

ВИЗНАЧЕННЯ ОБЛАСТІ СТІЙКОСТІ НАЛАШТУВАННЯ КРУТИЗНИ СТАТИЧНОЇ ЧАСТОТНОЇ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГІДРОАГРЕГАТА

Брага О.О., магістрант, Нестерко А.Б., асистент

КПІ ім. Ігоря Сікорського, кафедра автоматизації енергосистем

Вступ. Регулювання частоти електроенергетичної системи (ЕЕС) поділяється на первинне, вторинне та третинне. Основна мета первинного регулювання – втримати частоту в допустимих межах. В ОЕС України до первинного регулювання частоти можуть залучатися модернізовані блоки теплових та гідравлічних електростанцій [1].

В роботі досліджено межі стійкості налаштування крутизни статичної частотної характеристики (СЧХ) гідроагрегату в залежності від постійної часу еквівалентного генератора ЕЕС.

Постановка задачі. Ефект немінимальнофазності, який притаманний гідротурбінам, при регулюванні частоти в ЕЕС може призвести до подальшого зниження частоти і початку розвитку загальносистемної аварії. Тому залучення гідроагрегатів до первинного регулювання потребує коректного налаштування крутизни СЧХ.

На рис.1 представлена модель заступної схеми частини енергосистеми, яка представлена еквівалентною гідротурбіною з автоматичним регулятором швидкості (АРШ), що працює на навантаженій еквівалентній генератор. [2]

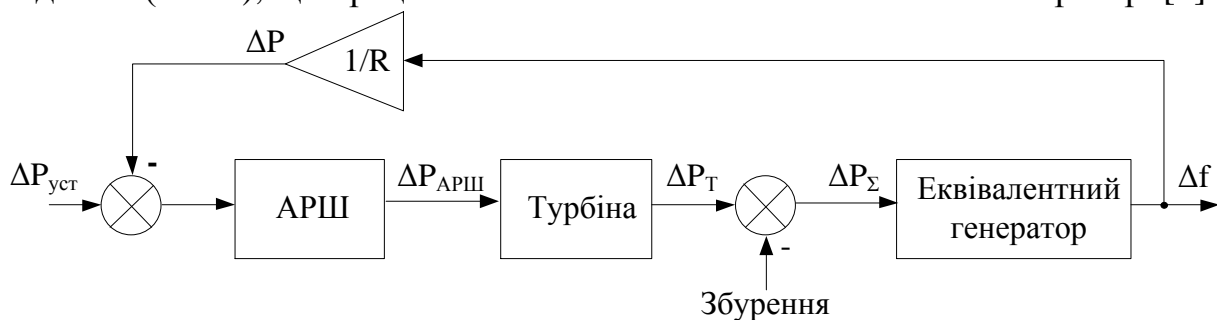


Рисунок 1 – Модель заступної схеми

Для рис.1 передатна функція АРШ гідротурбіни наступна:

$$W_{АРШ}(p) = (T_{rs} \cdot p + 1) / [(T_{gh} \cdot p + 1) \cdot (T_{rh} \cdot p + 1)], \quad (1)$$

де $T_{gh} = 0.2$ 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.

Еквівалентна гідротурбіна представлена немінимальнофазною ланкою:

$$W_T(p) = (-T_W \cdot p + 1) / (0.5 \cdot T_W \cdot p + 1), \quad (2)$$

де $T_W = 4$ с – номінальний час початку руху води в напірному трубопроводі.

Передатна функція еквівалентного генератора [2]:

$$W_{EG}(p) = K_{PS} / (T_{PS} \cdot p + 1), \quad (3)$$

де $K_{PS} = 20$ – коефіцієнт передачі еквівалентного генератора, $T_{PS} = 4$ с – постійна часу еквівалентного генератора. Значення крутизни СЧХ гідроагрегату

$K = 0.04$ в.о./Гц. Коефіцієнт передачі та постійна часу еквівалентного генератора (4) – розрахункові величини.

$$K_{PS} = 1/D, T_{PS} = (2 \cdot H)/(D \cdot f_0), \quad (4)$$

де D – коефіцієнт демпфування генератора, H – постійна інерції генератора, f_0 – номінальна частота системи.

Збурення задається стрибкоподібним змінням навантаження на 1% від номінального.

Необхідно визначити межі стійкості налаштування крутизни СЧХ гідроагрегату та провести якісний аналіз відносно відповідної межі агрегату теплової станції.

