

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ РЕЗОНАНСНЫХ ЧАСТОТ ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИХ КОЛЕБАНИЙ АГРЕГАТОВ ГАЗОТУРБИННЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

В статье рассматривается проблема возникновения электромеханических резонансных взаимодействий в турбогенераторах газотурбинных электростанций автономных энергосистем нефтегазовых месторождений, приводящих к крутильным колебаниям валопроводов. Оценивается опасность данного явления. Рассматриваются две расчетные схемы для моделирования резонанса. Определяются собственные частоты для каждой из расчетных схем, сопоставляются с данными реальных аварий, оцениваются тренды изменения собственных частот в зависимости от мощности и массивности турбоагрегатов. Обосновывается опасность возникновения таких режимов, а также необходимость разработки специальных мероприятий, направленных на недопущение и ликвидацию режимов электромеханического резонанса.

**Ключевые слова:** электромеханический резонанс, крутильные колебания, газотурбинная электростанция, электроэнергетическая система.

**Введение.** В концепции развития электроэнергетики России до 2035 года важная роль отводится распределенной генерации. В нашей стране с ее большими запасами углеводородов основным типом электростанций распределенной электроэнергетики являются газотурбинные электростанции, работающие на попутном газе и чаще всего установленные на нефтегазовых месторождениях.

Хотя доля распределенной энергетики относительно мала (порядка 4 % [1]), она играет очень важную роль, поскольку представлена по большей части автономными энергосистемами, не имеющими связей с энергообъединениями.

Таким образом, от надежности функционирования электростанций распределенной генерации во многом зависит жизнедеятельность нефтегазодобывающих месторождений, дающих основной вклад в бюджет страны.

Электроэнергетические системы месторождений обладают рядом особенностей, оказывающих существенное влияние на нормальные и аварийные режимы работы газотурбинных электростанций.

Выделим некоторые из них.

Распределение электроэнергии по месторождениям производится на относительно низких классах напряжения — 6, 35 и, в случае крупных месторождений, 110 кВ; редко выше. При этом длины линий могут значительно превышать экономически оптимальные величины. Для месторождений характерна большая доля двигательной нагрузки — по большей части асинхронных двигателей, работающих в составе частотно-регулируемого электропривода.

Мощность отдельных двигательных агрегатов вполне сопоставима с мощностью генераторов газотурбинных электростанций.

**Теория.** Частотно-регулируемый электропривод позволяет значительно повысить эксплуатационные характеристики, управляемость асинхронного электропривода, однако использование полупроводниковых приборов приводит к появлению в электрической сети искажений кривых тока и напряжения, при разложении которых в ряд Фурье наблюдается широкий спектральный состав.

Проблему решают путем установки фильтров, однако в ненормальных режимах работы электропривода увеличивается потребление реактивной мощности и изменяются амплитуды гармоник тока. Таким образом, фильтры не решают проблему качества электроэнергии в режимах пуска и малой загрузки электропривода.

Значительный уровень высших гармоник тока может явиться причиной резонансных взаимодействий, в частности, электромеханического резонанса турбоагрегатов электростанций.

Явление электромеханического резонанса начало активно исследоваться после произошедших в США аварий на электростанциях Мохэв в 1970 и 1971 годах. С этого момента и до настоящего времени продолжают исследования способов идентификации, методов подавления электромеханического резонанса и вызываемых им крутильных колебаний [2–10].

В энергосистеме России также случались аварии, связанные с электромеханическим резонансом.

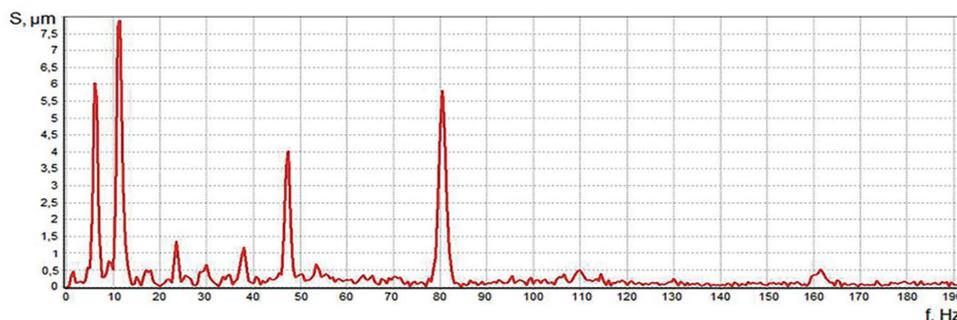


Рис. 1. Увеличение амплитуды колебаний на частоте 11,8 Гц

Одна из них произошла на газотурбинной электростанции нефтегазового месторождения севера Западной Сибири. Электромеханический резонанс турбоагрегатов мощностью 25 МВт происходил на частоте 11,8 Гц [11, 12], вызвал крутильные колебания валопроводов, спектр частот которых приведен на рис. 1, как следствие — срабатывание сигнализации и аварийный останов агрегатов.

