

МЕТОД УПРАВЛЕНИЯ ДИНАМИЧЕСКИМ РЕЖИМОМ СИНХРОННОГО ГЕНЕРАТОРА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ФАЗОВЫХ ТРАЕКТОРИЙ ДВИЖЕНИЯ РОТОРА

Заболотный И.П., д.т.н., доц., Гришанов С.А.

Донецкий национальный технический университет

Украина, 83000, Донецк 00, ул.Артема, 58, ДонНТУ, кафедра «Электрические системы»

тел. (062) 301-03-07, E-mail: ivp@elf.dgtu.donetsk.ua, serg@elf.dgtu.donetsk.ua

Запропонований метод управління перехідним режимом синхронного генератора, який заснований на використанні опису фазових траєкторій руху ротора. Можливості методу управління перевірені на моделі простої електроенергетичної системи. Отримані результати підтвердили його ефективність в порівнянні методами, які використовують функції Ляпунова або методи теорії розпізнавання образів.

Предложен метод управления переходным режимом синхронного генератора, основанный на использовании описания фазовых траекторий движения ротора. Возможности метода управления проверены на модели простейшей электроэнергетической системы. Полученные результаты подтвердили его эффективность по сравнению с методами, построенными с использованием функций Ляпунова или с использованием методов теории распознавания образов.

ВВЕДЕНИЕ

Для управления переходными режимами синхронных генераторов (СГ) в устройствах противоаварийной автоматики (ПА) автоматической системы управления используются алгоритмы, позволяющие оценить зону устойчивости электроэнергетической системы (ЭЭС) либо с помощью функций Ляпунова, либо путем использования уравнений классификационной функции (КФ), определяющей классы «эталон» устойчивой и неустойчивой работы СГ [1-5]. Однако из-за ряда допущений полученная зона устойчивости меньше реальной, что существенно снижает эффективность управления. Кроме того, существующие методы не позволяют учитывать особенности стадий переходного процесса путем адаптации математической модели в пусковом органе устройства управления.

В [5] сопоставлены зоны устойчивости генератора типа ТВВ-1000/4, полученные с помощью функций Ляпунова и на основе нелинейного уравнения КФ.

Для распознавания классов ЭЭС используют либо линейное представление решающей функции [3-4], либо нелинейные зависимости от угла вылета ротора и его производных [5].

Реализация управления переходным процессом СГ включает в себя этап получения (процесс обучения) уравнения КФ. На этом этапе при использовании простейшей модели синхронного генератора выполняются расчеты переходных процессов в ЭЭС при различных величинах возмущений и параметров исходного режима с последующим разделением полученного множества на классы устойчивой и неустойчивой работы СГ и получением параметров уравнения КФ.

Таким образом, на зоны устойчивости СГ влияют не только достоверность математической модели ЭЭС, но и погрешности получения параметров уравнения КФ. Однако преимущество прямых методов оценки устойчивости, удобное определение запасов

устойчивости обуславливают их использование.

Как известно, структурная перестройка энергетики и внедрение энергетического рынка сопровождаются нарушением иерархических связей существующей системы управления ЭЭС и, как следствие, наблюдается значительный рост количества технологических задач при управлении электроэнергетическими объектами, их разнообразие и интеграция через динамические ситуации, которые необходимо анализировать. Внедрение микропроцессорной техники в разные системы управления и развитие новых информационных технологий создает условия для построения интегрированных (автоматизированная и автоматическая) систем управления энергетическими объектами. Уровень использования интеллектуальных методов в построении современных устройств ПА позволяет реализовать работу последних, как адаптируемых. Понятно, что эффективность цифровых устройств ПА, особенно обеспечение адаптации модели объекта к текущему состоянию и учету особенностей протекания переходного процесса во времени, в значительной степени зависит от реализованного метода оценки ситуации ЭЭС.

Таким образом, цель работы - совершенствование методов и математических моделей, как для пусковых органов цифровых устройств ПА, так и для информационно-управляющей системы является актуальной задачей.

ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ МЕТОДА УПРАВЛЕНИЯ

Модель пускового органа устройства ПА может быть представлена в виде решающего правила, с помощью которого, не решая систему дифференциальных уравнений, которые описывают процесс в рассмотренной системе, определяются условия устойчивости ЭЭС при возникновении аварийной ситуации. Решающее правило являет собой некоторую аппроксимацию поверхности, которая разделяет в простран-

стве параметров, которые характеризуют исходный режим ЭЭС и аварийную ситуацию, области устойчивой и неустойчивой работы ЭЭС.

В соответствии с [6] анализ динамической устойчивости выполняется на основании метода площадей с использованием выражения для характеристики угловой мощности и схем замещения нормального, аварийного и послеаварийного режимов. Следует отметить, что уравнения могут быть записаны не только через переходную ЭДС генератора (учет АРВ пропорционального типа), а также через синхронную ЭДС (не учет АРВ) и напряжение на шинах генератора (учет АРВ сильного действия).

Для учета физических явлений в роторе генератора предлагается использовать зависимости для асинхронной мощности генератора [7]:

$$P(s) = U^2 \cdot [b_Q(s) - g_D(s) \cdot \sin 2\delta - b_D(s) \cdot \cos 2\delta] \quad (1)$$

Из условия устойчивости на основании равенства площади ускорения и возможной площади торможения следует, что при достижении углом вылета ротора критического значения скольжения становится равным нулю. Кинетическая энергия, запасенная при разгоне ротора в аварийном режиме, израсходована на торможение после отключения КЗ. Далее изменение угла вылета ротора определяется угловой характеристикой мощности послеаварийного режима. Если параметры исходного режима не меняются и при расчетах не учитывать системы регулирования генератора, зависимости, определяющие поведение генератора в послеаварийном режиме не изменяться.

Различия в аварийном режиме влияют на время достижения ротором критического угла. Указанные различия не будут влиять на переходный режим после отключения КЗ. Характеристика послеаварийного режима будет определять зависимость, разделяющую пространство режимов на «эталон» классов устойчивых и неустойчивых режимов. Таким образом, выполнять множество расчетов для определения коэффициентов КФ нет необходимости, а достаточно определить меньшее число расчетов для определения зависимости угла вылета ротора в послеаварийном режиме.

При рассмотрении нелинейных систем в общем случае найти аналитическое решение не удастся, но для простейших схем можно получить не само решение, а уравнение фазовой траектории. Рассмотрим систему уравнений без учета $P(s)$:

$$\frac{ds}{dt} = \frac{1}{T_j} \left[P_T - \frac{E'U}{X'} \sin(\delta - \Delta\delta) \right], \quad (2)$$

$$\frac{d\delta}{dt} = s,$$

где E' , U , X' – переходная ЭДС СГ, напряжение на шинах системы, переходное сопротивление соответственно; T_j – постоянная инерции агрегата; s , δ , $\Delta\delta$ – скольжение, угол между переходной ЭДС и напряжением, угол между переходной ЭДС и поперечной осью ротора соответственно.

Разделив первое уравнение на второе, найдем уравнение интегральной кривой:

$$s \frac{ds}{d\delta} = \frac{P_T}{T_j} - \frac{E'U}{T_j X'} \sin(\delta - \Delta\delta). \quad (3)$$

Интегрирование уравнения дает:

$$\frac{1}{2} \cdot s^2 = C + \frac{P_T}{T_j} \cdot \delta + \frac{E'U}{T_j X'} \cos(\delta - \Delta\delta), \quad (4)$$

где C – постоянная интегрирования, определенная из начальных условий.

Если коэффициенты уравнения определять по параметрам послеаварийного режима и использовать в качестве начальных условий скольжение (равно нулю) при достижении углом критического угла и значение критического угла, то получим фазовую траекторию послеаварийного режима.

