

УДК 621.316.726

DOI 10.46960/2658-6754_2023_4_90

РАЗРАБОТКА МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ ПРИ ОБЩЕМ ПЕРВИЧНОМ РЕГУЛИРОВАНИИ ЧАСТОТЫ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ

В.А. Фёдорова

ORCID: 0009-0005-9607-5713 e-mail: win.victoria08@mail.ru

Новосибирский государственный технический университет
Новосибирск, Россия

В.Ф. Кириченко

e-mail: viktorkirichenko-v@mail.ru

Новосибирский государственный технический университет
Новосибирск, Россия

Г.В. Глазырин

e-mail: glazyring@gmail.com

Новосибирский государственный технический университет
Новосибирск, Россия

Общее первичное регулирование частоты (ОПРЧ) энергосистемы осуществляется в целях ограничения отклонений частоты от номинального значения для безопасной эксплуатации электростанций и минимизации риска отключения потребителей электроэнергии действием противоаварийной автоматики. Требования к первичному регулированию частоты изложены в ГОСТ 55890-2013. В частности, регламентируются: статизм, который должен находиться в пределах от 4 до 6 %, и минимальное время набора/сброса мощности электростанциями. Практика показывает, что в некоторых случаях аварийные возмущения в энергосистемах приводят к незатухающим колебаниям частоты с последующим излишним отключением потребителей и генерации. Например, при наладке групповых регуляторов активной мощности в энергосистеме Норильско-Таймырской энергетической компании устойчивого ОПРЧ удалось добиться при статизме, равном 25 %, что не соответствует ГОСТ. Поэтому необходим детальный анализ процессов при ОПРЧ и разработка новых методов регулирования.

Ключевые слова: колебания частоты, переходные процессы, синхронный генератор, способ регулирования, устойчивость энергосистемы, частота.

Для цитирования: Фёдорова В.А., Кириченко В.Ф., Глазырин Г.В. Разработка математической модели для исследования переходных процессов при общем первичном регулировании частоты в энергосистемах // Интеллектуальная Электротехника. 2023. № 4. С. 90-107. DOI: 10.46960/2658-6754_2023_4_90

MATHEMATICAL MODEL DEVELOPMENT FOR STUDY OF TRANSIENTS IN POWER SYSTEMS GENERAL PRIMARY FREQUENCY CONTROL

V.A. Fyodorova

ORCID: 0009-0005-9607-5713 e-mail: win.victoria08@mail.ru

Novosibirsk State Technical University
Novosibirsk, Russia

V.F. Kirichenko

e-mail: viktorkirichenko-v@mail.ru

Novosibirsk State Technical University
Novosibirsk, Russia

G.V. Glazyrin

e-mail: glazyring@gmail.com

Novosibirsk State Technical University
Novosibirsk, Russia

Abstract. General primary frequency control (GPFC) of the power system limits frequency deviations from the nominal value for the safe operation of power plants and minimize the risk of disconnection of electricity consumers by the action of emergency automatics. The requirements for GPFC regulate the droop, which should be in the range from 4 to 6 %, and the minimum time for power up / down power by power plants. In this case, the maximum rate of power change and other characteristics of the transients are not limited. At the same time, practice shows that in some cases, emergency disturbances in power systems lead to undamped frequency fluctuations, followed by excessive disconnection of consumers and generation. For example, a stable GPFC during adjusting group active power controllers in the energy system of Norilsk-Taimyr energy company was achieved only with a droop equal to 25 %, which does not meet the requirements. Thus, there is a need for a detailed analysis of the processes in the GPFC and the development of new improved control methods.

Keywords: control method, frequency, frequency fluctuations, power system stability, transient processes, synchronous generator.

For citation: V.A. Fyodorova, V.F. Kirichenko and G.V. Glazyrin, “Mathematical model development for study of transients in power systems general primary frequency control”, *Smart Electrical Engineering*, no. 4, pp. 90-107, 2023.

DOI: 10.46960/2658-6754_2023_4_90

I. Введение

Первичное регулирование частоты (первичное регулирование) – процесс автоматического изменения мощности генерирующего оборудования

под действием первичных регуляторов, вызванный изменением частоты и направленный на уменьшение этого изменения. При этом первичными регуляторами являются автоматические регуляторы частоты вращения турбин и регуляторы активной мощности, обеспечивающие первичное регулирование генерирующего оборудования. Первичное регулирование должно осуществляться с целью ограничения отклонений частоты от номинального значения для безопасной эксплуатации электростанций и минимизации риска отключения энергопринимающих установок потребителей электрической энергии действием противоаварийной автоматики. Все генерирующее оборудование должно участвовать в общем первичном регулировании частоты (ОПРЧ), за исключением энергоблоков атомных электростанций с реакторами типа РБМК и БН. Участие генерирующего оборудования в ОПРЧ должно осуществляться с характеристиками, удовлетворяющими требованиям к участию в ОПРЧ [1-3].

Вторичное регулирование частоты и перетоков активной мощности (вторичное регулирование) – процесс автоматического или оперативного изменения активной мощности генерирующего оборудования для восстановления заданного значения частоты или заданного значения внешнего перетока области регулирования.

Третичное регулирование мощности (третичное регулирование) – процесс изменения активной мощности генерирующего оборудования в целях восстановления резервов вторичного регулирования.

Частота генератора регулируется на разных этапах его работы. Это может быть, как частотное регулирование для подключения генератора к сети для параллельной работы (синхронизация), так и частотное регулирование работающего генератора для устранения аварийных ситуаций в энергосистеме. Более подробно процесс регулирования частоты для синхронизации генератора можно найти в [4, 5]. В данной статье описаны особенности регулирования режимных характеристик работающего генератора для изменения частоты объединенной энергосистемы.