Крутильными колебаниями называются периодические угловые колебания сосредоточенных на валу масс, вызывающих скручивание отдельных участков вала. Крутильные колебания могут быть двух видов: собственные, или свободные, и вынужденные. Собственные, или свободные, колебания крутильной системы происходят тогда, когда система, выведенная из состояния покоя, совершает движение под действием только моментов сил упругости вала и моментов сил инерции связанных с ним масс, т.е. без воздействия на систему внешних сил и моментов.

Вынужденные крутильные колебания системы возникают во время работы турбогенератора вследствие действия на вал периодически изменяющихся крутящих моментов, вызывающих переменные упругие деформации скручивания отдельных участков вала.

Знакопеременные напряжения, вызываемые крутильными и изгибными колебаниями, при недостаточной прочности вала турбогенератора могут привести к его поломке вследствие усталости металла [13].

Одной из важных задач, решение которой необходимо для реализации мероприятий с целью ограничения режимов электромеханического резонанса, а также определении допустимых параметров режима, показателей качества электроэнергии, является определение частоты собственных колебаний турбогенераторов.

**Математическая модель.** При решении поставленной задачи, турбоагрегаты, как правило, представляют в виде двух механических схем замещения — одномассовой и двухмассовой, представленных на рис. 2, где  $J_1$  — момент инерции ротора турбины,  $J_2$  — момент инерции ротора генератора,  $J_B$  — момент инерции якоря возбуждателя,  $J_{MC}$  — момент инерции соединительной муфты,  $C_{MC}$  — жесткость соединительной муфты «турбина–генератор»,  $C_{Br}$  — жесткость соединительной муфты «генератор–возбудитель»,  $C_r$  — жесткость «синхронного вала». Были определены собственные и круговые частоты для двух типов турбоагрегатов газотурбинных электростанций по двум расчетным схемам в соответствии с методикой, приведенной в [14].

При выполнении расчетов были приняты следующие допущения:

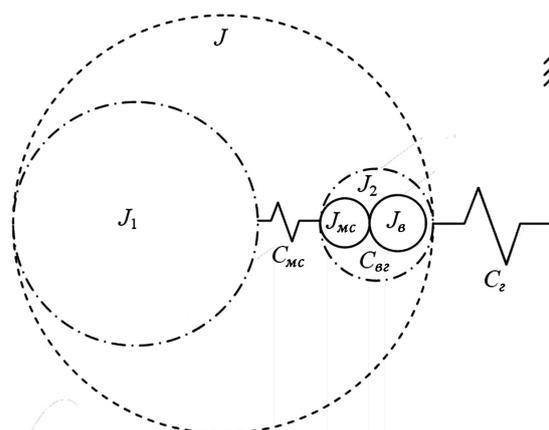


Рис. 2. Крутильная схема синхронного турбогенератора, включенного на шины энергосистемы и представление ее двухмассовой ( $J_1, J_2$ ) и одномассовой ( $J$ ) схемами

$$Z_n = 1 \text{ о.е. и } U_c = 1 \text{ о.е.}$$

Для одномассовой расчетной схемы формулы для определения частот имеют вид:

— круговая частота колебаний одномассовой системы:

$$\omega = \sqrt{\frac{C_1}{J_1}}, \quad (1)$$

где  $C_1 = C_r$  — крутильная жесткость, Нм/рад;  $J_1 = J_m + J_r + J_{MC}$  — момент инерции (рис. 1), кг·м<sup>2</sup>.

