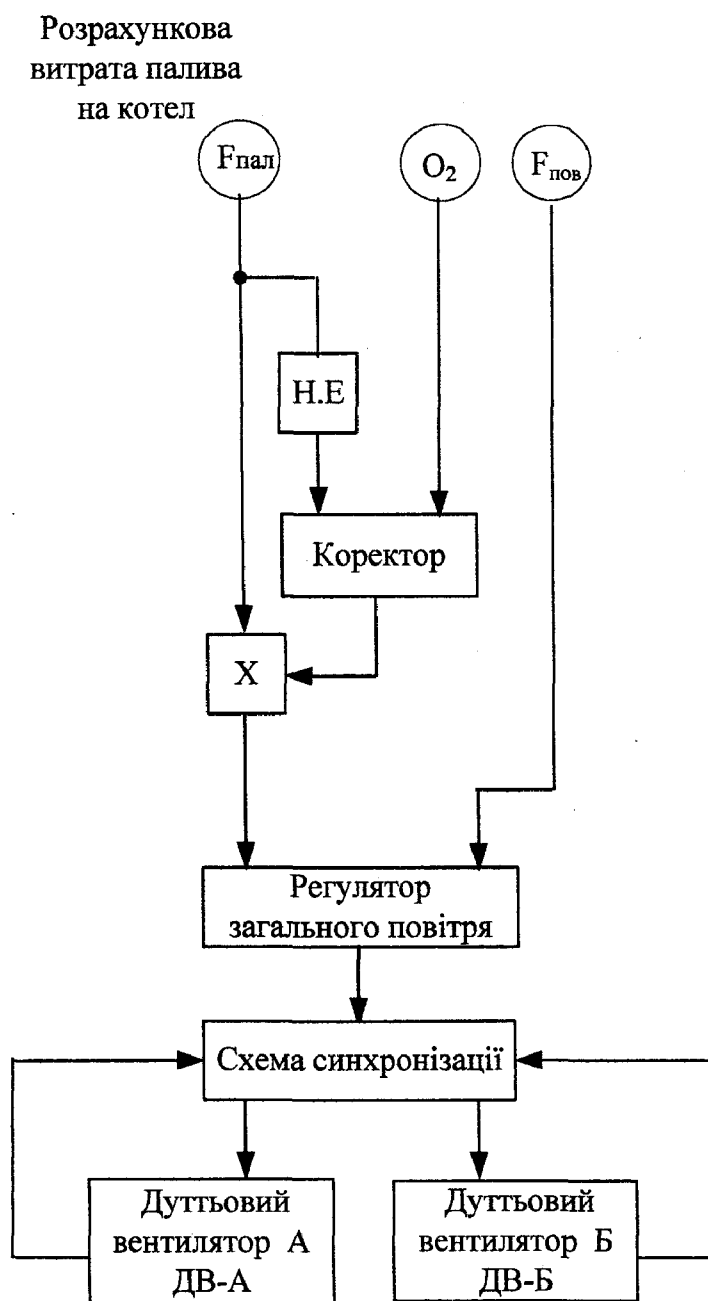


Рисунок 9 – Структурна схема регулятора загального повітря пилувугільного моноблоку 300 МВт

Вихід коректора поступає на регулятор повітря через блок множення, що дає змогу враховувати зміну кількості тепла за тих самих обертів пилосживильників у разі зміни якості палива. Уведено нерівномірність підтримання кисню залежно від зміни навантаження $F_{\text{пал}}$. Для моноблока дія регуляторів на дуттьові вентилятори відбувається через схему паралельної синхронізації по давачах положення напрямних апаратів (НА).

На дубль-блоках регулятори діють на дуттьовий вентилятор кожного з корпусів котла. Структурну схему регулятора загального повітря пилувугільного дубль-блока наведено на рисунку 10.

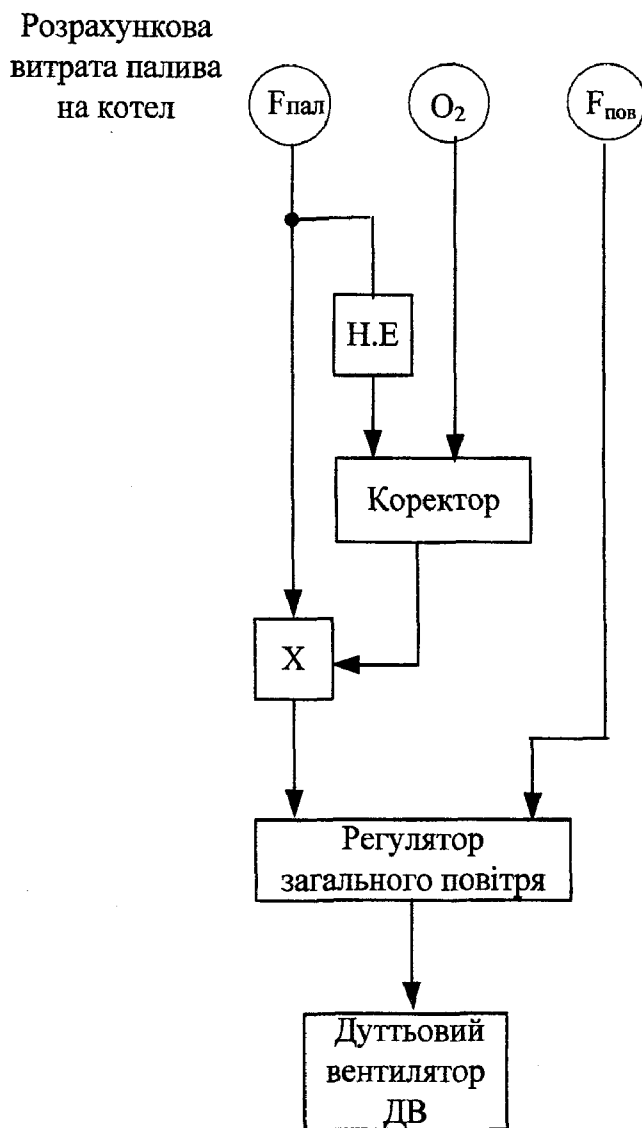


Рисунок 10 – Структурна схема регулятора загального повітря пилувугільного дубльблоку 300 Мвт

5.7.7 Рекомендована структурна схема регуляторів розрідження пилувугільного блока

Регулятори підтримують задане значення розрідження топки котла дією на напрямні апарати димосмоктів. На вхід регулятора надходять сигнали по тиску в топці котла та від задатчика ручного керування. На дубль-блоці регулятор

діє на НА димосмоктів кожного з корпусів. Структурну схему регулятора розрідження пиловугільного дубль-блоку 300 МВт наведено на рисунку 11.

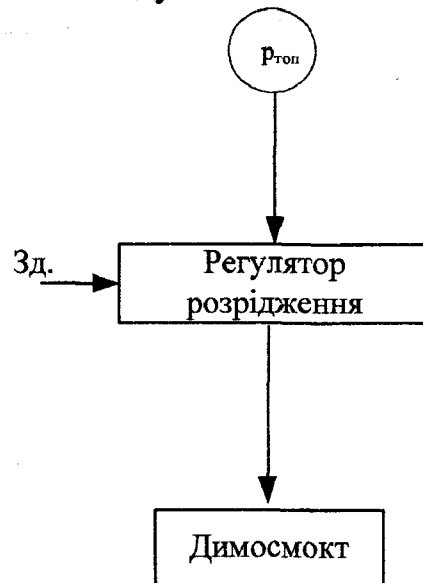


Рисунок 11 - Структурна схема регулятора розрідження пиловугільного дубльблоку 300 МВт

На моноблоці впроваджується паралельна схема синхронізації двох димосмоктів з використанням давачів положення НА. Структурну схему регулятора розрідження пиловугільного моноблоку наведено на рисунку 12.