Качество частоты напряжения и тока в энергосистеме определяются, в том числе, качеством первичного регулирования частоты, которое обеспечивается средствами систем автоматического регулирования (САР) турбин.

На практике некоторые аварийные возмущения в энергосистеме приводят к тому, что процесс первичного регулирования частоты может сопровождаться незатухающими колебаниями частоты с последующим излишним отключением потребителей и генерации. За последние несколько лет зарегистрирован целый ряд аварийных событий с участием крупнейших гидроэлектростанций (ГЭС) и тепловых электростанций (ТЭС) во всем мире, которые сопровождались незатухающими колебаниями, вызванными работой САР турбин в составе этих электростанций.

Большой вклад в исследования по направлению регулирования частоты в электроэнергетических системах внесли [6, 7]. Авторы отмечают, что за последние несколько лет произошел ряд аварийных событий, в которых процесс регулирования сопровождался значительными колебаниями частоты. Причиной появления незатухающих колебаний могут быть регуляторы частоты (РЧ), имеющие обратную связь по активной мощности генератора. Результаты расчетов показывают, что при использовании обратной связи по активной мощности возможно нарушение устойчивости. При этом в колебательном процессе наблюдается общее движение частоты и угла обоих генераторов большой величины при относительно небольшой величине взаимного движения частоты и угла генераторов.

Предотвращение возникновения незатухающих колебаний в изолированных энергосистемах возможно путем соответствующей настройки регуляторов скорости вращения турбин. Повышенные требования к точности обработки первичной мощности при изменениях частоты обуславливают реализацию производителями оборудования режима регулирования отклонения электрической мощности от заданной с учетом частотной коррекции по ПИ-закону.

Большой вклад в исследование регулирования частоты в энергосистемах с большим содержанием гидрогенерации внесли [8-10]. Авторы рассматривают сверхнизкочастотные колебания (УНЧК) в ряде энергосистем с высокой долей гидрогенерации. Работы представляют описание асинхронного соединения двух энергосистем с возникновением длительного периода сверхнизкочастотных колебаний, что серьезно повлияло на безопасную и стабильную работу всей системы. Авторами сравниваются и анализируются характеристики частотного регулирования паровой турбины и гидрогенератора. Анализ показывает, что сверхнизкочастотные колебания вызваны полупериодными противорегулирующими характеристиками турбины. За счет совместной настройки *FLC* и основного диапазона частотной модуляции характеристики частотной модуляции системы оптимизируются.

В [11, 12] обсуждается стратегия противоаварийного управления ультранизкочастотными колебаниями (УНЧК). Усилить демпфирование энергосистемы возможно, переключая режимы управления регулятора или напрямую выведя регулятор из эксплуатации. Для онлайн-идентификации низкочастотных колебаний и получения частоты и коэффициента затухания может быть использован метод Прони.

Другой эффективной мерой повышения эффективности первичного регулирования частоты энергосистемы является усовершенствованное управление с обратной связью с помощью многофункциональных многодиапазонных стабилизаторов энергосистемы (*PPS*) [13, 14]. Кроме того, *PPS*

имеет множество преимуществ: большое количество настраиваемых параметров для достижения нужных фазовых характеристик и уровней усиления/ослабления в широком диапазоне частот, участие в первичной регулировке частоты и улучшение стабильности частоты за счет воздействия на нагрузку системы.

Следовательно, проведенный анализ показывает, что существующие исследования в качестве меры повышения эффективности первичного регулирования частоты, в основном, рассматривают более детальную настройку или использование усовершенствованных контроллеров частоты. Однако, необходимо рассмотреть и возможность совершенствования самих законов регулирования, что и будет представлено в рамках данного исследования. Основная цель исследования – совершенствование методов общего первичного регулирования частоты энергосистем. Можно представить следующие задачи исследования:

- 1) исследование и анализ существующих методов, алгоритмов и систем для осуществления ОПРЧ. Выявление их преимуществ и недостатков;
- 2) моделирование переходных процессов при ОПРЧ энергосистем;
- 3) исследование устойчивости и качества переходных процессов ОПРЧ при различных законах управления генерирующим оборудованием;
- 4) разработка методов ОПРЧ, обеспечивающих устойчивость и качество регулирования.

Данная статья посвящена первой и второй задачам. Для возможности разработки усовершенствованных методов первичного регулирования частоты первоначально необходимо визуализировать возникновение переходных процессов и колебаний частоты при осуществлении регулирования объединенной энергосистемой, состоящей из двух источников генерации.

II. Требования к ОПРЧ энергосистем

К первичному регулированию предъявляют следующие требования [15]:

- зона нечувствительности не должна превышать 0,05 Гц для генерирующего оборудования с турбинами, оснащенными электрогидравлическими регуляторами, и не должна превышать 0,15 Гц для генерирующего оборудования с турбинами, оснащенными гидравлическими регуляторами;
- «мертвая полоса» первичного регулирования не должна превышать $(50 \pm 0,075)$ Гц;
- статизм первичного регулирования должен находиться в пределах 4-5 % для энергоблоков с паровыми и газовыми турбинами и в пределах 4,5-6 % для гидротурбин.

Проверка и подтверждение готовности генерирующего оборудования к участию в ОПРЧ должны осуществляться в соответствии с требованиями, установленными ОАО «СО ЕЭС».

