

траншейной проходки горизонтальных свердловин // Техн. электродинамика. — 2008. — №2. — С. 31—35.

3. *Иванова И.А.* Исследование и разработка магнито-электрического линейного генератора для преобразования энергии морских волн : Дис. ... канд. техн. наук : 05.09.01 СПб., 2006. — 119 с.

4. *Козирський В.В., Петренко А.В.* Підвищення ефективності електроводопостачання споживачів у сільських регіонах на базі впровадження автономної комбінованої вітроустановки.

// Электрификация та автоматизация сельского хозяйства. — 2007. — № 1. — С. 14—22.

5. *Ряшенцев Н.П., Угаров Г.Г., Федонин В.Н., Малов А.Т.* Электропривод с линейными электромагнитными двигателями. — Новосибирск: Наука, 1981. — 150 с.

6. *Baker N.J.* Linear generators for direct drive marine renewable energy converters: the dissertation ... the degree of PhD, school of engineering university of Durham, 2003. - 265 pages.

7. <http://www.vacuumschmelze.de>

8. <http://www.hoganas.com>

Надійшла 11.07.2008.

УДК 621.313.3

К.Р.АЛЛАЕВ, докт.техн.наук (Ташкентский государственный технический университет, Узбекистан), Г.М.ФЕДОРЕНКО, докт.техн.наук, Л.Б.ОСТАПЧУК, канд.техн.наук (Институт электродинамики НАН Украины, Киев)

## Асинхронные турбогенераторы в электроэнергетических системах

(ПАМЯТИ Х.Ф.ФАЗЫЛОВА, И.М.ПОСТНИКОВА, Н.И.СОКОЛОВА)

*Приведены результаты комплексных расчётно-экспериментальных исследований режимов крупных асинхронных турбогенераторов (АТГ) в электрических энергосистемах. Асинхронные турбогенераторы рассмотрены как естественные демпферы дальних и сверхдальних линий электропередачи.*

*Надано результати комплексних розрахунково-експериментальних досліджень режимів великих асинхронних турбогенераторів (АТГ) в електричних енергосистемах. Асинхронні турбогенератори розглянуто як натуральні демпфери далеких та наддалеких ліній електропередачі.*

Формирование объединенных энергетических систем на базе мощных дальних и сверхдальних электропередач, интерес к которым вновь возрастает [3, 7], затрудняет обеспечение устойчивости объединяемых систем, поскольку параметры эксплуатируемых крупных агрегатов с этой точки зрения "ухудшенные" (индуктивности возрастают, постоянные инерции уменьшаются), а вопросы взаимосвязанной настройки регулирующих устройств агрегатов, станций и систем, обеспечивающих требуемую степень устойчивости и демпфирования колебаний, на сегодняшний день полностью не решены [4,5]. В результате появляются системные,

слабозатухающие колебания как в режимах малых нагрузок, так и в нагрузочных режимах. Эти колебания, постепенно охватывая всю систему, могут привести к возникновению системных аварий [4].

С этой точки зрения, наиболее опасными являются низкочастотные колебания в диапазоне 0,2—1,5 Гц, поскольку они близки к собственным частотам агрегатов, а на относительно высокие частоты 1,5 Гц и выше роторы машин практически не реагируют [4]. Так, частоты собственных колебаний синхронных турбогенераторов 200 и 1200 МВт при их постоянных инерциях 7 и 9,3 с и одинаковой синхронизирующей мощности, равной двум,

соответственно будут 1,5 и 1,3 Гц, т.е. они как раз находятся в указанном выше диапазоне.

В настоящее время для решения проблемы демпфирования слабозатухающих низкочастотных колебаний изменяют схемно-режимные условия электроэнергетических систем (ЭЭС), их структуру (прокладка дополнительных линий электропередачи (ЛЭП), изменение количества агрегатов станций), устанавливают системные стабилизаторы, представляющие совокупность автоматического регулятора возбуждения (АРВ) с дополнительными стабилизирующими каналами (в основном по частоте вращения) и т.д.

В качестве демпферов-стабилизаторов электроэнергетических систем возможно также применение асинхронных турбогенераторов [1,2,9].