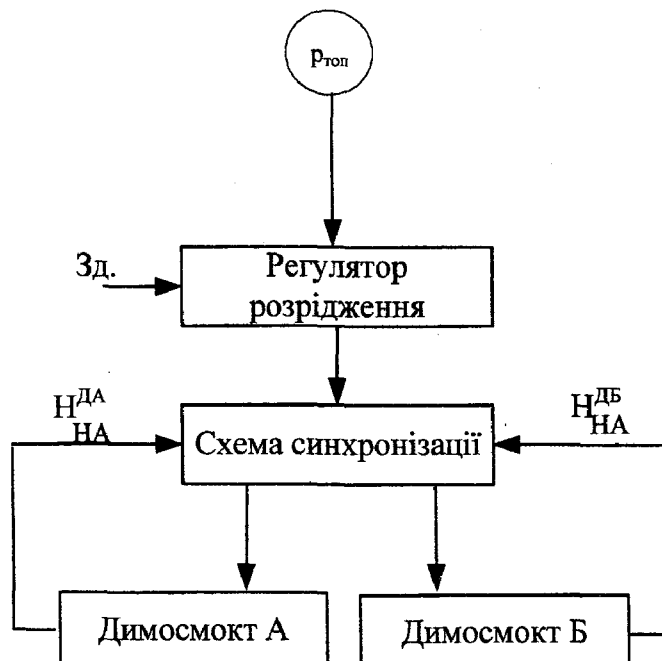


Рисунок 12 - Структурна схема регулятора розрідження пиловугільного моноблоку 300 МВт

5.7.8 Рекомендовані схеми регулювання потужності і технологічних параметрів для енергоблоків з барабанними котлами враховують досвід модернізацій технологічного обладнання та систем автоматичного регулювання, проведення налагоджувальних робіт та аналітичних досліджень з використанням математичних моделей

5.7.8.1 Регулятор теплового навантаження в разі роботи котла на вугіллі

Регулятор теплового навантаження підтримує задане значення тиску пари перед турбіною дією на частотні перетворювачі керування пиложивильниками по півтопках котла. На кожен півтопок встановлюється свій регулятор.

Рекомендовану структурну схему регулятора теплового навантаження наведено на рисунку 13.

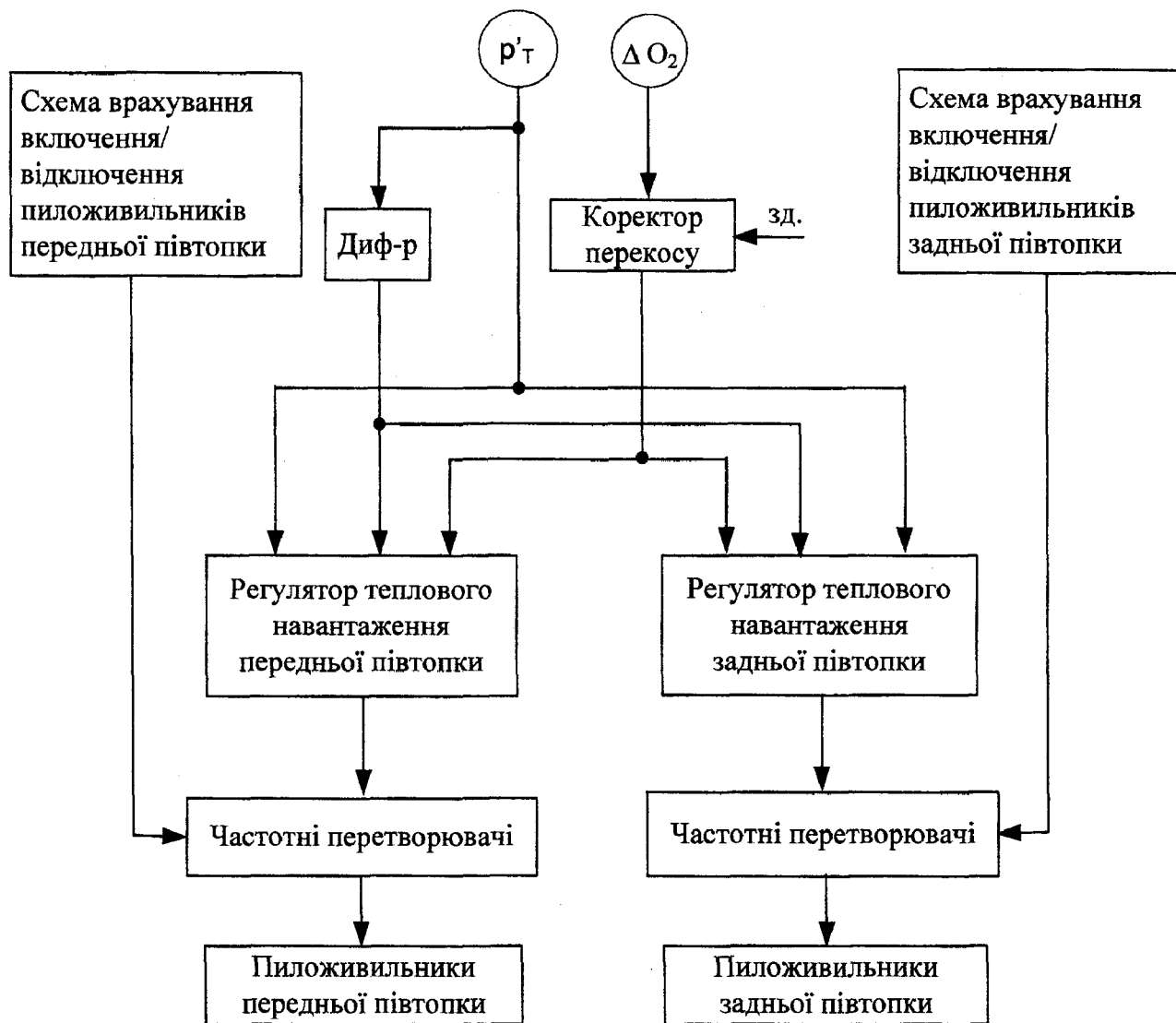


Рисунок 13 – Структурна схема регуляторів теплового навантаження барабанного котла

Регулятори діють на витрату палива (вугілля) на кожен півтопок зміною завдання по частоті обертання пиложивильників. Для усунення перекоосу по продуктивності півтопок вихідні сигнали РТН коректуються по перекоосу вільного кисню в димових газах між передньою і задньою півтопками.

На вхід регулятора подаються сигнали:

- тиску пари перед турбіною;
- швидкісний сигнал тиску пари перед турбіною;
- з коректора по перекосу вільного кисню в димових газах між передньою і задньою півтопками.

Щоб зменшити відхилення тиску пари перед турбіною в режимах увімкнення/вимкнення пилосжигальників, передбачено автоматичну компенсацію обертів пилосжигальників у разі вимкнення окремих пилосжигальників. У разі вимкнення пилосжигальника автоматично довантажуються пилосжигальники, що залишилися в роботі, із збереженням перекосу між нижнім і верхнім ярусами півтопок. Автоматичну компенсацію виконано незалежною для передньої та задньої півтопок.

Передбачено можливість дистанційного встановлення перекосів між півтопками у разі необхідності перерозподілу теплового навантаження між передньою і задньою півтопками.

5.7.8.2 Регулятори загального повітря

Структурна схема регуляторів наведено на рисунку 14.