Маневренные характеристики генерирующего оборудования ТЭС (кроме ПГУ) должны удовлетворять следующим требованиям. При отклонении частоты величиной 10 % и менее номинальной мощности генерирующего оборудования, должно обеспечиваться гарантированное участие генерирующего оборудования в ОПРЧ в пределах регулировочного диапазона. При этом в случае скачкообразного отклонения частоты должна обеспечиваться:

– реализация не менее половины требуемой первичной мощности за время не более 15 с;

– реализация всей требуемой первичной мощности за время не более 5-7 мин в зависимости от типа энергоблока.

Для участия в ОПРЧ маневренные характеристики генерирующего оборудования ГЭС должны удовлетворять следующим требованиям. При отклонении частоты должно обеспечиваться гарантированное участие генерирующего оборудования в ОПРЧ во всем регулировочном диапазоне. При этом в случае скачкообразного отклонения частоты должна обеспечиваться реализация всей требуемой первичной мощности за время не более 1 мин.

Для качественной оценки участия электростанций в ОПРЧ могут быть применены следующие критерии [16].

1. «Адекватная» – характеризуется обратным изменению частоты пропорциональным изменением активной мощности генерирующего оборудования.

2. «С провалом» – начальная реакция соответствует «адекватной», однако через определенное время при сохранении отклонения частоты первичная мощность значительно снижается, вплоть до нуля. Снижение мощности начинается, когда запас пара, который был в котле, израсходован, а котел не смог резко увеличить выработку пара, как по техническим, так и субъективным причинам.

3. «Котельная» – участие в ОПРЧ генерирующего оборудования ТЭС изменением нагрузки котла при слабой или отсутствующей реакции регулятора частоты вращения турбины на изменение частоты. Отсутствие реакции регулятора может быть связано с его большим износом или нечувствительностью к изменению частоты.

4. «Противоположная» – в отличие от «адекватной» повторяет по знаку изменение частоты. Это указывает на то, что блок управления регулятором частоты вращения турбины работает некорректно.

5. «Колебания» – после резкого изменения частоты возникают неза-

тухающие колебания активной мощности генерирующего оборудования относительно среднего значения с явно выраженными амплитудой и периодом колебаний, не связанных с колебаниями частоты. Это реакция характерная для той ситуации, когда на генераторах одной станции происходит сбой в работе блока управления регулятором частоты.

6. «Нет реакции» – зависимость изменения активной мощности генерирующего оборудования от изменения частоты отсутствует при наличии соответствующего резерва первичного регулирования.

III. Разработка математической модели для исследования переходных процессов при ОПРЧ

Первый этап создания модели – реализация гидрогенератора, с математическим описанием его механической и электрической частей. В качестве объекта моделирования выбран гидроагрегат поскольку после реализации математической модели ее верификация будет происходить по опытным данным Усть-Хантайской ГЭС. К описанию механической части относятся функции моделирования работы гидротурбины и исполнительных механизмов. Для моделирования гидротурбины использована упрощенная передаточная функция (1), учитывающая жесткий гидравлический удар и связывающая мощность, и открытие направляющего аппарата.

$$W_{em}(p) = \frac{1 - u_0 T_w p}{0 + 0,5 \cdot u_0 T_w p}, \quad (1)$$

где u_0 – начальное открытие направляющего аппарата в относительных единицах; T_w – постоянная времени водовода.

Передаточная функция может быть преобразована в вид дифференциального уравнения (2) и записана как:

$$\frac{dP_t}{dt} = \frac{2}{T_w} - 2 \frac{dS_{wg}}{dt} - \frac{2}{T_w} \frac{P_t}{S_{wg}}, \quad (2)$$

где S_{wg} представляет собой открытие направляющего аппарата.

В качестве приближенной модели исполнительных механизмов использовано апериодическое звено (3), что подтверждено опытными данными (осциллограммами Усть-Хантайской ГЭС):

$$W_{em}(p) = \frac{1}{1 + T_{em} p}. \quad (3)$$

Тогда дифференциальное уравнение (4), описывающее открытие

направляющего аппарата будет представлять собой:

$$\frac{dS_{wg}}{dt} = \frac{x - S_{wg}}{T_{sm}}, \quad (4)$$

где x – начальное открытие направляющего аппарата в относительных единицах; T_{sm} – постоянная времени сервомотора.

Следующим уравнением является уравнение движение ротора (5), описывающее электрическую часть гидроагрегата:

$$J \frac{d\omega}{dt} = M_{in} + M_{syn} + M_{asyn}, \quad (5)$$

где J – момент инерции вращающихся частей, ω – угловая частота вращения вала, M_{in} – внешний механический момент на валу синхронной машины, M_{syn} – синхронный электромагнитный момент, M_{asyn} – асинхронный электромагнитный момент.

Данный этап моделирования считается упрощенным, поэтому асинхронный момент принят равным нулю, момент турбины выражен через номинальную мощность агрегата, а синхронный момент в первом приближении принят равным мощности нагрузки. При этом мощность нагрузки представлена в виде суммы постоянной составляющей и составляющей, зависящей от частоты (учтен регулирующий эффект нагрузки). Потери на трение приняты равными 2 % от номинальной мощности машины. Тогда уравнение движение ротора (5) приобретает вид (6):

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{P}{\omega \cdot J} - \frac{P_{load}}{J} - K_{ml} \cdot \omega. \quad (6)$$

На данном этапе моделирования электрические и механические параметры второго агрегата принимаются равными параметрам первого.

Для вывода уравнений, описывающих процессы в цепи статора, составлена схема замещения (рис. 1). Две синхронные машины подключены к шинам, связанным с системой бесконечной мощности через сопротивление $r_s + jx_s$. К шинам также подключена нагрузка с постоянным сопротивлением $r_l + jx_l$. В качестве положительного направления токов машин (I_d , I_q) и системы (I_s) принято направление к шинам, для тока нагрузки (I_l) – от шин.

