

ВИЗНАЧЕННЯ ВПЛИВУ ЗАТРИМКИ МОБІЛІЗАЦІЇ ПЕРВИННОГО РЕЗЕРВУ НА ШВИДКОДІЮ ВСТАНОВЛЕННЯ ДОПУСТИМОГО РЕЖИМУ РОБОТИ ЕНЕРГОСИСТЕМИ

Брага О.О., магістрант

КПІ ім. Ігоря Сікорського, кафедра автоматизації енергосистем

Вступ. Регулювання частоти являється важливим процесом в роботі електроенергетичної системи (ЕЕС). Регулювання поділяється на первинне, вторинне та третинне. До первинного регулювання мають бути залучені практично всі блоки теплоелектростанцій (ТЕС) та модернізовані блоки гідроелектростанцій (ГЕС) [1].

Мета роботи. Дослідження наслідків затримки мобілізації блоків ТЕС та ГЕС в процесах первинного регулювання.

Постановка задачі. Згідно настанови про основні вимоги щодо регулювання частоти та потужності в ОЕС України за час $t = 30$ с мають бути мобілізовані всі виділені резерви первинного регулювання частоти та активної потужності, при цьому 50% цих резервів – за час $t = 15$ с [2]. Також залучення блоків ГЕС до первинного регулювання більш складне порівняно з блоками ТЕС внаслідок того, що діапазон регулювання крутизни блоку ГЕС значно менший, порівняно з блоком ТЕС [3].

На рис. 1 зображена заступна схема окремого енергооб'єднання, в складі якого працюють ТЕС та ГЕС. Кожна станція представлена турбіною з автоматичним регулятором швидкості (АРШ), що працюють на навантажену енергосистему [4].