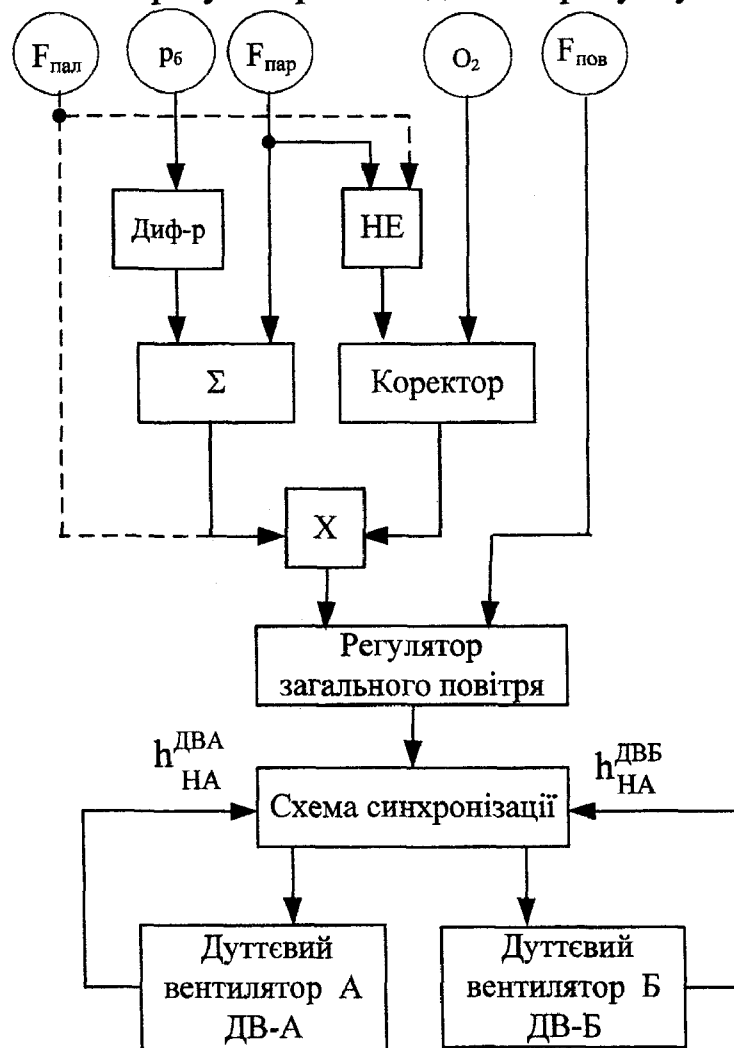


Рисунок 14 – Структурна схема регулятора загального повітря барабанного котла

Регулятори підтримують співвідношення «тепло – повітря», після модернізації системи керування пилосживильниками – співвідношення «розрахункова подача палива – повітря», дією на НА дуттьових вентиляторів ДВ-А і ДВ-Б. Сигнал по теплу формується сумуванням сигналів по витраті гострої пари та швидкості зміни тиску в барабані котла. Сигнал по розрахунковій подачі палива формується підсумовуванням сигналів обертів працюючих пилосживильників і газу на підсвічування факела. Витрата повітря на котел формується як сигнал кореню від давачів перепаду тиску на підігрівачах повітря зліва і справа. Задане значення вмісту кисню в димових газах згідно з режимною картою підтримує коректуючий регулятор. Передбачено введення автоматичної перенастроюки коректора по вмісту кисню та нерівномірність підтримання кисню залежно від зміни навантаження. У разі роботи двох регуляторів в автоматичному режимі працює схема паралельної синхронізації по давачах положення НА дуттьових вентиляторів.

5.7.8.3 Регулятори розрідження

Регулятори підтримують задане значення розрідження у верхній частині топки котла дією на НА димосмоктів Д-А і Д-Б.

Під час роботи двох регуляторів в автоматичному режимі працює схема паралельної синхронізації по положенню НА димосмоктів. Структурну схему регулятора розрідження барабанного котла наведено на рисунку 15.

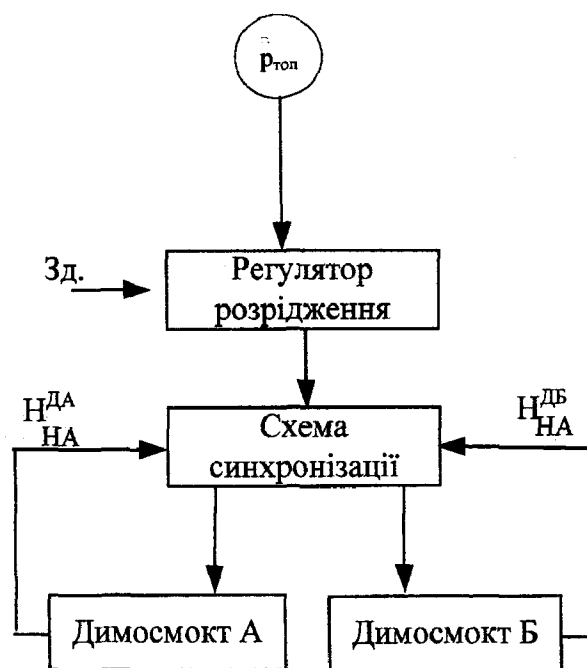


Рисунок 15 - Структурна схема регулятора розрідження барабанного котла

5.7.8.4 Регулятор живлення котла водою

Регулятор підтримує задане значення рівня води в барабані котла відповідно до балансу між подачею живильної води на котел і витратою пари на турбіну дією на РЖК.

Регулятор працює за значеннями показів давачів: рівня котлової води в барабані котла, витрати гострої пари, витрати живильної води на котел. Для зменшення відхилень рівня в динамічних режимах у регулятор вводяться: швидкісний сигнал по зміні тиску в барабані (компенсація явища «набухання» рівня) і швидкісний сигнал по зміні рівня в барабані котла (збільшення стійкості та точності регулювання).

У разі відхилення рівня від заданого значення на задану величину проводиться компенсація статичної нерівномірності в бік відновлення рівня. Структурну схему регулятора наведено на рисунку 16.

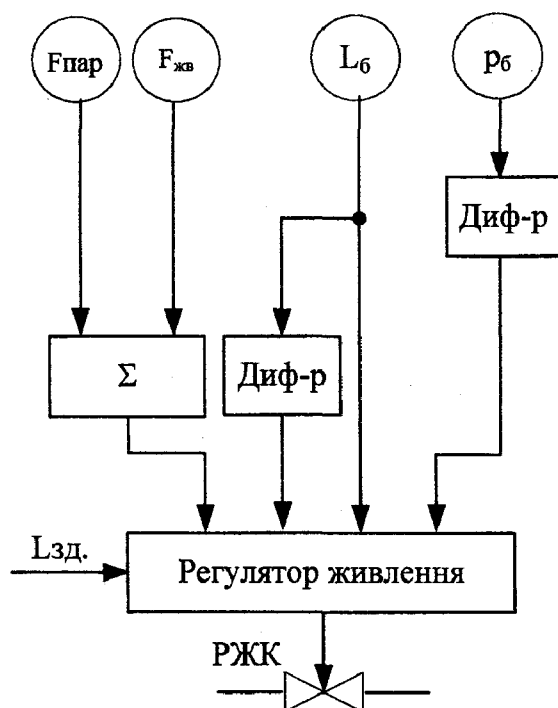


Рисунок 16 – Структурна схема регулятора живлення барабанного котла

5.7.9 Регулятори швидкодіючої редуційно-охолоджувальної установ- ки (ШРОУ)

5.7.9.1 Регулятор тиску пари ШРОУ

Регулятор тиску пари ШРОУ запобігає неприпустимому зростанню тиску свіжої пари перед турбіною і забезпечує підтримку тиску на заданому значенні дією на регулюючий клапан ШРОУ.

Регулятор одержує задаючий сигнал по навантаженню, основний сигнал по тиску пари в перемичці ШРОУ і сигнал зворотного зв'язку по положенню регулюючого клапана ШРОУ. Під час скидання навантаження або відключення турбіни в разі роботи регулятора ШРОУ в режимі номінального тиску регулюючий клапан ШРОУ примусово повністю відкривається, після чого регулятор переводиться на автоматичне керування.

5.7.9.2 Регулятор температури пари за ШРОУ

Регулятор температури пари за ШРОУ підтримує температуру пари за пароохолоджувачем ШРОУ дією на регулюючий клапан впорскування живиль-

ної води. На регулятор надходять сигнали по температурі пари за пароохолоджувачем ШРОУ, зворотний зв'язок по положенню регулюючого клапана та задаючий сигнал по положенню ШРОУ. Алгоритмом роботи регулятора передбачається початкове відкриття регулюючого клапана впорскування живильної води на 50% у разі увімкнення регулятора тиску ШРОУ, після повного закриття регулюючого клапана ШРОУ регулюючий клапан впорскування автоматично закривається з витримкою часу 15 с.

5.8 Рекомендовані схеми систем регулювання частоти, потужності і технологічних параметрів газо-мазутних енергоблоків

5.8.1 Рекомендовані структурні схеми котельного і турбінного регуляторів потужності та регулятора палива

КРП формує сигнал по заданому значенню витрати палива на котел, який надходить до регулятора палива. Турбінний регулятор сприймає сигнали по потужності та тиску і забезпечує в динаміці швидке усунення значної частки небалансу між заданою і фактичною потужністю, а котельний регулятор повністю усуває цей небаланс у статиці.

На КРП подаються:

- сигнал небалансу між поточною потужністю турбогенератора ($P_{\text{пот}}$) і заданим значенням потужності блока ($P_{\text{зд}}$), що поступає від обмежувача темпу завдання;

- швидкісний сигнал по тиску пари перед турбіною.

Регулювання подачі палива, що визначає навантаження газомазутного котла, здійснюється відповідно до завдання, яке надходить від КРП. На регулятор палива подаються сигнали завдання від КРП і витрати палива.

На ТРП подаються сигнали:

- небалансу між поточною потужністю турбогенератора ($P_{\text{тек}}$) і заданим значенням потужності блока ($P_{\text{зд}}$), який надходить від обмежувача темпу завдання;

- небалансу між поточним тиском пари перед турбіною (p'_T) і заданим значенням тиску;

- небалансу між заданим значенням положення регулюючого клапана ЦВТ і фактичним положенням клапанів.