Коэффициент демпфирования  $D_A$  асинхронного генератора имеет вид

$$D_A = 2M_k \cdot [\omega_0 s_k (1 + \alpha_s^2)]^{-1} \times \quad (1)$$

$$\times \frac{s_k^2 [(1 + \alpha_s^2) - (\omega_\gamma / s_k)^2] (1 - \alpha_s^2) + 2\omega_\gamma^2}{s_k^2 [(1 + \alpha_s^2) - (\omega_\gamma / s_k)^2]^2 + 4\omega_\gamma^2},$$

где  $\alpha_s = s_A / s_k$ ,  $M_k = U^2 / 2x$  — максимальный момент, развиваемый асинхронным генератором при критическом скольжении  $s_k$ ;  $s_A$  — текущее скольжение машины;  $\omega_0$  — угловая частота;  $\omega_\gamma$  — частота внешних колебаний,  $U$  — напряжение генератора,  $x$  — индуктивное сопротивление.

Если в режимах холостого хода или малых нагрузок ( $s_A \approx 0$ ) ротор асинхронного генератора находится под воздействием качаний с частотой  $\omega_\gamma$ , то

$$D_A = \frac{2M_k}{\omega_0 s_k} \cdot \frac{(s_k^2 - \omega_\gamma^2) (1 + 2\omega_\gamma^2)}{(s_k^2 - \omega_\gamma^2)^2 + 4\omega_\gamma^2}. \quad (2)$$

Если же  $\omega_\gamma = 0$  и генератор несет нагрузку, то

$$D_A = \frac{2M_k}{\omega_0 s_k} \cdot \frac{1 - \alpha_s^2}{1 + \alpha_s^2}. \quad (3)$$

В случае выполнения обоих условий, т.е.  $\omega_\gamma = 0$ ,  $s_A = 0$  (холостой ход),

$$D_A = 2M_k / (\omega_0 s_k). \quad (4)$$

Принимая для АТГ-500  $M_k = 3$  о.е.,  $s_k = 0,005$ , получаем величину демпферного момента —

$\omega_0 D_A = 1200$  о.е., т.е. она велика.

Таким образом, в режимах холостого хода или близких к нему в АТГ развиваются значительные демпфирующие моменты, способствующие интенсивному затуханию колебаний ротора машины (Напомним, что в синхронных турбогенераторах (СТГ) в таких же режимах демпферный момент весьма мал, что известно из теории и четко наблюдался при проведении экспериментов). Анализ показывает, что и в нагрузочных режимах, если моментная характеристика АТГ жесткая, что характерно для крупных асинхронных турбогенераторов с мощной короткозамкнутой медной клеткой, в машине возникают большие демпферные моменты.

В качестве примера на рис. 1 показан демпферный момент для АТГ-500 в зависимости от скольжения генератора, построенный на основе (1) при частоте колебания ротора  $\Delta f_r = 0$ , из которого следует, что и в номинальном режиме машина развивает значительный успокоительный момент —  $\omega_0 D_A = 1378$  о.е.

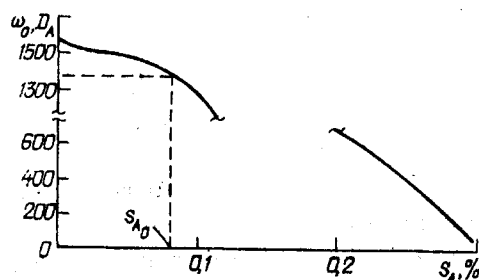


Рис. 1

Таким образом, можно отметить, что декремент затухания в асинхронном генераторе больше, чем в синхронном  $\alpha_A > \alpha_C$ , так как при примерно одинаковых постоянных инерциях агрегатов строго выполняется условие  $D_A > D_C$ .