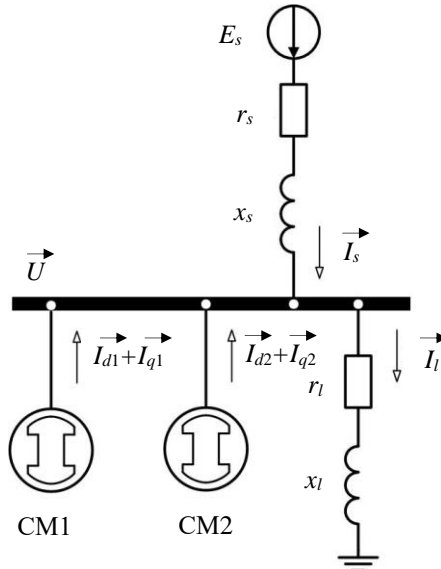


Рис. 1. Электрическая эквивалентная схема двух синхронных машин, подключенных к шинам

Fig. 1. Electrical equivalent circuit of two synchronous machines connected to busbars

Необходимо записать уравнения по 1-му и 2-му законам Кирхгофа для схемы (рис. 1) и системы (7), связывающих токи, напряжение и ЭДС синхронных машин:

$$\begin{cases} \vec{I}_l = \vec{I}_{d1} + \vec{I}_{q1} + \vec{I}_{d2} + \vec{I}_{q2} + \vec{I}_s; \\ \vec{U} = \vec{E}_s - \vec{I}_s Z_s; \\ \vec{U} = \vec{I}_l Z_l; \\ \vec{U} = \vec{E}_1 - \vec{I}_{d1}(r_{a1} + jx_{d1}) - \vec{I}_{q1}(r_{a1} + jx_{q1}); \\ \vec{U} = \vec{E}_2 - \vec{I}_{d2}(r_{a2} + jx_{d2}) - \vec{I}_{q2}(r_{a2} + jx_{q2}). \end{cases} \quad (7)$$

где E_s – фазная ЭДС системы, Z_s – комплексное сопротивление связи с системой, Z_l – комплексное сопротивление нагрузки, E_1 – фазная ЭДС первой синхронной машины, E_2 – фазная ЭДС второй синхронной машины, r_{a1} –

активное сопротивление обмотки статора первой машины, r_{a2} – активное сопротивление обмотки статора второй машины, x_{d1}, x_{q1} – индуктивные сопротивления обмотки статора по продольной и поперечной осям первой машины, x_{d2}, x_{q2} – индуктивные сопротивления обмотки статора по продольной и поперечной осям второй машины.

Далее будут представлены математические выкладки для получения уравнения, связывающего электрические параметры первого и второго синхронного генераторов.

Из первого, второго и третьего уравнений (7):

$$\begin{aligned} \vec{I}_s &= \frac{\vec{E}_s - (\vec{I}_{d1} + \vec{I}_{q1} + \vec{I}_{d2} + \vec{I}_{q2})Z_l}{Z_l + Z_s} = \\ &= \frac{\vec{E}_s}{Z_l + Z_s} - (\vec{I}_{d1} + \vec{I}_{q1} + \vec{I}_{d2} + \vec{I}_{q2}) \frac{Z_l}{Z_l + Z_s}. \end{aligned} \quad (8)$$

Из второго и четвертого уравнений (7) получим:

$$\vec{I}_{d1}(r_{a1} + jx_{d1} + Z_{ls}) + \vec{I}_{q1}(r_{a1} + jx_{q1} + Z_{ls}) + \vec{I}_{d2}Z_{ls} + \vec{I}_{q2}Z_{ls} = \vec{E}_1 - \vec{E}_s K_{ls}. \quad (9)$$

Аналогично из второго и пятого уравнений (7) получим:

$$\vec{I}_{d2}(r_{a2} + jx_{d2} + Z_{ls}) + \vec{I}_{q2}(r_{a2} + jx_{q2} + Z_{ls}) + \vec{I}_{d1}Z_{ls} + \vec{I}_{q1}Z_{ls} = \vec{E}_2 - \vec{E}_s K_{ls}. \quad (10)$$

На рис. 2 представлена векторная диаграмма, поясняющая переход в систему dq координат.

$$\begin{cases} \vec{I}_{d1} = I_{d1}; \\ \vec{I}_{q1} = jI_{q1}; \\ \vec{E}_1 = jE_1; \\ \vec{I}_{d2} = I_{d2} \cos \delta - jI_{d2} \sin \delta = I_{d2} (\cos \delta - j \sin \delta); \\ \vec{I}_{q2} = I_{q2} \sin \delta + jI_{q2} \cos \delta = I_{q2} (\sin \delta + j \cos \delta); \\ \vec{E}_2 = E_2 \sin \delta + jE_2 \cos \delta = E_2 (\sin \delta + j \cos \delta); \\ \vec{E}_s = U_{nom} e^{j(90^\circ - \delta_{1s})}, \end{cases} \quad (11)$$

где δ_{1s} – угол между ЭДС первой синхронной машины и ЭДС системы

($\delta_{1s} = \alpha_1 - \alpha_s$).