Для забезпечення роботи системи регулювання потужності енергоблоку в комбінованому режимі підтримання тиску пари перед турбіною (номінальний тиск за високих навантажень, ковзний – за навантажень нижче 70% від номінальної потужності) структурна схема турбінного регулятора передбачає додатковий до режиму підтримання тиску пари перед турбіною режим регулювання ковзного тиску, в якому підтримується сума небалансів між заданим значенням положення регулюючого клапана ЦВТ і фактичним положенням клапанів. Перемикання між режимами виконується автоматично логічним перетворювачем (ЛП) за зміни навантаження.

Рекомендовані структурні схеми котельного і турбінного регуляторів потужності та регулятора палива газомазутних котлів наведено на рисунку 17.

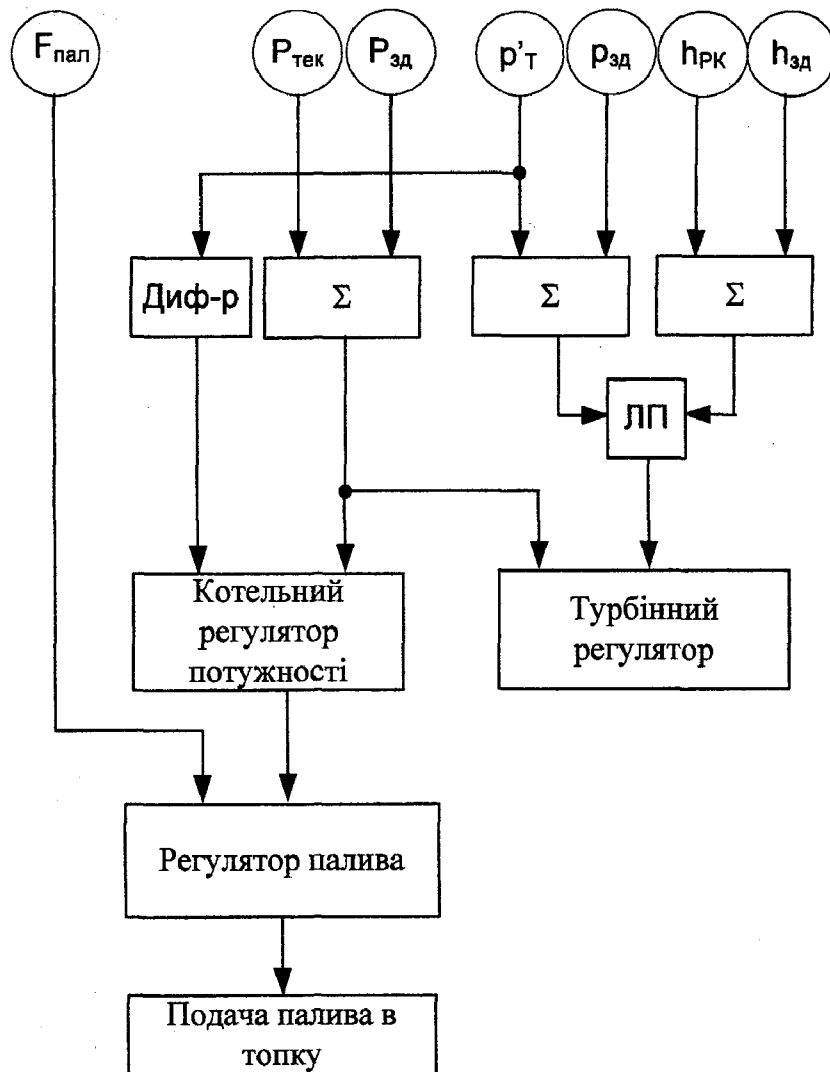


Рисунок 17 – Рекомендовані структурні схеми котельного і турбінного регуляторів потужності та регулятора палива газомазутних котлів

5.8.2 Рекомендована структурна схема регуляторів живлення

Основним завданням регуляторів живлення газомазутних прямотокових котлів є підтримка заданого співвідношення вода – паливо з контролем по температурі в проміжному перетині тракту котла на кожному з потоків. Необхідна витрата живильної води встановлюється регулятором продуктивності ТЖН, а розподіл витрат по потоках котла здійснюється РЖК, один з яких перебуває в положенні повного відкриття для зниження втрат на дроселювання.

Структурну схему регуляторів живлення газомазутного котла наведено на рисунку 18.

Система регулювання живлення містить регулятор продуктивності і регулятор живлення води по потоках. Регулятор живлення кожного з потоків одержує сигнали по паливу (завдання навантаження), витраті живильної води по потоку, з коректора по температурі середовища за зоною максимальної теплоємності свого потоку.

На вхід коректора подаються сигнали по:

- температурі середовища за ЗМТ свого потоку;
- тиску пари перед турбіною (динамічна розв'язка контурів регулювання тиску і температури);
- витраті палива через нелінійний елемент (НЕ) (урахування статичної нерівномірності підтримання температури за ЗМТ залежно від навантаження).

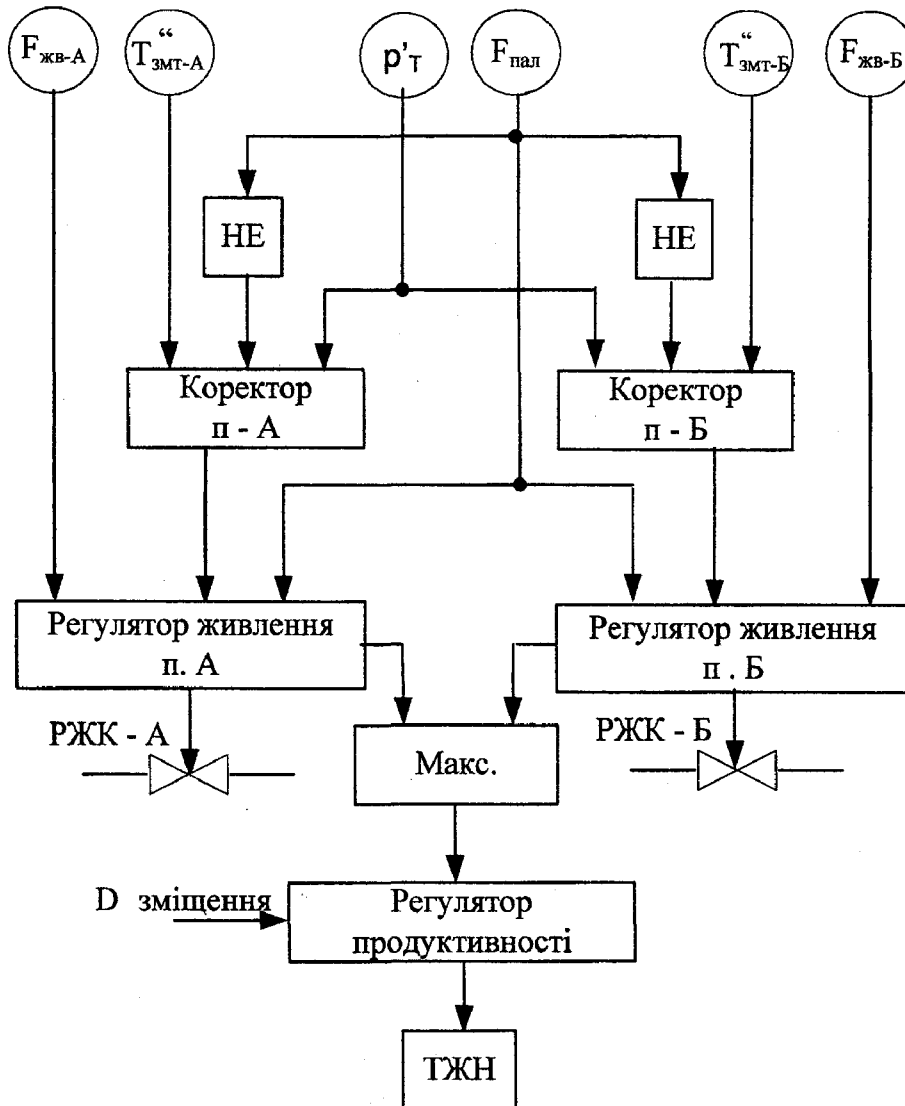


Рисунок 18 – Рекомендована структурна схема регуляторів живлення газомазутного котла

Регулятори продуктивності ТЖН реалізують схему мінімального дроселювання яка забезпечує регулювання подачі живильної води в разі повного відкриття РЖК одного з потоків. На регулятор продуктивності ТЖН подається максимальний сигнал розбалансу одного з регуляторів живлення та сигнал зміщення.

У разі досягнення нижньої межі діапазону регулювання ТЖН дія регулятора живлення автоматично перемикається на повністю відкритий РЖК.