Собственная частота свободных колебаний в синхронном генераторе всегда больше, чем в асинхронном  $\gamma_C > \gamma_A$ , что означает относительно большую подверженность синхронных машин колебаниям, чем АТГ при возмущениях в системе. Для значения коэффициента саморегулирования агрегата с АТГ с массивным ротором любой конструкции  $\beta_A = \frac{\partial P_{AG}}{\partial \omega} - \frac{\partial P_{AT}}{\partial \omega}$  и агрегата с синхронным

турбогенератором  $\beta_C = \frac{\partial P_{CT}}{\partial \omega} - \frac{\partial P_{ST}}{\partial \omega}$  справедливо неравенство  $\beta_A > \beta_C$ , где  $P_{CT}$ ,  $P_{AG}$  — электромагнитные мощности генераторов;  $P_{ST}$ ,  $P_{AT}$  — механические мощности турбин агрегатов;  $\omega$  — относительная угловая скорость ротора агрегата.

Анализ показывает, что конструкция ротора асинхронного турбогенератора заметно влияет на значение коэффициента саморегулирования агрегата по скорости: его величина у АТГ с ротором с

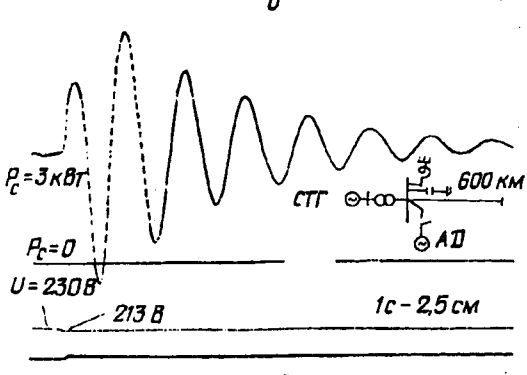
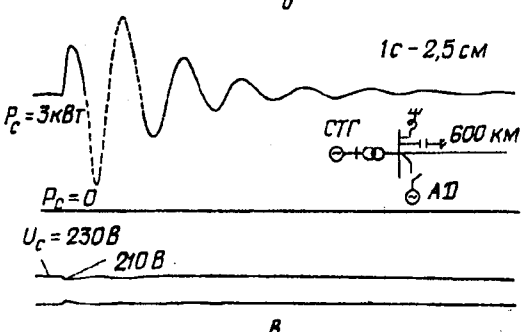
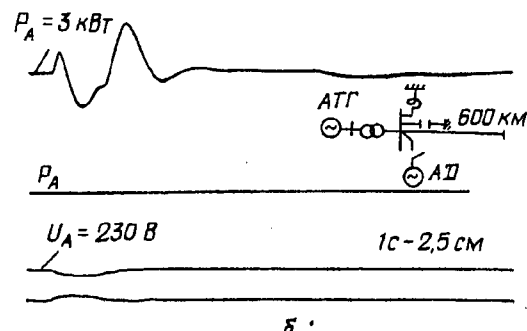
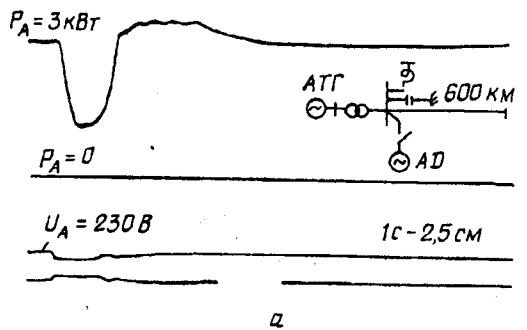


Рис. 2

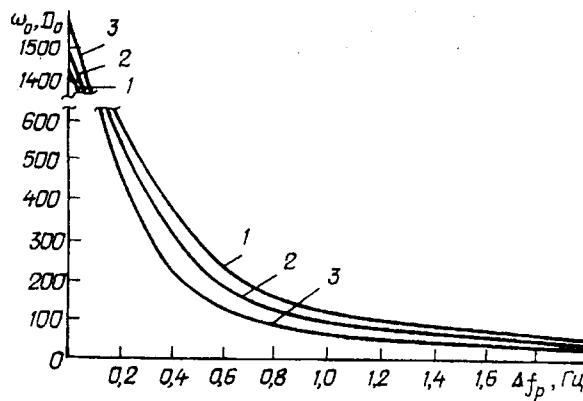


Рис. 3

особенности ротора АТГ (наличие мощной успокоительной системы массива ротора, параметры которой изменяются в соответствии с изменением режима), а также их характеристики в различных режимах, асинхронные турбогенераторы могут выполнять роль естественных системных демпферов-стабилизаторов. Экспериментальные исследования, проведенные на электродинамической модели (ЭДМ), разработанной в Ташкентском государственном техническом университете (Узбекистан) и имеющей модельные СТГ и АТГ с различной конструкцией роторов, полностью подтверждают результаты расчетов.