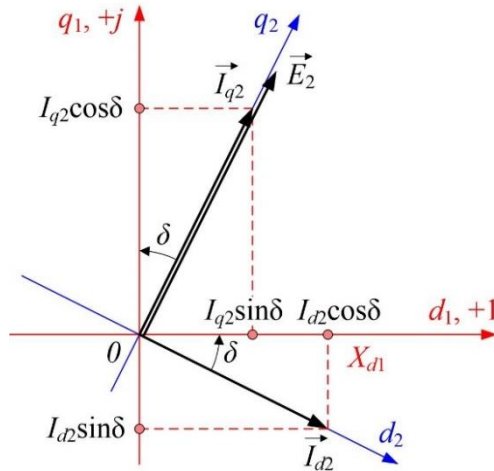


Рис. 2. Переход в систему координат d/q :
 d_1 – действительная ось; q_1 – мнимая ось

Fig. 2. Transition to coordinate system d/q :
 d_1 – real axis; q_1 – imaginary axis

Введем следующие обозначения:

$$\begin{aligned}
 \bar{E}_x &= \bar{E}_s K_{ls}, E_{xr} = \text{Re}(\bar{E}_x), E_{xi} = \text{Im}(\bar{E}_x); \\
 r_{ls} &= \text{Re}(Z_{ls}), x_{ls} = \text{Im}(Z_{ls}); \\
 r_{a1ls} &= r_{a1} + r_{ls}, x_{d1ls} = x_{d1} + x_{ls}, x_{q1ls} = x_{q1} + x_{ls}; \\
 z_{ls\delta11} &= r_{ls} \cos \delta + x_{ls} \sin \delta, z_{ls\delta12} = r_{ls} \sin \delta - x_{ls} \cos \delta; \\
 r_{a2ls} &= r_{a2} + r_{ls}, x_{d2ls} = x_{d2} + x_{ls}, x_{q2ls} = x_{q2} + x_{ls}; \\
 z_{ls\delta21} &= r_{a2ls} \cos \delta + x_{d2ls} \sin \delta, z_{ls\delta22} = r_{a2ls} \sin \delta - x_{q2ls} \cos \delta; \\
 z_{ls\delta23} &= r_{a2ls} \sin \delta - x_{d2ls} \cos \delta, z_{ls\delta24} = r_{a2ls} \cos \delta + x_{q2ls} \sin \delta.
 \end{aligned} \tag{12}$$

Тогда после ряда преобразований системы (11) с учетом (12) получим (13) для определения токов первой и второй синхронных машин:

$$\begin{cases} I_{d1} r_{a1ls} - I_{q1} x_{q1ls} + I_{d2} z_{ls\delta11} + I_{q2} z_{ls\delta12} = -E_{xr}; \\ I_{d1} x_{d1ls} + I_{q1} r_{a1ls} - I_{d2} z_{ls\delta12} + I_{q2} z_{ls\delta11} = E_1 - E_{xi}; \\ I_{d1} r_{ls} - I_{q1} x_{ls} + I_{d2} z_{ls\delta21} + I_{q2} z_{ls\delta22} = E_2 \sin \delta - E_{xr}; \\ I_{d1} x_{ls} + I_{q1} r_{ls} - I_{d2} z_{ls\delta23} + I_{q2} z_{ls\delta24} = E_2 \cos \delta - E_{xi}. \end{cases} \quad (13)$$

Система уравнений (13) в матричном виде будет выглядеть:

$$\begin{bmatrix} r_{a1ls} & -x_{q1ls} & z_{ls\delta11} & z_{ls\delta12} \\ x_{d1ls} & r_{a1ls} & -z_{ls\delta12} & z_{ls\delta11} \\ r_{ls} & -x_{ls} & z_{ls\delta21} & z_{ls\delta22} \\ x_{ls} & r_{ls} & -z_{ls\delta23} & z_{ls\delta24} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{d1} \\ I_{q1} \\ I_{d2} \\ I_{q2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -E_{xr} \\ E_1 - E_{xi} \\ E_2 \sin \delta - E_{xr} \\ E_2 \cos \delta - E_{xi} \end{bmatrix}. \quad (14)$$

Для нахождения ЭДС синхронных машин и решения матричного уравнения (14) дополнительно необходимо внести в модель уравнения для цепей возбуждения обеих СМ. Для описания процессов в цепи возбуждения использовано дифференциальное уравнение равновесия ЭДС и падений напряжения (15):

$$u_f = r_f i_f + L_{fd} \frac{di_f}{dt} + M_{fd} \frac{dI_d}{dt}, \quad (15)$$

где u_f – напряжение на обмотке возбуждения, r_f – активное сопротивление обмотки возбуждения, i_f – ток возбуждения, L_{fd} – собственная индуктивность обмотки возбуждения с учетом насыщения, M_{fd} – взаимная индуктивность с учетом насыщения обмотки возбуждения и обмотки статора (продольного контура).

IV. Результаты

Уравнения (2), (4), (6) представляют собой систему дифференциальных уравнений, решение которых получено с помощью решателя *ODE 45* в среде *MATLAB* на промежутке от 0 до 60 с с шагом в 0,01 с, и представлено на рис. 3.

Согласно рис. 3, функционирование математической модели является корректным. При увеличении открытия направляющего аппарата (в %) увеличивается и выдаваемая агрегатом активная мощность (в о.е.).

Поскольку данный этап моделирования принят упрощенным, то на начало процесса имеется открытие направляющего аппарата, соответствующее холостому ходу (около 30 %).