5.8.3 Рекомендована структурна схема регулятора загального повітря

Регулятор загального повітря виконано за каскадною схемою як стабілізатор співвідношення «паливо-повітря» з корекцією по кисню в димових газах.

Рекомендовану структурну схему регулятора загального повітря газомазутного котла наведено на рисунку 19.

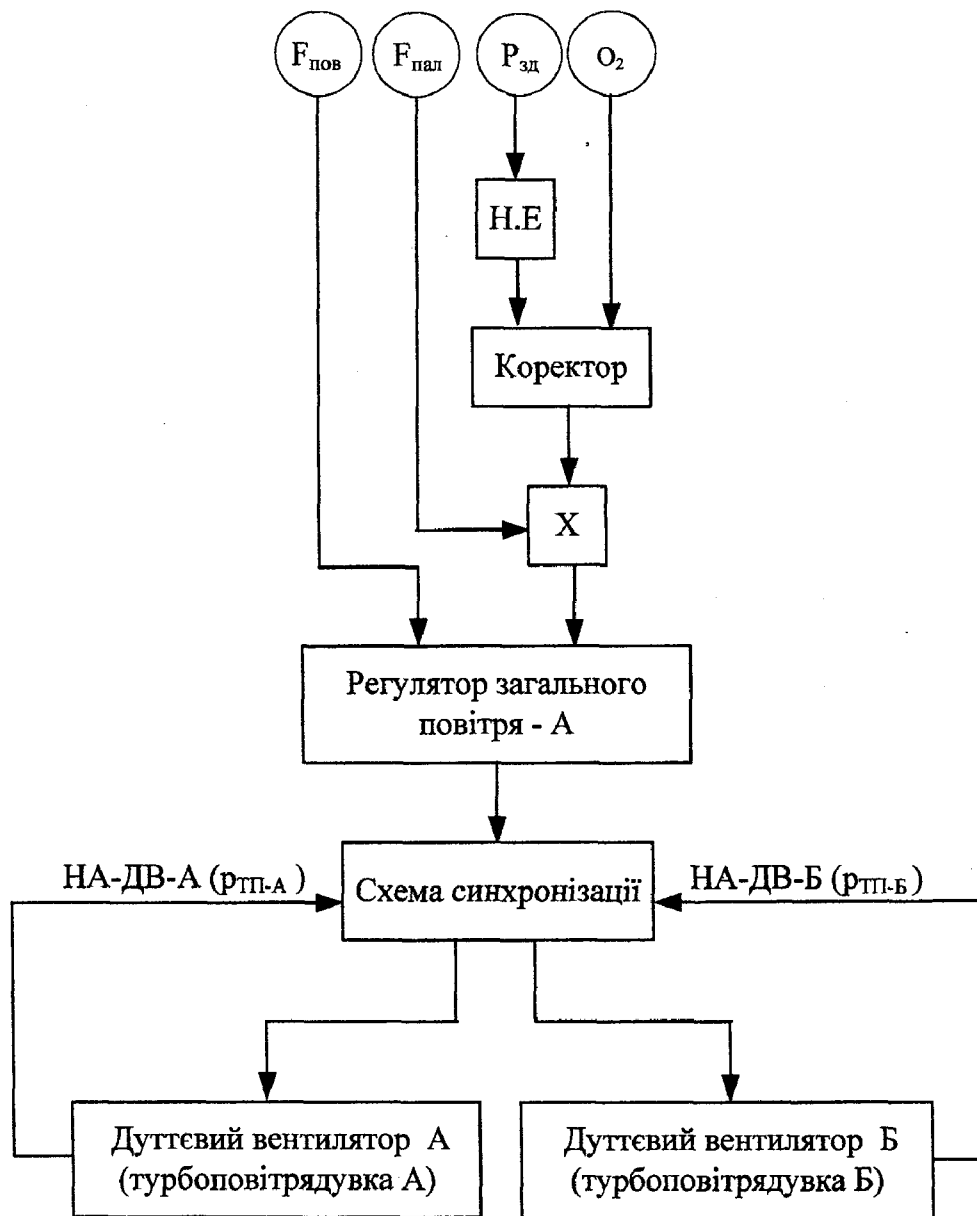


Рисунок 19 – Рекомендована структурна схема регулятора загального повітря газомазутного котла

На газомазутних блоках у регульовальному діапазоні без зміни складу паливних пристроїв як сигнал по витраті повітря можна застосовувати сигнал, що дорівнює кореню з перепаду тисків повітря в загальному коробі подачі повітря до пальників і тиску в топці. На вхід регулятора надходять сигнали по витратах

палива і повітря та сигнал з коректора по вмісту кисню в димових газах на виході з котла. Уведена нерівномірність підтримання кисню залежно від навантаження за рахунок подачі сигналу по ($P_{\text{зад}}$) на коректор через НЕ та автоматичне перенастроювання коректора по вмісту кисню залежно від зміни навантаження.

Регулятор діє на НА дуттьових вентиляторів на котлах типу ТГМП-314 або на зміну частоти обертання турбоприводу турбоповітродувок на котлах типу ТГМП-204. Передбачається паралельна схема синхронізації двох дуттьових вентиляторів по сигналах давачів положення НА на котлах типу ТГМП-314. На котлах типу ТГМП-204 синхронізація виконується по тиску повітря на напорі турбоповітродувок.

5.8.4 Рекомендована структурна схема регулятора розрідження

Регулятори підтримують задане значення розрідження у верхній частині топки котла дією на НА димосмоктів. На вхід регулятора надходять сигнали по тиску в топці котла і швидкісний сигнал по витраті палива. Регулятор діє на НА димосмоктів. Передбачається паралельна схема синхронізації двох димосмоктів з використанням давачів положення НА.

Рекомендовану структурну схему регулятора розрідження газомазутного котла наведено на рисунку 20.

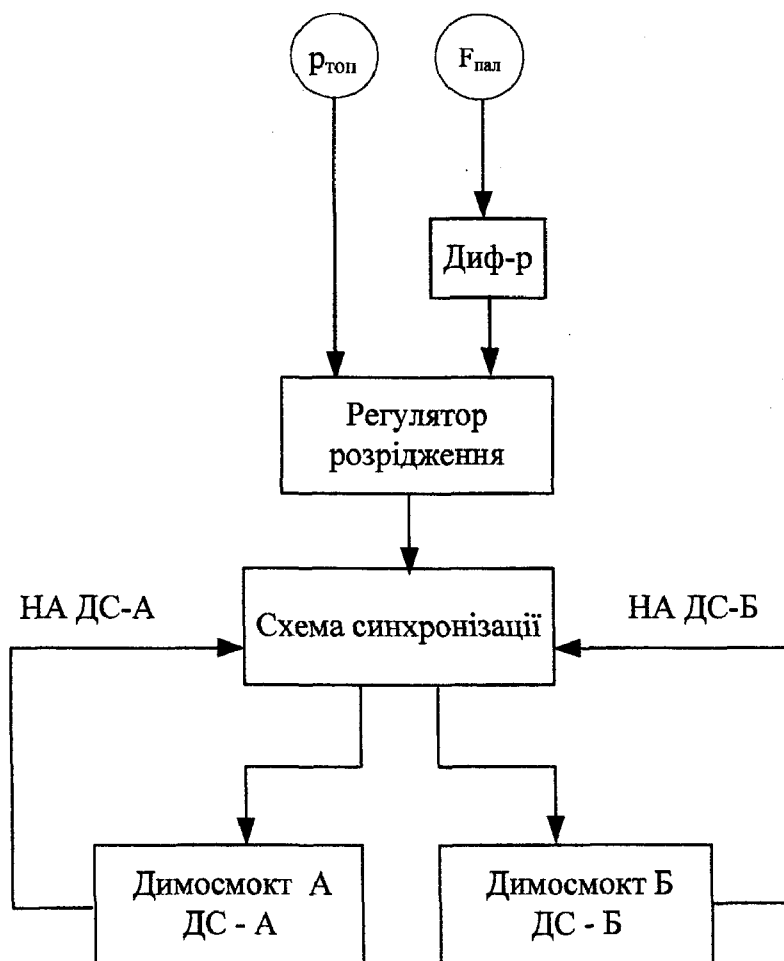


Рисунок 20 – Рекомендована структурна схема регулятора розрідження газомазутного котла

5.9 Вимоги до станційної системи керування щодо реалізації функції регулювання частоти і потужності ТЕС

5.9.1 САРЧП мають з достатньою статичною і динамічною точністю приводити потужності окремих енергоблоків і ТЕС у відповідність із завданнями, сформованими центральним регулятором САРЧП «Укренерго»/ЕЕС та забезпечувати:

- зміну потужності ТЕС під дією центрального регулятора вторинного регулювання частоти НЕК «Укренерго»/ЕЕС і обмежувачів перетікань потужності, дії яких передаються на ТЕС (непланова зміна потужності);
- розподілення непланового завдання потужності по енергоблоках з реалізацією принципу повного виконання завдання в межах діапазону вторинного регулювання ТЕС;
- зміну потужності ТЕС під дією третинного регулювання частоти та у разі планової зміни потужності ТЕС;
- розподілення планового завдання потужності по енергоблоках.