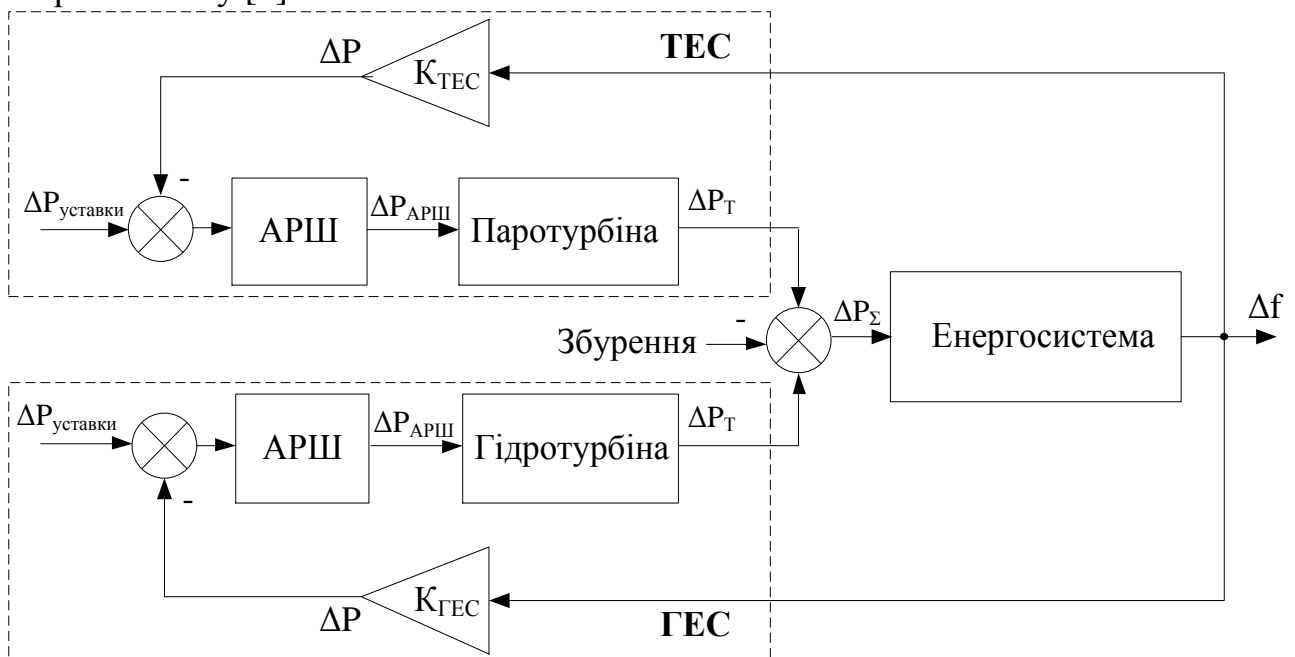


Рисунок 1 – Модель заступної схеми енергооб'єднання

Передатні функції елементів заступної схеми приведені в табл. 1. Величини та значення параметрів передатних функцій наведені в табл. 2 [4].

Таблиця 1 – Передатні функції елементів схеми

Елемент	Передатна функція
АРШ ТЕС	$\frac{1}{(T_{SG}p + 1)}$
АРШ ГЕС	$\left(\frac{1}{T_{GH}p + 1}\right) \cdot \left(\frac{T_{RS}p + 1}{T_{RH}p + 1}\right)$
Паротурбіна	$\left(\frac{K_R T_R p + 1}{T_R p + 1}\right) \cdot \left(\frac{1}{T_T p + 1}\right)$
Гідротурбіна	$\frac{(-T_W p + 1)}{(0.5T_W p + 1)}$
Енергосистема	$\frac{K_{PS}}{(T_{PS}p + 1)}$

Таблиця 2 – Параметри передатних функцій

Параметр	Величина	Значення
T_{SG}	0.08 с	Постійна часу регулятора швидкості ТЕС
T_{GH}	0.3 с	Постійна часу головного сервопривода регулятора швидкості гідротурбіни
T_{RS}	5 с	Час скидання регулятора швидкості гідротурбіни
T_{RH}	28.75 с	Постійна часу перехідного нахилу регулятора швидкості гідротурбіни
K_R	0.5	Коефіцієнт передачі паропідігрівача ТЕС
T_R	10 с	Постійна часу паропідігрівача ТЕС
T_T	0.3 с	Постійна часу паротурбіни
T_W	0.3 с	Номінальний час початку руху води в напірному трубопроводі ГЕС
K_{PS}	120 Гц/в.о.	Коефіцієнт передачі енергосистеми
T_{PS}	20 с	Постійна часу енергосистеми
K_{TEC}	0.04 в.о./Гц	Крутизна статичної частотної характеристики ТЕС
$K_{ГЕС}$	0.04 в.о./Гц	Крутизна статичної частотної характеристики ГЕС

Збурення задається стрибкоподібним зміненням навантаження на 1% від номінального. Затримка характеризується як наслідок аварійної ситуації, яка мала місце в енергосистемі попередньо до процесів мобілізації первинного резерву.

Необхідно дослідити особливості роботи блоків ТЕС та ГЕС при затримці їх мобілізації у процесах первинного регулювання, оцінити динамічні відхилення частоти та активної потужності, час регулювання та визначити характер зміни гідравлічного удару, який притаманний блокам ГЕС [3].

Матеріали досліджень. Згідно нормативних документів затримка мобілізації другої половини первинних резервів не має перевищувати

$t = 15$ с [2], тому для дослідження слід прийняти час в діапазоні $t = 1 \div 15$ с. В роботі виконується $t_{\text{затримки}} = 10$ с. В усталеному режимі навантаження енергосистеми розподілено між електростанціями. В якості цільової імітаційної моделі використовуємо режим одночасного залучення до первинного регулювання обох блоків електростанцій. Таким чином, визначаємо три режими моделювання:

1. ГЕС залучається до регулювання з затримкою 10 с;
2. ТЕС залучається до регулювання з затримкою 10 с;
3. Відсутня затримка у процесах регулювання станцій (цільовий).

На рис. 2 представлені графіки перехідних процесів зміни активної потужності станцій та частоти енергосистеми, які використовуються для визначення динамічного відхилення та часу регулювання, у відповідності з зазначеними режимами моделювання.