**Выводы.**

1. Анализ динамических режимов простой и многомашинной электроэнергетических систем, содержащих асинхронные турбогенераторы с массивным ротором с короткозамкнутыми клетками, показывает высокую жизнеспособность АТГ и неиспользованный резерв, заложенный в его конструкции, позволяющий повысить надежность работы, коэффициенты запаса устойчивости ЭЭС и качество переходного процесса в них.

2. Пределы динамической устойчивости ЭЭС, содержащей АТГ, выше, чем пределы электроэнергетической системы, состоящей только из СТГ. Это достигается в результате дополнительного регулирования возбуждения синхронных машин по параметрам режима АТГ и частичной нагрузке совместно работающих СТГ реактивной мощностью. Целесообразным соотношением по мощности между СТГ и АТГ при их совместной работе на одной станции необходимо считать не более 50-ти процентное долевое участие асинхронных турбогенераторов в передаче мощности, так как при этом наблюдается повышение пределов и улучшение демпфирующих свойств электроэнергетических систем.

3. Асинхронные турбогенераторы в силу режимных свойств и конструктивных особенностей ротора могут играть роль естественных системных демпферов-стабилизаторов ввиду наличия мощной успокоительной системы из-за массива ротора. Они выполняют роль фильтров низкочастот-

участвуют асинхронные генераторы с массивным ротором, имеющим короткозамкнутые медные клетки, из-за сильно выраженного саморегулирования.

В многомашинной системе в подавлении низкочастотных колебаний наибольшего эффекта можно достичь при размещении АТГ в нескольких узлах, опасных с точки зрения возникновения неуправляемых электромеханических процессов. Это могут быть точки примыкания слабых межсистемных связей, крупные узлы с резкопеременной нагрузкой и т.д.

Таким образом, учитывая конструктивные

ных колебаний.

4. Расчетные результаты полностью подтверждены экспериментальными исследованиями на электродинамической модели, содержащей модельные асинхронные турбогенераторы с различной конструкцией роторов.

1. Аллаев К.Р. Асинхронные турбогенераторы как естественные демпферы — стабилизаторы электроэнергетических систем // Изв. АН УзССР. Сер. тех. наук. — 1990. — № 4.

2. Аллаев К.Р. Режимы электрических систем с асинхронными турбогенераторами. — 2005. — 287 с.

3. Александров Г.Н. Передача электрической энергии на дальние расстояния // Электричество. — 2000. — №7. — С. 8—15.

4. Баринов В.А., Гамм А.З. и др. Автоматизация диспетчерского управления в электроэнергетике. / Под ред. Руденко Ю.Н. и Семенова В.А. — М.: Из-во МЭИ, 2000. — 648 с.

5. Литкенс И.В., Пуго В.И. Колебательные свойства электрических систем. — М.: Энергоатомиздат, 1988. — 216 с.

6. Постников И.М., Постников В.И., Остапчук Л.Б. Перспективные асинхронные турбогенераторы со статорным возбуждением // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. — 1985. — №2. — С. 19—25.

7. Соколов Н.И., Соколова Р.Н. Обеспечение пропускной способности и устойчивости линий электропередачи 1500—3000 км при управлении ее параметрами / Электричество. — 2004. — №6. — С. 2—7.

8. Теория и методы расчета асинхронных турбогенераторов / Под ред. И. М. Постникова. — Киев: Наукова думка, 1977. — 176 с.

9. Фазылов Х.Ф., Аллаев К.Р. Асинхронные турбогенераторы со статорным возбуждением и перспективы их применения // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. — 1985. — №2. — С. 12—18.

10. Федоренко Г.М., Воцинский Ю.К. Повышение надежности и эффективности энергоснабжения путем внедрения современных технологий, менеджмента, нового электроэнергетического оборудования // Гидроэнергетика Украины. — 2006. — №1. — С. 41—46.

Надійшла 11.07.2008