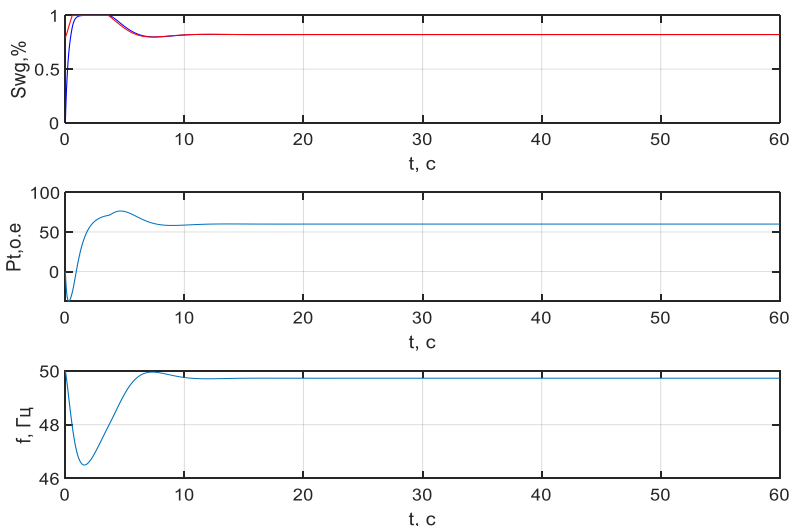


Рис. 3. Результат функционирования математической модели, содержащей одну синхронную машину

Fig. 3. The result of the functioning of a mathematical model containing one synchronous machine

Далее для оценки переходных процессов при осуществлении ОПРЧ необходимо смоделировать двухмашинную энергосистему, т.е. расширить имеющуюся математическую модель в части следующих пунктов:

- 1) добавить уравнения функционирования гидротурбины и исполнительных механизмов для второго гидроагрегата;
- 2) добавить уравнения, описывающие электрическую часть обоих гидроагрегатов, для формирования связи между ними при осуществлении ОПРЧ. К данным уравнениям относятся уравнения токов и напряжений на шинах генераторов.

Решение (14) позволяет сформировать электрическую связь между синхронными машинами и найти токи по ортогональным составляющим в обмотках статора. Полученная математическая модель отражает взаимодействие двух синхронных машин (рис. 4). При этом частота не регулируется посредством автоматических устройств, а возникающее ее изменение связано с электрической связью генерирующего оборудования.

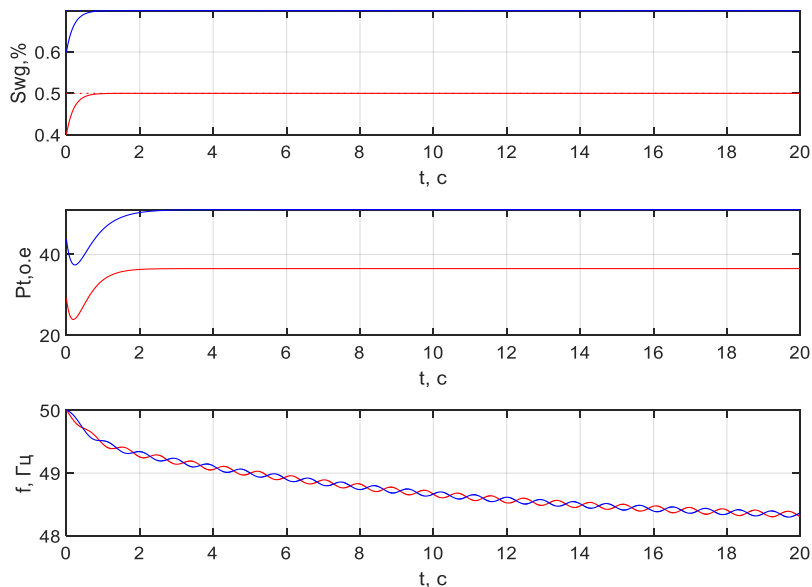


Рис. 4. Результат функционирования математической модели, Содержащей две синхронные машины

Fig. 4. The result of the functioning of a mathematical model containing two synchronous machines

V. Заключение

На основе анализа работ ученых и нормативной документации дано исчерпывающее описание и подтверждение проблемы исследования, связанной с возникновением незатухающих колебаний частоты при ОПРЧ.

Одной из основных причин возникновения незатухающих колебаний являются неточная настройка автоматических регуляторов на конкретном генерирующем оборудовании и несовершенство законов регулирования, определяющих статизм регулирования. Данная проблема подтверждена работами представителей системного оператора России и многочисленными статьями ученых из Китая и Канады, которые изучали незатухающие колебания частоты в энергосистемах с большим содержанием гидрогенерации.

Основной задачей статьи являлся анализ переходных процессов, возникающих при ОПРЧ, связанный с описанием разработки математической модели энергосистемы. Модель состоит из двух синхронных гидроагрегатов, имеющих свои механические характеристики и связанные между собой

электрически. Математическая модель построена, опираясь на положения ТАР и методы решения дифференциальных уравнений.

Результатом функционирования модели на данном этапе является графическая визуализация изменения активной мощности и открытия направляющего аппарата каждого из агрегатов, а также изменения частоты энергосистемы и возникающие при этом колебания. В дальнейшем математическая модель будет расширена и дополнена двумя регуляторами частоты для каждого из генераторов, что позволит более детально исследовать и анализировать переходные процессы при ОПРЧ, а также выдвигать тезисы по формированию модернизированных методов первичного регулирования частоты в энергосистемах.