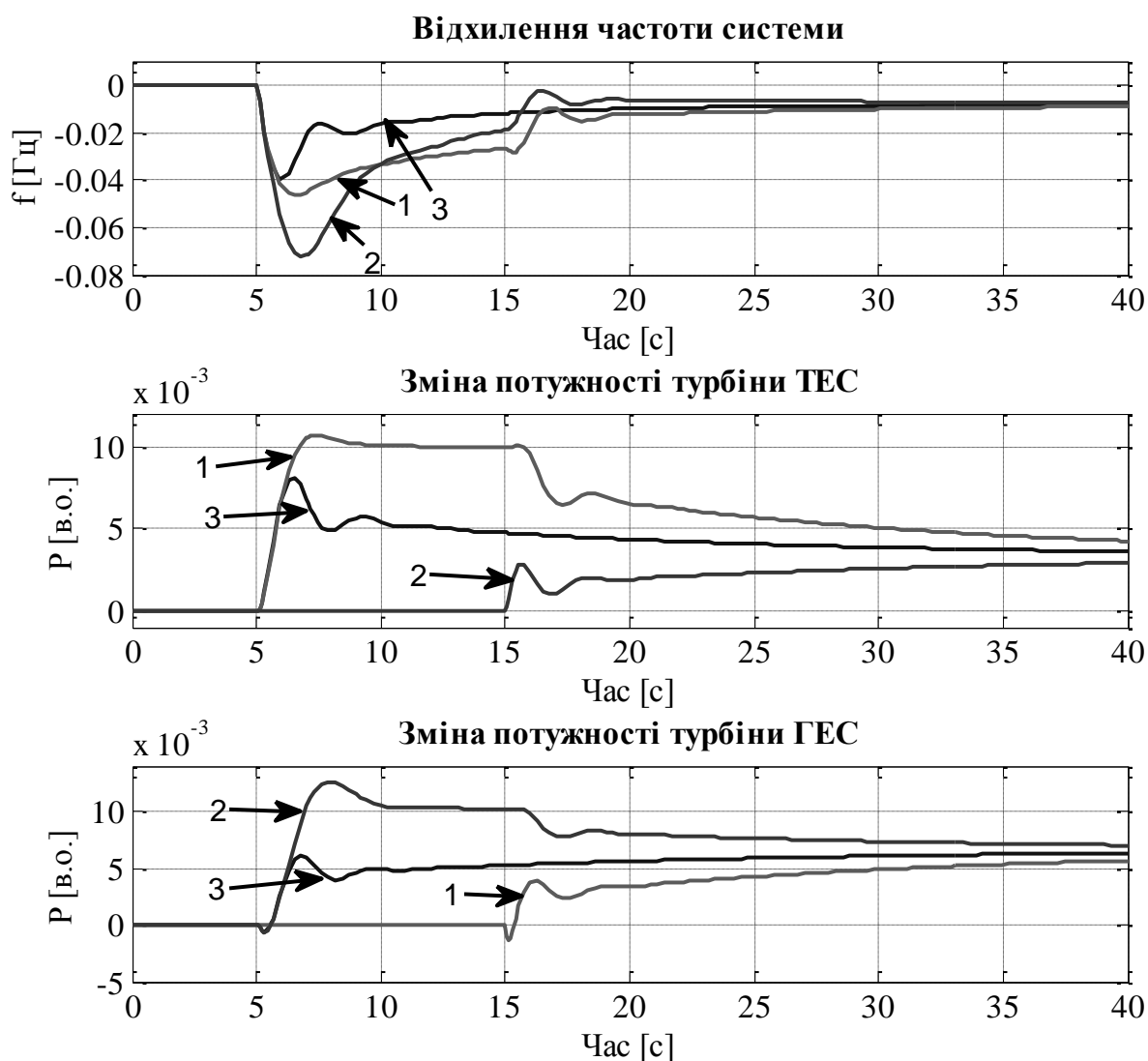


Рисунок 2 – Графіки перехідних процесів зміни досліджуваних величин

Характер зміни гідравлічного удару визначаємо за рис.3. Кількісні показники досліджуваних величин та їх відношення до цільового режиму зведені в табл. 3.