Матеріали дослідження. Визначення зони стійкості по налаштуванню крутизни СЧХ гідроагрегату проводиться за допомогою D-розбиття по двох параметрах: $K = 1/R$ – значенню крутизни гідроагрегату та постійної часу еквівалентного генератора – T_{PS} .

Для формування характеристичного полінома замкненої системи (3С) складаємо передатну функцію 3С:

$$W_{3C}(p) = W_{\Sigma}(p)/[1 + K \cdot W_{\Sigma}(p)], \quad (5)$$

де $W_{\Sigma}(p) = W_{APIII}(p) \cdot W_T(p) \cdot W_{EG}(p)$ ($W_{APIII}(p), W_T(p), W_{EG}(p)$ – передатні функції АРШ, турбіни та еквівалентного генератора відповідно). Після перетворень отримаємо характеристичний поліном виду:

$$D(p) = 0.5T_W T_{rh} T_{gh} T_{PS} \cdot p^4 + [T_{PS} \cdot (0.5T_W \{T_{rh} + T_{gh}\} + T_{rh} T_{gh}) + 0.5T_W T_{rh} T_{gh}] \cdot p^3 + \\ + [0.5T_W \cdot (T_{rh} + T_{gh}) + T_{rh} T_{gh} + T_{PS} \cdot (T_{rh} + T_{gh} + 0.5T_W) - T_W T_{rs} K_{PS} K] \cdot p^2 + [T_{rh} + \\ + T_{gh} + 0.5T_W + T_{PS} + K_{PS} K \cdot (T_{rs} - T_W)] \cdot p + K_{PS} K + 1.$$

Після підстановки числових значень отримаємо:

$$D(p, T_{PS}, K) = 11.5T_{PS} \cdot p^4 + (63.65T_{PS} + 11.5) \cdot p^3 + (63.65 + 30.95T_{PS} - 400K) \cdot p^2 + \\ + (30.95 + T_{PS} + 20K) \cdot p + 20K + 1.$$

Виконавши заміну $p = j\omega$ та виділивши дійсну і уявну частини, які залежать не тільки від ω , а й від шуканих параметрів отримаємо:

$$D(j\omega, T_{PS}, K) = X(\omega) + jY(\omega) \Rightarrow$$

$$X(\omega) = (20K + 1) - (63.65\omega^2 + 30.95T_{PS}\omega^2 - 400K\omega^2) + 11.5T_{PS}\omega^4;$$

$$Y(\omega) = (30.95\omega + T_{PS}\omega + 20K\omega) - (63.65T_{PS}\omega^3 + 11.5\omega^3).$$

Прийнявши: $X(\omega) = P_1(\omega)T_{PS} + Q_1(\omega)K + R_1(\omega)$, $Y(\omega) = P_2(\omega)T_{PS} + Q_2(\omega)K + R_2(\omega)$, визначимо невідомі коефіцієнти:

$$\Delta = \begin{vmatrix} P_1(\omega) & Q_1(\omega) \\ P_2(\omega) & Q_2(\omega) \end{vmatrix} = 25690 \cdot \omega^5 + 254 \cdot \omega^3 - 20\omega;$$

$$\Delta_{T_{PS}} = \begin{vmatrix} -R_1(\omega) & Q_1(\omega) \\ -R_2(\omega) & Q_2(\omega) \end{vmatrix} = -4600 \cdot \omega^5 + 13423 \cdot \omega^3 + 599 \cdot \omega;$$

$$\Delta_K = \begin{vmatrix} P_1(\omega) & -R_1(\omega) \\ P_2(\omega) & -R_2(\omega) \end{vmatrix} = 132.25 \cdot \omega^7 + 3339.4725 \cdot \omega^5 + 830.6025 \cdot \omega^3 + \omega.$$

За допомогою детермінантів визначаємо шукані параметри моделі:

$$T_{PS} = \Delta_{T_{PS}} / \Delta = (-4600 \cdot \omega^5 + 13423 \cdot \omega^3 + 599 \cdot \omega) / (25690 \cdot \omega^5 + 254 \cdot \omega^3 - 20\omega),$$

$$K = \frac{\Delta_K}{\Delta} = \frac{132.25 \cdot \omega^7 + 3339.4725 \cdot \omega^5 + 830.6025 \cdot \omega^3 + \omega}{25690 \cdot \omega^5 + 254 \cdot \omega^3 - 20\omega}.$$

За отриманими виразами в площині параметрів $T_{PS} - K$ знайдено особливі криві [3] та побудовано D-розбиття (рис.2а).