Частота собственных колебаний синхронного турбогенератора:

$$f = \frac{\omega}{2\pi}. \quad (2)$$

Для двухмассовой схемы:

$$\omega_1 = \sqrt{\sigma_1}, \quad \omega_2 = \sqrt{\sigma_2}; \quad (3)$$

$$f_1 = \frac{\omega_1}{2\pi}, \quad f_2 = \frac{\omega_2}{2\pi}, \quad (4)$$

где  $\sigma_1, \sigma_2$  — корни уравнения  $\sigma^2 - q_2 \cdot \sigma + p_2 = 0$ , полученного из  $\omega^4 - q_2 \cdot \omega^2 + p_2 = 0$  подстановкой  $\omega^2 = \sigma$ .

**Результаты расчетов.** Собственные частоты колебаний были рассчитаны для турбогенераторов марок Centrax и Siemens мощностью 5400 и 14000 кВт соответственно, работающих в составе газотурбинных электростанций автономной энергосистемы нефтяного месторождения.

Исходные данные для расчета собственных частот

Параметр генератора	Centrax	Siemens
Активная мощность генератора, кВт	5400	14000
Полная мощность генератора, кВ·А	6750	17500
Напряжение, В	6300	6300
Коэффициент мощности, о.е.	0,8	0,8
Коэффициент полезного действия, %	97,1	98,12
Частота вращения, об/мин	1500	1500
Количество пар полюсов	2	2
$x_d$ генератора, о.е.	2,55	2,19
$x'_d$ генератора, о.е.	0,335	0,356
$x_q$ генератора, о.е.	1,3	1,34

Таблица 2

Результаты расчета собственных частот генераторов

Марка генератора	Двухмассовая система				Одномассовая система	
	$\omega_1$ , рад/с	$f_1$ , Гц	$\omega_2$ , рад/с	$f_2$ , Гц	$\omega$ , рад/с	$f$ , Гц
Centrax	183,122	29,145	5,627	0,896	5,627	0,896
Siemens	89,529	14,249	4,44	0,707	4,44	0,707

Исходные данные для расчета приведены в табл. 1. Результаты расчета собственных резонансных частот приведены в табл. 2.

**Обсуждение результатов.** Из формулы (1) видно, что резонансная частота прямо зависит от жесткости и обратно от момента инерции.

При этом с увеличением мощности турбоагрегатов масса и момент инерции растут в большей степени, нежели жесткость. Следовательно, первые резонансные частоты крупных турбоагрегатов ниже, чем агрегатов, устанавливаемых на газотурбинных электростанциях.

Большинство исследований, посвященных электромеханическому резонансу и крутильным колебаниям в турбоагрегатах, произведены для генераторов мощностью 32 МВт и выше. Соответственно, и мероприятия по предотвращению этих нежелательных явлений были предложены и апробированы для машин такого порядка мощностей.

Однако агрегаты газотурбинных электростанций значительно менее мощные (как правило, 10 МВт и меньше), имеющие меньшие инерционности для повышения маневренности. Как показывает анализ (1), резонансные частоты таких агрегатов должны быть выше, что и подтверждается расчетами собственных частот (табл. 2).

Это крайне важное обстоятельство, которое необходимо учитывать при проектировании автономных электроэнергетических систем месторождений, планировании их режимов работы. Подсинхронный электромеханический резонанс в таких системах будет возникать на более высоких частотах, чем в классических электроэнергетических системах.

**Заключение.** Высокий уровень и широкий спектр высших гармоник тока, электрическая близость нагрузки, большая мощность единичных электроприемников по отношению к мощности генераторов, повышают риски возникновения электромеханического резонанса.

Для автономных электроэнергетических систем с распределенной генерацией необходимо выработать новые подходы по борьбе с электромеханическими резонансами с учетом смещения резонансных частот в сторону больших значений и с использованием современной технологической базы, например, FACTS-устройств, а также новых алгоритмов устройств противоаварийной автоматики.

#### Библиографический список

1. Крутлый стол «Особенности развития распределенной генерации в России». URL: <http://digitalsubstation.com/blog/2017/09/26/kruglyj-stol-laquo-osobennosti-razvitiya-raspredelelnoy-generatsii-v-nbsp-rossii-raquo/> (дата обращения: 25.10.2018).
2. Андерсон П., Фуад А. Управление энергосистемами и устойчивость / Пер. с англ.; под ред. Я. Н. Лугинского. М.: Энергия, 1980. 568 с.
3. Важнов А. И. Переходные процессы в машинах переменного тока. Л.: Энергия, 1980. 170 с.
4. Vivek S., Selve V. SSR mitigation and damping power system oscillation in a series compensated wind generation system // 2014 IEEE National Conference on Emerging Trends In New & Renewable Energy Sources And Energy Management (NCET NRES EM). Chennai, India, 16–17 December 2014. 2015. P. 32–38. ISBN 978-1-4799-8195-3.