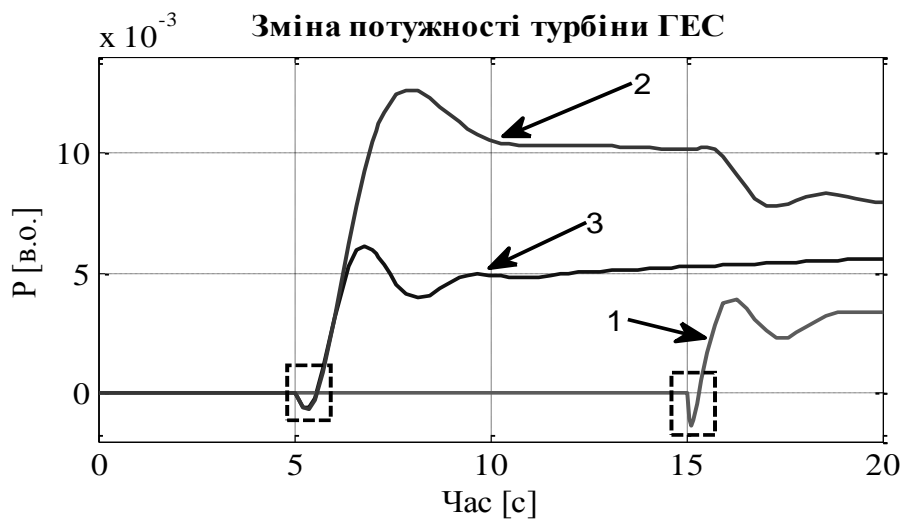


Рисунок 3 – Дослідження гідравлічного удару

Таблиця 3 – Результати імітаційного моделювання

	Цільовий режим	Затримка ГЕС		Затримка ТЕС	
		Значення	Відношення	Значення	Відношення
$\Delta f_{дин}, Гц$	0.04	0.047	15 %	0.072	44 %
$t_{рег}, с$	20	30	33 %	30	33 %
$\Delta P_{дин_ГЕС}, в.о.$	0.006	–	–	0.013	54 %
$\Delta P_{дин_ТЕС}, в.о.$	0.008	0.011	27 %	–	–
$\Delta P_{гидроудар}, в.о.$	0.0006	0.0013	54 %	0.0006	0 %

Висновки. Визначено, що час регулювання системи при моделюванні затримки мобілізації первинного резерву (блоків ТЕС та ГЕС) збільшився на 33% по відношенню до цільового режиму. Затримка реагування ГЕС при паралельній участі в процесах первинного регулювання блоків ТЕС та ГЕС призводить до збільшення динамічного відхилення частоти на 15 %, в той час як затримка ТЕС – на 44 %, що вказує на необхідність більш точного налаштування крутизни ГЕС в порівнянні з ТЕС [3]. Потужність гідроудару збільшилася на 54 % при затримці ГЕС, проте не відрізняється від цільового режиму при затримці ТЕС (табл. 3), тому було б доцільно заборонити залучатися до первинного регулювання затриманої ГЕС при великих значеннях вхідних збурень.

Перелік посилань

1. Автоматичне регулювання частоти та перетоків активної потужності в енергосистемах [Текст]: навч. посіб. / О.С. Яндутьський, А.О. Стелюк, М.П. Лукаш; під загальною редакцією д.т.н. О.С. Яндутьського. – К.: НТУУ «КПІ», 2010 – 88 с.
2. СОУ-Н ЕЕ ЯЕК 04.156:2009 Нормативний документ Мінпаливенерго України. Основні вимоги щодо регулювання частоти та потужності в ОЕС України. Настанова
3. Брага О.О., Нестерко А.Б. Визначення області стійкості налаштування крутизни статичної частотної характеристики гідроагрегата // Міжнародний науково-технічний журнал "Сучасні проблеми електроенерготики та автоматики", 2016. – С.28-31.
4. P. M. Anderson, A. A. Fouad Power System Control and Stability: Second Edition – NJ: IEEE Press, 2003.