© Фёдорова В.А., 2023

© Кириченко В.Ф., 2023

© Глазырин Г.В., 2023

Поступила в редакцию 16.05.2023

Принята к публикации 02.06.2023

Received 16.05.2023

Accepted 02.06.2023

Библиографический список

- [1] Барзам А.Б. Системная автоматика. М.: Энергоатомиздат, 1989. – 446 с.
- [2] Павлов Г.М., Меркурьев Г.В. Автоматика энергосистем. С.-Пб.: Центр подготовки кадров энергетики, 2001 г. – 381 с.
- [3] Овчаренко Н.И. Автоматика энергосистем. М.: МЭИ, 2016. – 476 с.
- [4] Fyodorova V.A., Kirichenko V.F., Glazyrin G.V., Arestova A.Y. Improving Generators Synchronization Methods Based on the Multifunctional System Implementation // 2022 IEEE International Multi-Conference on Engineering, Computer and Information Sciences (SIBIRCON), Nov. 11-13, 2022, Yekaterinburg, Russia: IEEE, 2022. P. 2100-2105. DOI: 10.1109/SIBIRCON56155.2022.10016916
- [5] Fyodorova V.A., Kirichenko V.F., Rusina A.G., Glazyrin G.V. Application of Automatic Device for Generator Connection to the Network by Method of Accelerated Synchronization // 2022 IEEE 23-rd International Conference of Young Professionals in Electron Devices and Materials (EDM), Jun. 30 – Jul. 04, 2022, Altai, Russia: IEEE, 2022. P. 461-466. DOI: 10.1109/EDM55285.2022.9855129
- [6] Касьянов С.Е., Гуриков О.В. Особенности первичного регулирования частоты в энергосистеме с обратной связью по активной мощности // Электроэнергетика глазами молодежи-2018, Октябрь 01-05, 2018, Казань, Россия: КГЭУ, 2018. С. 282-285.
- [7] Гуриков О.В., Смирнов А.Н., Андрианов Д.И. Корректировка алгоритмов автоматических регуляторов скорости турбогенераторов для обеспечения устойчивой работы энергосистемы // Электроэнергетика глазами молодежи-2018, Октябрь 01-05, 2018, Казань, Россия: КГЭУ, 2018. С. 257-260.

- [8] Xu Y., Bai W. Research on suppression of ultra-low frequency oscillation of high hydropower proportion system by DC frequency limiter controller // 2019 IEEE 8th International Conference on Advanced Power System Automation and Protection (APAP), Oct. 21-24, 2019, Xi'an, China: IEEE, 2019. P. 1780-1783. DOI: 10.1109/APAP47170.2019.9224760
- [9] Shen Y., Wang J., Zhou P., Yang H., Gu W., Yin M. Characteristic analysis of primary frequency modulation in power system under different types of active disturbance // 2018 2nd IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2), Oct. 20-22, 2018, Beijing, China: IEEE, 2018. P. 1-5. DOI: 10.1109/EI2.2018.8582188
- [10] Gao J., Zhang M-L., Wang Y-H., Shang W-Y., Song K., Han Z-T., Qin L., Ruan X. Frequency stability analysis and control of AC/DC system // 2019 16th International Computer Conference on Wavelet Active Media Technology and Information Processing, Dec. 14-15, 2019, Chengdu, China: IEEE, 2019. P. 392-399. DOI: 10.1109/ICCWAMTIP47768.2019.9067566
- [11] Liu Q., Chen G., Liu B., Zhang Y., Liu C., Zeng Z, Fan C., Han X. Emergency control strategy of ultra-low frequency oscillations based on WAMS // 2019 IEEE Innovative Smart Grid Technologies-Asia (ISGT Asia), May 21-24, 2019, Chengdu, China: IEEE, 2019. P. 296-301. DOI: 10.1109/ISGT-Asia.2019.8881141
- [12] Li W., Gole A.M., Kaffashan I., Xiao X. UHVDC islanded operation system ultralow-frequency oscillation and its countermeasures // IEEE Canadian Journal of Electrical and Computer Engineering. 2021. № 44 (2). P. 110-117. DOI: 10.1109/ICJECE.2020.2994766
- [13] Rimorov D., Heniche A, Kamwa I., Stefopoulos G., Babaei S., Fardanesh B. Inter-area oscillation damping and primary frequency control of the New York state power grid with multi-functional multi-band power system stabilizers // 2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM), Jul. 17-21, 2016, Boston, MA, USA: IEEE, 2016. P. 1-5. DOI: 10.1109/PESGM.2016.7943312
- [14] Delavari A., Kamwa I. Sparse and resilient hierarchical direct load control for primary frequency response improvement and inter-area oscillations damping // IEEE Transactions on Power Systems. 2018. № 33 (5). P. 5309-5318. DOI: 10.1109/TPWRS.2018.2795462
- [15] ГОСТ 55890-2013. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Регулирование частоты и потоков активной мощности. Нормы и требования. Введ. 2014-09-01. М.: Стандартинформ, 2014. – 18 с.
- [16] Trinh N.T., Zeller M., Erlich I. Coordination of functional controllers in a multiterminal MMC-VSC-HVDC system control // 2018 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe), Oct. 21-25, 2018, Sarajevo, Bosnia and Herzegovina: IEEE, 2018. P. 1-5. DOI: 10.1109/ISGTEurope.2018.8571582