Для якісної оцінки меж зони стійкості по налаштуванню крутизни СЧХ гідроагрегату виконано порівняння з зоною стійкості агрегату теплової електростанції (ТЕС). Модель заступної схеми аналогічна до представленої на рис.1. Передатні функції АРШ та турбіни ТЕС дещо відрізняються:

$$W_{АРШ}(p) = 1 / (T_{sg} \cdot p + 1), \quad (6)$$

де $T_{sg} = 0.08$ с – постійна часу регулятора швидкості;

$$W_T(p) = \frac{1}{T_t \cdot p + 1} \cdot \frac{T_r \cdot K_r \cdot p + 1}{T_r \cdot p + 1}, \quad (7)$$

де $T_t = 4$ с – постійна часу турбіни, $T_r = 10$ с – постійна часу паропідігрівача, $K_r = 0.5$ – коефіцієнт передачі паропідігрівача [2].

Аналогічно виконавши D-розбиття для схеми з агрегатом ТЕС отримаємо:

$$T_{PS} = \Delta_{T_{PS}} / \Delta = (4048 \cdot \omega^3 + 181.6 \cdot \omega) / (320 \cdot \omega^5 - 585.6 \cdot \omega^3 - 20 \cdot \omega),$$

$$K = \frac{\Delta_K}{\Delta} = \frac{10.24 \cdot \omega^7 + 1600.7424 \cdot \omega^5 + 116.0064 \cdot \omega^3 + \omega}{320 \cdot \omega^5 - 585.6 \cdot \omega^3 - 20 \cdot \omega}.$$

Межі стійкості налаштування крутизни СЧХ гідроагрегату та агрегату ТЕС [3] наведено на рис.2.

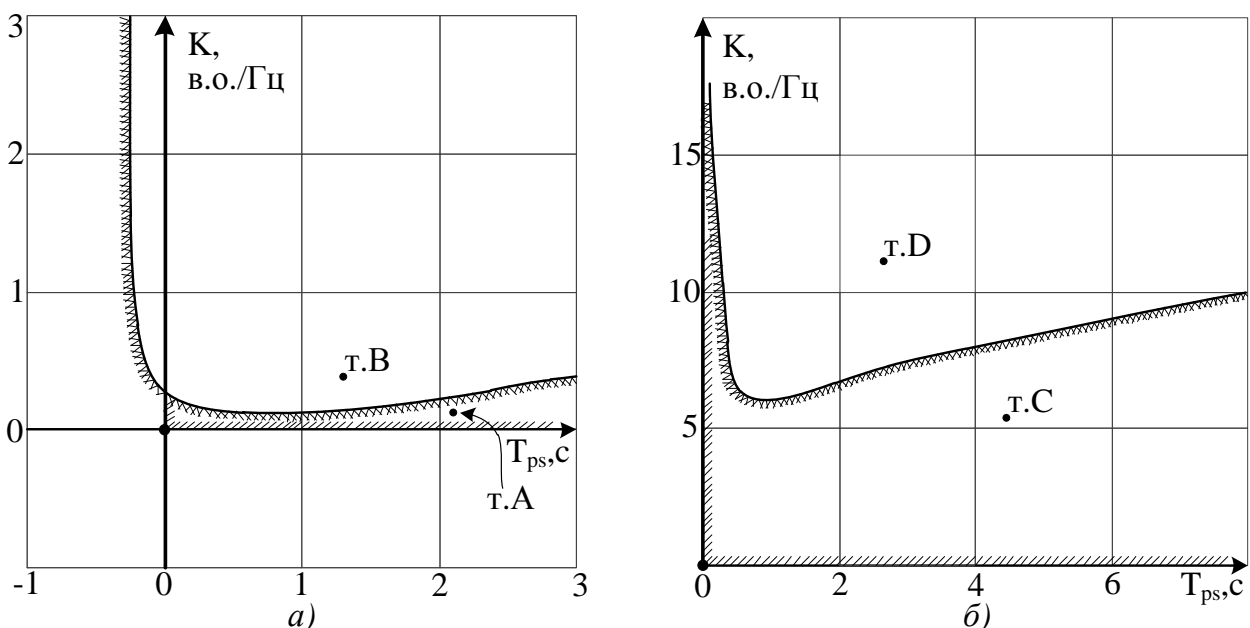


Рисунок 2 – D-розбиття для гідротурбіни (а) та турбіни ТЕС (б)

Перевірка коректності визначення зони стійкості налаштування крутизни в залежності від T_{PS} виконана шляхом імітаційного моделювання роботи енергосистеми (рис.3).