5. Gupta S., Kumar N. Supplementary signal of SVC for damping torsional oscillation // 2014 Innovative Applications of Computational Intelligence on Power, Energy and Controls with their impact on Humanity (CIPECH). Ghaziabad, India. 2015. P. 238–242.

6. Zhang P., Bi T., Shiwu X. [et al.]. An Online Measurement Approach of Generators' Torsional Mechanical Damping Coefficients for Subsynchronous Oscillation Analysis // IEEE Transactions on Power Systems. 2015. Vol. 30, Issue 2. P. 585–592. DOI: 10.1109/TPWRS.2014.2330581.

7. Глебов И. А., Данилевич Я. Б., Мамиконянц Л. Г. [и др.]. Учет аномальных режимов при конструировании и эксплуатации мощных турбогенераторов // Электричество. 1983. № 11. С. 13–17.

8. Глебов И. А. Скручивающие моменты на валу турбоагрегата при отключении коротких замыканий // Электричество. 1978. № 2. С. 22–26.

9. Казовский Е. Я., Рубисов Г. В., Аксенова Л. Я. Влияние крутильных колебаний валопровода турбоагрегата на механическую прочность валопроводов при аномальных условиях // Электротехника. 1986. № 11. С. 12–20.

10. Кошкарев А. В., Смоловик С. В. Математическое моделирование переходных процессов валопровода турбоагрегата при малых возмущениях // Вопросы проектирования, исследования и производства мощных турбо-, гидрогенераторов и крупных электрических машин. Л., 1988. С. 23–25.

11. Беляев А. Н., Смоловик С. В. Подавление слабодемпфированных крутильных колебаний в автономных энергосистемах // Электрические станции. 2017. № 12. С. 26–33.

12. Belyaev A. N., Efremov D. The suppression of slightly damped torsional oscillations in autonomous power systems // 2017 IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering (EIConRus). St. Petersburg. 2017. P. 1483–1487. DOI: 10.1109/EIConRus.2017.7910854.

13. Гоц А. Н. Крутильные колебания коленчатых валов автомобильных и тракторных двигателей. Владимир. Изд-во Владим. гос. ун-та. 2008. 200 с. ISBN 978-5-89368-836-8.

14. Мелешкин Г. А., Меркурьев Г. В. Устойчивость энергосистем: моногр. СПб.: НОУ Центр подготовки кадров энергетики, 2006. Кн. 1. 369 с.

**РЫСЕВ Павел Валерьевич**, кандидат технических наук, доцент (Россия), доцент кафедры «Электро-снабжение промышленных предприятий».

SPIN-код: 6493-7598

AuthorID (РИНЦ): 573541

AuthorID (SCOPUS): 57201738406

ORCID: 0000-0002-4242-5328

Адрес для переписки: rysev\_pavel@list.ru

**РЫСЕВ Дмитрий Валерьевич**, кандидат технических наук, доцент кафедры «Электрическая техника».

SPIN-код: 4721-2715

AuthorID (РИНЦ): 573544

AuthorID (SCOPUS): 57201737949

ResearcherID: N-2292-2016

ORCID: 0000-0001-5215-0906

Адрес для переписки: rysev\_dmitry@list.ru

**ШУЛЬГА Кирилл Сергеевич**, аспирант кафедры «Электроснабжение промышленных предприятий».

SPIN-код: 7104-7983

AuthorID (РИНЦ): 834608

AuthorID (SCOPUS): 57201735624

ResearcherID: S-1373-2016

ORCID: 0000-0001-7861-2275

**МЕШАЛКИН Олег Владимирович**, магистрант гр. ЗЭЭМ-161 факультета элитного образования и магистратуры.

#### Для цитирования

Рысев П. В., Рысев Д. В., Шульга К. С., Мешалкин О. В. Определение резонансных частот электромеханических колебаний агрегатов газотурбинных электростанций // Омский научный вестник. 2018. № 6 (162). С. 82–85. DOI: 10.25206/1813-8225-2018-162-82-85.

Статья поступила в редакцию 27.10.2018 г.

© П. В. Рысев, Д. В. Рысев, К. С. Шульга, О. В. Мешалкин