References

- [1] A.B. Barzam, *Sistemnaya avtomatika [System automation]*. Moscow: Energoatomizdat, 1989 (in Russian).
- [2] G.M. Pavlov and G.V. Merkur'ev, *Avtomatika Energosistem [Power Systems Automation]*. St. Petersburg: Center for training personnel in the energy sector, 2001 (in Russian).
- [3] N.I. Ovcharenko, *Avtomatika energosistem [Power systems automation]*. Moscow: MPEI Publishing House, 2016 (in Russian).
- [4] V.A. Fyodorova, V.F. Kirichenko, G.V. Glazyrin and A.Y. Arestova, "Improving generators synchronization methods based on the multifunctional system implementation", in proc. *2022 IEEE International Multi-Conference on Engineering, Computer and Information Sciences (SIBIRCON)*, Nov. 11-13, 2022, Yekaterinburg, Russia, pp. 2100-2105. DOI: 10.1109/SIBIRCON56155.2022.10016916
- [5] V.A. Fyodorova, V.F. Kirichenko, A.G. Rusina and G.V. Glazyrin, "Application of automatic device for generator connection to the network by method of accelerated synchronization", in proc. *2022 IEEE 23-rd International Conference of Young Professionals in Electron Devices and Materials (EDM)*, Jun. 30 – Jul. 04, 2022, Altai, Russia, pp. 461-466. DOI: 10.1109/EDM55285.2022.9855129
- [6] S.E. Kas'yanov and O.V. Gurikov, "Osobennosti pervichnogo regulirovaniya chastoty v energosisteme s obratnoj svyaz'yu po aktivnoj moshchnosti [Features of primary frequency control in power system with active power feedback]", in proc. *Elektroenergetika glazami molodezhi-2018 [Power industry through the eyes of youth-2018]*, Oct. 01-05, 2018, Kazan, Russia, pp. 282-285 (in Russian).
- [7] O.V. Gurikov, A.N. Smirnov and D.I. Andrianov, "Korrektirovka algoritmov avtomaticheskikh regulyatorov skorosti turbogeneratorov dlya obespecheniya ustojchivoj raboty energosistemy [Correction of algorithms for automatic speed controllers of turbogenerators to ensure stable operation of the power system]", in proc. *Elektroenergetika glazami molodezhi-2018 [Power industry through the eyes of youth-2018]*, Oct. 01-05, 2018, Kazan, Russia, pp. 257-260 (in Russian).
- [8] Y. Xu and W. Bai, "Research on suppression of ultra-low frequency oscillation of high hydropower proportion system by DC frequency limiter controller", in proc. *2019 IEEE 8th International Conference on Advanced Power System Automation and Protection (APAP)*, Oct. 21-24, 2019, Kazan, Russia, pp. 1780-1783. DOI: 10.1109/APAP47170.2019.9224760
- [9] Y. Shen, J. Wang, P. Zhou, H. Yang, W. Gu and M. Yin, "Characteristic analysis of primary frequency modulation in power system under different types of active disturbance", in proc. *2018 2nd IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2)*, Oct. 20-22, 2018, Beijing, China, pp. 1-5. DOI: 10.1109/EI2.2018.8582188
- [10] J. Gao, M-L. Zhang, Y-H. Wang, W-Y. Shang, K. Song, Z-T. Han, L. Qin and X. Ruan, "Frequency stability analysis and control of AC/DC system", in proc. *2019 16th International Computer Conference on Wavelet Active Media Technology and Information Processing*, Dec. 14-15, 2019, Chengdu, China, pp. 392-399. DOI: 10.1109/ICCWAMTIP47768.2019.9067566
- [11] Q. Liu, G. Chen, B. Liu, Y. Zhang, C. Liu, Z. Zeng, C. Fan and X. Han, "Emergency control strategy of ultra-low frequency oscillations based on WAMS", *2019 IEEE*

- Innovative Smart Grid Technologies-Asia (ISGT Asia)*, May 21-24, 2019, Chengdu, China, pp. 296-301. DOI: 10.1109/ISGT-Asia.2019.8881141
- [12] W. Li, A.M. Gole, I. Kaffashan and X. Xiao, "UHVDC islanded operation system ultralow-frequency oscillation and its countermeasures", *IEEE Canadian Journal of Electrical and Computer Engineering*, vol. 44, no. 2, pp. 110-117, Mar. 2021. DOI: 10.1109/ICJECE.2020.2994766
- [13] D. Rimorov, A. Heniche, I. Kamwa, G. Stefopoulos, S. Babaei and B. Fardanesh, "Inter-area oscillation damping and primary frequency control of the New York state power grid with multi-functional multi-band power system stabilizers", in proc. *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*, Jul. 17-21, 2016, Boston, MA, USA, pp. 1-5. DOI: 10.1109/PESGM.2016.7943312
- [14] A. Delavari and I. Kamwa, "Sparse and resilient hierarchical direct load control for primary frequency response improvement and inter-area oscillations damping", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 5, pp. 5309-5318, Sep. 2018. DOI: 10.1109/TPWRS.2018.2795462
- [15] United power system and isolated power systems. Operative-dispatch management. Frequency control and control of active power. Norms and requirements, GOST 55890-2013, Sept. 2014.
- [16] N.T. Trinh, M. Zeller and I. Erlich, "Coordination of functional controllers in a multiterminal MMC-VSC-HVDC system control", in proc. *2018 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)*, Oct. 21-25, 2018, Sarajevo, Bosnia and Herzegovina, pp. 1-5. DOI: 10.1109/ISGTEurope.2018.8571582

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Фёдорова Виктория Александровна, аспирант, младший научный сотрудник Новосибирского государственного технического университета, г. Новосибирск, Российская Федерация.

Viktoriya A. Fyodorova, graduate student, junior researcher of the Novosibirsk State Technical University, Novosibirsk, Russian Federation.

Кириченко Виктор Фёдорович, аспирант Новосибирского государственного технического университета, г. Новосибирск, Российская Федерация.

Viktor F. Kirichenko, graduate student of the Novosibirsk State Technical University, Novosibirsk, Russian Federation.

Глазырин Глеб Владимирович, кандидат технических наук, доцент Новосибирского государственного технического университета, г. Новосибирск, Российская Федерация.

Gleb V. Glazyrin, Cand. Sci. (Eng.), associate professor of the Novosibirsk State Technical University, Novosibirsk, Russian Federation.