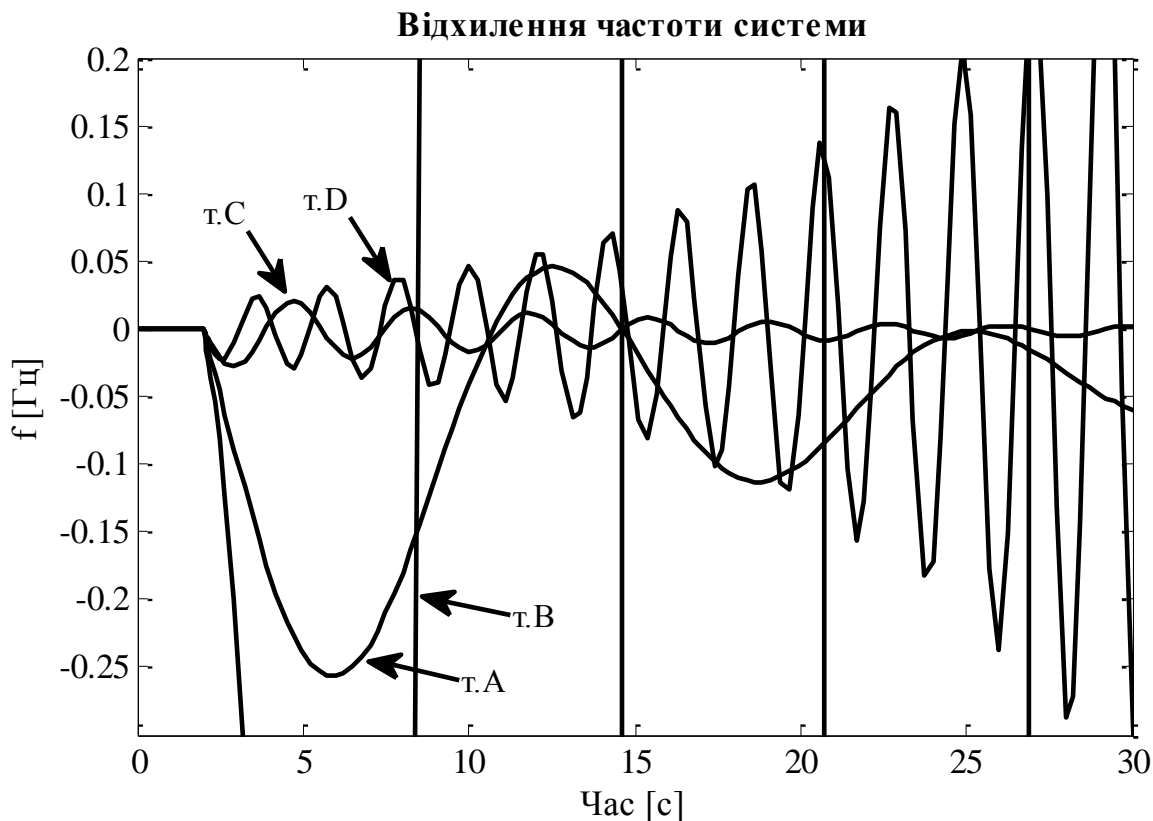


Рисунок 3 – Моделювання режиму системи з визначеними параметрами налаштування крутизни СЧХ

Висновки. Встановлено, що на відміну від зони стійкості налаштування крутизни агрегату теплової електростанції, особливі криві якої асимптотично наближається до вісі ординат, відповідні особливі криві меж стійкості налаштування крутизни гідроагрегату перетинають вісь ординат (рис.2), що пояснюється немінімальнофазністю відповідної моделі. Отримані результати розрахунку перехідних процесів зміни частоти системи (рис.3) вказують на правильність визначення межі зони стійкості налаштування крутизни. Якісний аналіз меж стійкості обох типів агрегатів показав, що діапазон регулювання крутизни агрегату ТЕС значно більший, порівняно з гідроагрегатом (рис.2), що свідчить про більшу складність залучення гідроагрегатів до первинного регулювання частоти порівняно з блоками теплових електростанцій.

Перелік посилань

1. Автоматичне регулювання частоти та перетоків активної потужності в енергосистемах [Текст]: навч. посіб. / О.С. Яндульський, А.О. Стелюк, М.П. Лукаш; під загальною редакцією д.т.н. О.С. Яндульського. – К.: НТУУ «КПІ», 2010 – 88 с.
2. P. M. Anderson, A. A. Fouad Power System Control and Stability: Second Edition – NJ: IEEE Press, 2003.
3. Попович М. Г., Ковальчук О. В. Теорія автоматичного керування: Підручник. – К.: Либідь, 1997. – 544 с.