Рекомендовану структурну схему ССК щодо реалізації функції регулювання частоти і потужності ТЕС наведено на рисунку 21.

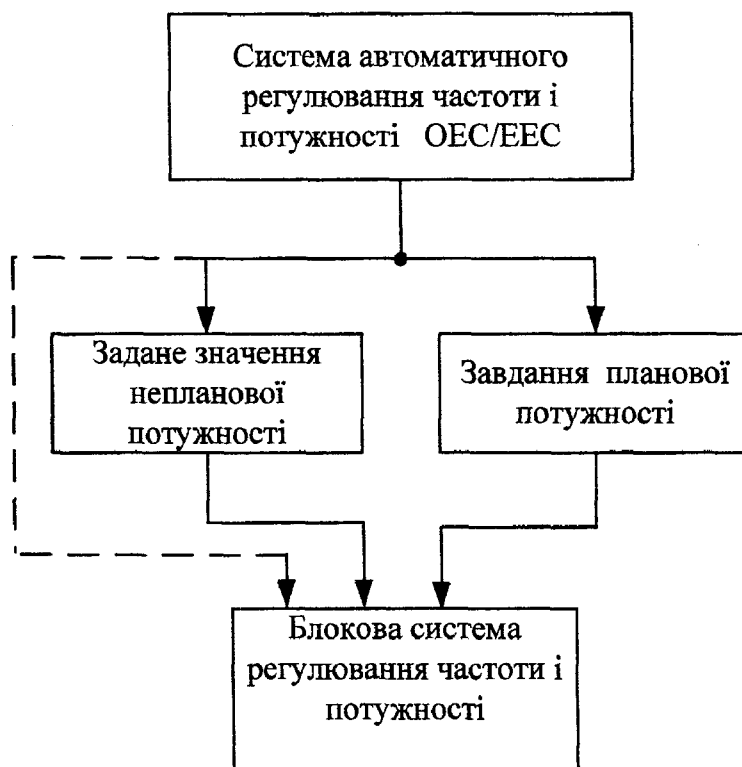


Рисунок 21 – Структурна схема ССК щодо реалізації функції регулювання частоти і потужності ТЕС

5.9.2 На рівні ССК провадиться розподіл навантаження по енергоблоках, діапазон автоматичного регулювання яких не вичерпаний. Передбачається повна реалізація станційного завдання незалежно від числа блоків, залучених до регулювання, поки діапазон регулювання не вичерпаний у останнього з них. На

станційному рівні можуть передбачатись засоби, що дають змогу дистанційно змінювати навантаження енергоблоків.

5.9.3 Завдання від центрального регулятора САРЧП «Укренерго»/ЕЕС може надходити безпосередньо до конкретного енергоблоку ТЕС.

5.10 Рекомендації щодо організації зв'язку агрегатних контролерів системи автоматичного регулювання частоти та потужності із станційною системою керування

Блокові САРЧП мають забезпечити обмін із ССК такою інформацією:

- фактична та задана потужність енергоблоку;
- поточна величина зміни планової складової завдання потужності енергоблоку;
- поточна величина зміни непланової складової завдання потужності енергоблоку;
- поточний наявний діапазон автоматичного регулювання на завантаження та розвантаження енергоблоку;
- дані реєстрації участі енергоблоку в регулюванні частоти і потужності;
- режим роботи САРЧП енергоблоку;
- поточні ТО енергоблоку;
- дія ТЗ і ПА на енергоблок.

Обмін інформацією між блоковою САРЧП і ССК має здійснюватись по дубльованих каналах зв'язку. Циклічність обміну – не більше 1с.

5.11 Рекомендації щодо організації каналів зв'язку системи станційного керування з центральною системою регулювання частоти та потужності

5.11.1 Централізоване оперативне керування режимами роботи ОЕС України (Закон України “Про електроенергетику”) за дорученням Мінпалив енерго України виконує НЕК «Укренерго».

При цьому має бути забезпечено:

- двосторонній обмін інформацією центрального регулятора НЕК «Укренерго»/ЕЕС і його терміналу ССК по дубльованих, окремо виділених каналах зв'язку (передавання даних і команд);
- єдиний інтерфейс користувача для всіх ТЕС.

5.11.2 У центральний регулятор САРЧП «Укренерго»/ЕЕС має передаватись інформація про наявний діапазон регулювання ТЕС, виникнення обмежень на енергоблоках і ТЕС, перешкоджаючих відпрацюванню завдань, наявний діапазон регулювання енергоблоків і дані реєстрації участі енергоблоків і ТЕС в регулюванні частоти і потужності.

5.11.3 Система збору і передавання інформації для центрального регулятора САРЧП «Укренерго»/ЕЕС і ССК, що виконують функції САРЧП на ТЕС, повинні мати високу надійність і готовність, які мають досягатися дублюванням і резервуванням технічних засобів, захистом від втрати інформації, від збо-

їв програмного забезпечення і від дестабілізуючого впливу збоїв у їх каналах обміну інформацією.

5.11.4 Підключені до центрального регулятора САРЧП «Укренерго»/ЕЕС ТЕС і енергоблоки мають бути захищеними від помилкових команд у разі збоїв у каналах обміну інформацією і телекерування (UCTE OH P1, UCTE OH A1, РД 34.20.501). Ці канали мають забезпечувати необхідну швидкодію:

- зчитування і передавання вимірювань потужності ТЕС та окремих енергоблоків мають провадитися з циклом не більше 1 с;
- цикл передавання команд з центрального регулятора САРЧП «Укренерго»/ЕЕС в ССК і з ССК на блочні САРЧП має бути не більше 1с.

5.12 Вимоги до технічних засобів систем регулювання частоти та потужності модернізованих енергоблоків

5.12.1 ПТК блокових САРЧП має розроблятися на єдиній платформі технічних і програмних засобів з урахуванням проведених попередніх модернізацій. ПТК САРЧП повинен мати дворівневу системну структуру.

5.12.2 Нижній рівень (НР) системи має реалізовувати функції введення/виведення інформації, регулювання, керування та контролю, верхній рівень (ВР) – завантаження програмного забезпечення та контролю функціонування НР, підтримки оперативної бази даних, представлення необхідної інформації (у тому числі діагностичної) на відеотерміналах автоматизованих робочих місць (АРМ) операторів, реєстрацію та архівування інформації, передавання необхідної інформації на станційний рівень. Функції НР мають реалізовувати мікропроцесорні системи збору інформації і керування – шафи контролерів (ШК), функції ВР – промислові персональні електронно-обчислювальні машини.

5.12.3 До складу ШК має входити набір функціонально закінчених модулів (субблоків) зв'язку з об'єктом, взаємодіючих через стандартні інтерфейси з центральними контролерами керування та інформації.

Модулі введення/виведення мають містити мікроконтролери, призначені для первинної обробки інформації та для зв'язку з центральними контролерами.

Модулі введення/виведення мають забезпечувати:

- гальванічну розв'язку вхідних і вихідних електричних сигналів;
- введення інформації від давачів уніфікованих сигналів від 0 мА до 5 мА, від 4 мА до 20 мА, від 0 В до 5 В, а також безпосередньо сигналів від термоперетворювачів напруги та опору;
- виведення інформації уніфікованими сигналами від 0 мА до 5 мА, від 4 мА до 20 мА;
- введення/виведення дискретної інформації типу "сухий" контакт для потенційних сигналів напругою постійного струму від 18 В до 29 В і напругою від 185 В до 242 В постійного і змінного струму;
- введення/виведення дискретної інформації типу "сухий" контакт від електричної частини ТЕС напругою від 185 В до 242 В постійного струму.

Номенклатура і кількість модулів уведення/виведення в структурі має визначатись обсягом прийнятої та виданої інформації, а також глибиною резервування.

5.12.4 Центральні контролери мають бути сумісними з IBM PC і забезпечувати виконання функцій регулювання, керування і контролю, приймання/передавання інформації з/на ВР та в суміжні ШК. Обмін інформацією в системі має виконуватися на базі дубльованої локальної обчислювальної мережі типу Ethernet.

5.12.5 ВР має реалізовуватися на базі персональних комп'ютерів сумісних з IBM PC і забезпечувати виконання таких функцій:

- представлення інформації оперативному персоналу про роботу: обладнання енергоблоку, ПТК та технологічних систем керування;
- реєстрації інформації про роботу: обладнання енергоблоку, ПТК та технологічних систем керування;
- ведення єдиного часу;
- ведення і документування баз даних ПТК;
- налагодження бібліотек алгоритмів, технологічних алгоритмів і програм;
- генерації програмного забезпечення ПТК;
- генерації фрагментів відображення інформації для автоматизованих робочих місць;
- завантаження програмного забезпечення ПТК;
- корекції параметрів настроювання систем керування ПТК;
- представлення діагностичної інформації про роботу ПТК з визначенням несправностей з точністю до одного чи кількох змінних конструктивів;
- представлення в режимі «on line» інформації про роботу алгоритмів керування;
- ведення моніторингу перевірки участі енергоблоку в регулюванні частоти і потужності та виводу протоколів моніторингу за вимогою користувачів.

5.12.6 З метою підвищення надійності системи має передбачатися резервування:

- джерел електроживлення;
- контролерів;
- мереж обміну даними;
- модулів уведення/виведення і давачів (за необхідності).

5.12.7 ПТК має функціонувати безперервно в режимі реального часу. У разі відмови окремих елементів ПТК має відбуватися деградація системи із збереженням усіх функцій, на які не впливає працездатність елементів, що відмовили. Система діагностики ПТК має забезпечувати виявлення елементів, що відмовили, з точністю до одного чи кількох змінних конструктивів. Відновлення працездатності має провадитися заміною модуля, що відмовив, із запасів інструментів і приладів (ЗПІ) без його додаткового підстроювання. У разі відновлення працездатності ПТК виконання діючих на момент відновлення функцій системи не повинне обмежуватися.

5.12.8 Вимоги до ШК:

- загальні вимоги до конструкції – за ГОСТ 25804.4;
- наявність ступеня захищеності, зумовленого кодом IP 54.

5.13 Вимоги до програмного забезпечення станційної та блочної систем регулювання частоти та потужності

5.13.1 Загальні вимоги

До програмного забезпечення (ПЗ) висуваються вимоги щодо:

- структури й елементів ПЗ;
- діагностування і самоконтролю;
- забезпечення захисту від відмов, спотворень, помилкових і несанкціонованих дій;
- процесу розроблення ПЗ;
- верифікації ПЗ.

5.13.1.1 Вимоги до структури та елементів ПЗ

ПЗ САРЧП має бути достатнім для виконання всіх керуючих, інформаційних та сервісних функцій відповідно до цієї Настанови.

Комплекс програм САРЧП має передбачати зв'язок програм усіх рівнів по керуванню та інформації і містити базове та прикладне (функціональне) ПЗ НР для реалізації керуючих функцій і ПЗ ВР.

Базове і прикладне ПЗ має функціонувати в реальному часі.

Базове ПЗ має забезпечити обмін з модулями зв'язку з об'єктом, обмін по мережі між НР і ВР, резервування, опитування і видачу дискретної та аналогової інформації, початкове тестування щодо подачі живлення, діагностування апаратних засобів.

Прикладне ПЗ має забезпечувати реалізацію керуючих функцій відповідно до алгоритмічної документації і вимог цієї Настанови.

ПЗ САРЧП має виконувати функції реєстрації, відображення, документування й архівування інформації, а також інструментальної системи.

ПЗ повинне мати модульну структуру. Текст одного модуля має містити обмежену кількість операторів та бути таким, що легко модифікується та тестується.

5.13.1.2 Вимоги до діагностування і самоконтролю

ПЗ має здійснювати безперервний автоматичний контроль технічного стану САРЧП у процесі роботи.

ПЗ має забезпечувати діагностування технічних засобів САРЧП з глибиною до конструктивно-знімного блока із забезпеченням можливості реєстрації і передавання на ВР інформації про результати технічного діагностування.

ПЗ має забезпечувати самодіагностування (самоконтроль) програмних засобів з використанням методів:

- контролю даних у постійній пам'яті;
- контролю тривалості виконання завдань.

Реалізація програм безперервного автоматичного контролю, технічного діагностування і самоконтролю не має впливати на виконання програм основ-

них інформаційних і керуючих функцій або призводити до погіршення їхніх характеристик.

5.13.1.3 Вимоги до забезпечення захисту від відмов, спотворень, помилкових і несанкціонованих дій.

ПЗ має передбачати захист від відмов технічних засобів. Такий захист може ґрунтуватися на результатах технічного діагностування та передбачати реконфігурацію структури та відновлення обчислювального процесу.

ПЗ має здійснювати контроль достовірності та захист від спотворень вхідної інформації. ПЗ має унеможлилювати відмови, пов'язані з некоректною вхідною інформацією під час виконання розрахунків, такі як ділення на нуль, витяг кореня з від'ємного числа. Має формуватись інформація про недостовірний стан вхідних параметрів.

Потрібно передбачати захист від введення помилкових даних (з виводом повідомлень на екран і встановленням значення "по замовчуванню"), захист від виконання дій, неприпустимих у певний момент (присвоєнням стану "неактивності" кнопкам, полям вводу та іншим елементам керування віконної системи). Усі помилкові дії персоналу мають супроводжуватись виводом повідомлень на екран і в журнал дій оператора.

ПЗ має забезпечувати захист від несанкціонованого доступу та від вірусів.

5.13.1.4 Вимоги до процесу розроблення ПЗ

Під час розроблення ПЗ має бути забезпечено його відповідність встановленим критеріям якості (надійність, коректність, модифікованість, зручність застосування) і підтверджено в разі верифікації.

Усі стадії процесу розроблення ПЗ мають бути докладно документованими. Експлуатаційна документація має містити всі необхідні відомості для використання ПЗ.

Потрібно забезпечувати можливість перевірки адекватності ПЗ, яке експлуатується, та ПЗ, яке постачається розробником.

5.13.1.5 Вимоги до верифікації ПЗ

Верифікація має провадитися після кожного етапу розроблення ПЗ: визначення вимог до ПЗ, проектування, кодування (у разі розроблення нового ПЗ). При цьому потрібно перевіряти відповідність ПЗ, що розробляється, вимогам специфікацій, вимогам до структури та елементів ПЗ, до діагностування та самоконтролю, до забезпечення захисту від відмов, спотворень, помилкових і несанкціонованих дій, до процесу розроблення ПЗ.

Верифікацію має провадити група фахівців або організація, адміністративно і/або фінансово незалежні від фахівців або організації, які розробили ПЗ.

Верифікацію має бути повністю завершено до приймання системи в дослідну експлуатацію. Усі виявлені під час верифікації недоліки має бути зафіксовано, проаналізовано та усунено, після чого – проведено повторне перевірення ПЗ.

5.14 Рекомендації щодо вибору, налагодження, випробування, впровадження в експлуатацію мікропроцесорних систем первинного й вторинного регулювання частоти та потужності на ТЕС і ТЕЦ

5.14.1 Системи первинного та вторинного регулювання частоти та потужності на ТЕС і ТЕЦ України мають бути розподіленими, багатофункціональними, програмованими, автоматизованими системами керування на базі сучасної мікропроцесорної техніки.

5.14.2 *Налагодження систем на площадці постачальника ПТК*

Налагодження систем на площадці постачальника ПТК складається з таких етапів:

- верифікація ПЗ;
- приймально-здавальні випробування технічних засобів автоматизації;
- валідація ПТК;
- приймальні випробування.

5.14.2.1 Метою верифікації є визначення відповідності програмної реалізації алгоритмів ПТК вимогам технічного завдання, перевірення сумісного функціонування програм технологічних алгоритмів, типових модулів і бази даних.

Верифікація ПЗ у процесі проектування систем керування провадиться відповідно до програм верифікації та вимагає незалежний від розробника відповідного етапу проектування розгляд виконаної роботи, узгодження та затвердження вихідного документа.

У процесі верифікації технологічних алгоритмів керування обладнанням фіксуються результати тестування, після чого провадиться їх аналіз. Після усунення виявлених помилок верифікацію повторюють до отримання необхідних результатів.

5.14.2.2 Приймально-здавальні випробування провадить відділ технічного контролю підприємства виробника згідно з технічними умовами.

5.14.2.3 Валідація ПТК провадиться за відповідними програмами і методиками випробувань, складеними відповідно до ГКД 34.20.301.

5.14.2.4 Приймальні випробування провадяться на площадці виробника комісією, для визначення відповідності ПТК вимогам технічного завдання та прийняття рішення про можливість відвантаження замовнику.

Для проведення випробувань має бути розроблено програму і методику, узгоджені з організаціями-виконавцями.

Приймальні випробування провадяться на фрагменті ПТК.

5.14.3 *Налагодження систем на діючому обладнанні ТЕС*

Налагодження систем на діючому обладнанні ТЕС має відбуватися в кількох етапів:

- налагодження та випробування ПТК на зупиненому обладнанні енергоблоку;
- комплексне налагодження в процесі пуску енергоблоку;
- передавання системи в дослідну експлуатацію;

- дослідна експлуатація на діючому енергоблоці;
- передавання системи в постійну експлуатацію.

5.14.3.1 Під час налагодження та випробувань ПТК на зупиненому обладнанні провадиться індивідуальне функціональне опробування (ІФО) систем керування та інформації. Під час проведення ІФО виконується перевірення приймання вхідних аналогових і дискретних сигналів, видачі сигналів на мнемосхему і табло сигналізації, дистанційного керування виконавчими механізмами, логіки роботи блокувань, обміну інформацією з станційним рівнем. Випробування провадяться за програмами ІФО.

5.14.3.2 У процесі пуску енергоблоку провадиться комплексне налагодження ПТК з метою:

- визначення характеристик об'єкта керування;
- експериментального перевірчення якості роботи ПТК;
- відпрацювання алгоритмів керування в разі внутрішніх і зовнішніх збурень;
- перевірчення роботи і перемикачів режимів роботи відповідно до заданих алгоритмів;
- перевірчення взаємозв'язків з іншими системами;
- корегування параметрів настроювання регуляторів;
- контролю відображення та реєстрації інформації.

Комплексне налагодження провадиться за програмою комплексного налагодження.

5.14.3.3 Після завершення монтажу та налагодження провадяться попередні випробування для перевірчення працездатності та вирішення питання про можливість приймання ПТК в дослідну експлуатацію. Для проведення випробувань має бути розроблено програму і методику, узгоджені з організаціями-виконавцями робіт та затверджені замовником. Програма та методика мають встановлювати необхідний і достатній обсяг випробувань, що забезпечує задану достовірність отриманих результатів.

Результати проведених випробувань мають відображатись у протоколі. Протокол випробувань має містити висновок про можливість (неможливість) передавання ПТК у дослідну експлуатацію, а також, за необхідності, перелік необхідних доопрацювань та рекомендовані терміни їх виконання.

5.14.3.4 Дослідну експлуатацію провадить персонал ТЕС з метою перевірчення правильності функціонування, визначення фактичних значень кількісних та якісних характеристик, перевірчення готовності персоналу до роботи в умовах функціонування системи, корегування (за потребою) експлуатаційної документації.

Під час дослідної експлуатації мають виконуватись усі функції системи з періодичним контролем технічного стану ПТК.

5.14.3.5 Приймальні випробування провадяться персоналом ТЕС із залученням розробників, за результатами дослідної експлуатації ПТК складається акт та приймається рішення про можливість приймання ПТК у постійну експлуатацію. Програму та методику приймальних випробувань має бути розроблено відповідно до ГОСТ 34.603, ГKD 34.20.301.

5.15 Принципи і рекомендації організації поетапного впровадження сучасних автоматизованих систем первинного та вторинного регулювання частоти і потужності на основі аналізу існуючого стану технологічного обладнання і систем автоматичного керування на діючих енергоблоках

5.15.1 Розроблення та впровадження систем первинного та вторинного регулювання частоти та потужності мають провадитися відповідно до вимог ГKD 34.20.575, ГОСТ 12997, ГОСТ 24.104, ГОСТ 34.602, ГОСТ 25804.1 – ГОСТ 25804.8, ГОСТ 34.201, ГОСТ 34.601.

5.15.2 Процес створення системи

Процес створення системи має складатися з такої послідовності стадій робіт:

- формування вимог до системи;
- розроблення технічного завдання;
- розроблення проекту;
- складання робочої документації;
- введення в дію;
- супровід системи.

5.15.2.1 На стадії формування вимог до системи мають виконуватися такі етапи робіт:

- обстеження об'єкта та обґрунтування необхідності створення системи;
- формування вимог користувача до системи;
- оформлення звіту про виконану роботу та заявки на розроблення системи.

5.15.2.2 На стадії розроблення технічного завдання мають виконуватися розроблення та затвердження технічного завдання на створення системи.

5.15.2.3 На стадії розроблення проекту мають виконуватися такі етапи робіт:

- розроблення проектних рішень щодо системи та її частин;
- розроблення документації на систему та її частини;
- розроблення та оформлення документації на поставляння виробів для комплектування системи та/або технічних вимог (технічних завдань) на їхнє розроблення;
- розроблення завдань на проектування в суміжних частинах проекту об'єкта автоматизації.

5.15.2.4 На стадії розроблення робочої документації мають виконуватися такі етапи робіт:

- розроблення робочої документації на систему та її частини;
- розроблення або адаптація програм.

5.15.2.5 На стадії введення в дію мають виконуватися такі етапи робіт:

- підготовка об'єкта автоматизації до введення системи в дію;
- підготовка (навчання) експлуатаційного персоналу;
- комплектація системи виробами, що поставляються (програмними та технічними засобами, ПТК, інформаційними виробами);

- будівельно-монтажні роботи;
- пусконаладжувальні роботи;
- проведення попередніх випробувань;
- проведення дослідної експлуатації;
- проведення приймальних випробувань.

5.15.2.6 На стадії супроводу системи мають виконуватися такі етапи робіт:

- виконання робіт відповідно з гарантійними зобов'язаннями;
- післягарантійне обслуговування.

5.16 Рекомендації щодо експлуатації, періодичних випробувань і визначення характеристик систем регулювання частоти та потужності

5.16.1 Готовність до експлуатації систем регулювання частоти та потужності має оцінюватись за результатами виконання системою в експлуатаційних умовах функцій, передбачених технічним завданням. Перевірення працездатності має провадитись на заключному етапі комплексних налагоджень та в процесі попередніх випробувань. Перевірення має провадитись за програмою випробувань системи, складеною відповідно до ГКД 34.20.301.

5.16.2 Відповідно до спеціальної програми і методики мають провадитись метрологічна атестація та визначення метрологічних характеристик каналів вимірювання.

5.16.3 Перелік періодичних випробувань, обсяг і методика визначення необхідних характеристик під час перевірення готовності енергоблоків ТЕС (ТЕЦ) до участі в регулюванні частоти та потужності в ОЕС України визначається СОУ-Н ЕЕ ЯЕК 04.160.

Додаток А
(довідковий)

БІБЛІОГРАФІЯ

1. Наказ Мінпаливенерго України від 26.06.07р. №313 „Про забезпечення надійності ОЕС України та запобігання системним аваріям”
2. Наказ НАК ЕКУ від 01.08.07р. №67 „Про забезпечення надійності Об’єднаної енергетичної системи України та запобігання системним аваріям”
3. Заходи із запобігання „особливих” системних аварій в ОЕС України. Інформаційні та аналітичні матеріали 1991-2004р.р., розд. 14.– Державна інспекція з експлуатації електричних станцій і мереж. – К., 2004
4. Обстеження стану обладнання теплових (ТЕС) та атомних (АЕС) електростанцій Об’єднаної енергетичної системи (ОЕС) України щодо забезпечення вимог УСТЕ до первинного та вторинного регулювання частоти. Технічний звіт. – АТ «ЛьвівОРГРЕС», 2005
5. Обстеження обладнання Вуглегірської і Старобешевської ТЕС на предмет відповідності вимогам УСТЕ щодо первинного і вторинного регулювання частоти і потужності// Технічний звіт. ДонОРГРЕС. – Горлівка, 2005
6. Обстеження стану обладнання та систем контролю і керування енергоблоків 300 МВт Запорізької, Вуглегірської і Трипільської ТЕС, що залучаються до регулювання частоти і потужності. Технічний звіт. – АТ «ЛьвівОРГРЕС», 1999
7. Технические требования к маневренным характеристикам проектируемых и модернизируемых энергоблоков теплоэлектроцентралей. – НПО ЦКТИ, Энергосетьпроект, 1980 (Технічні вимоги до маневреності енергоблоків теплоелектроцентралей, що проектуються та модернізуються)
8. Технические требования к маневренности энергетических блоков тепловых электростанций с конденсационными турбинами – М., СПО Союзтехэнерго, 1987 (Технічні вимоги до маневреності енергетичних блоків теплових електростанцій з конденсаційними турбінами)