Если коэффициенты уравнения определять по параметрам аварийного режима и использовать в качестве начальных условий скольжение (равно нулю) и угол в предшествующем синхронном режиме, то получим фазовую траекторию аварийного режима.

Таким образом, на основании данных исходного режима: мощности турбины, начального угла, сопротивлений ЭЭС определяется КФ эталонов устойчивого и неустойчивого режимов.

На основе измерений параметров режима определяется текущее значение угла вылета ротора и это значение сравнивается с предельным по условиям устойчивости и определяется значение КФ.

Предельный угол отключения КЗ возможно определить по формуле при использовании данных аварийного (C , X) и послеаварийного режимов:

$$\cos(\delta - \Delta\delta) = \frac{C - C_1}{\frac{1}{X} - \frac{1}{X_1}}. \quad (5)$$

Тенденция к уменьшению КФ свидетельствует о приближении генератора к границе устойчивости. Если принятые меры управления дадут положительный эффект, то значение КФ начинает увеличиваться, в противном случае, при достижении значения КФ равного нулю генератор должен быть отключен.

Метод определения предельного времени отключения КЗ состоит из следующих этапов:

1. Определение уравнений фазовой траектории для послеаварийного режима ЭЭС.
2. Определение уравнений фазовой траектории для аварийного режима ЭЭС.
3. Совместное решение уравнение фазовых траекторий для аварийного и послеаварийного режимов. Значение угла вылета ротора, которому удовлетворяют обе фазовых траектории, является предельным углом отключения КЗ.

4. Определение предельного угла отключения КЗ по формуле [6]:

$$t_{ПР\text{ОТКЛ}} = \sqrt{\frac{T_j(\delta_{ПР\text{ОТКЛ}} - \delta_0)}{P_{ПА}(\sin \delta_{ПР\text{ОТКЛ}} - \sin \delta_0)}} \cdot \arccos \left(\frac{\frac{P_0}{P_{ПА}} - \sin \delta_{ПР\text{ОТКЛ}}}{\frac{P_0}{P_{ПА}} - \sin \delta_0} \right). \quad (6)$$

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОСТЕЙШЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

Ниже представлены результаты исследований влияния мощности исходного режима ЭЭС простейшей структуры (рис. 1) на время отключения КЗ и на классификационную характеристику, разделяющую «эталонные» классов устойчивых и неустойчивых режимов. При этом рассматриваются зависимости $s=f(\delta)$ для аварийного и послеаварийного режимов с учетом различных факторов.

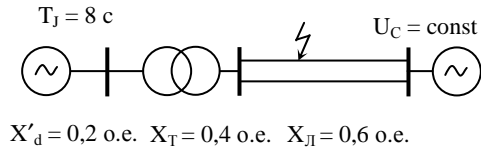


Рис. 1. Схема ЭЭС

Анализировались следующие варианты:

1. Мощность турбины в исходном режиме работы ЭЭС меняется, рассматривается один вид КЗ в одном и том же месте, демпферный момент не учитывается, не учитываются переходные процессы в ОВГ: $P_0 = \text{var}$ (0.6...1 о.е.); $P_{ав} = \text{const}$; $P_d = 0$.

2. Мощность турбины в исходном режиме работы ЭЭС не меняется, меняется вид и место КЗ, демпферный момент не учитывается: $P_0 = \text{const}$ (1 о.е.); $P_{ав} = \text{var}$ (0...0.4 о.е.); $P_d = 0$.

3. Мощность турбины в исходном режиме работы ЭЭС не меняется, не меняется вид и место КЗ, демпферный момент изменяется: $P_0 = \text{const}$ (1 о.е.); $P_{ав} = 0...0.4 \text{ о.е.}$; $P_d = \text{var}$.

На рис. 2, в качестве примера, представлены фазовые траектории движения ротора генератора при одной мощности турбины генератора в исходном режиме и при различных условиях КЗ, отражаемых в значениях амплитуды угловой мощности в аварийном режиме.

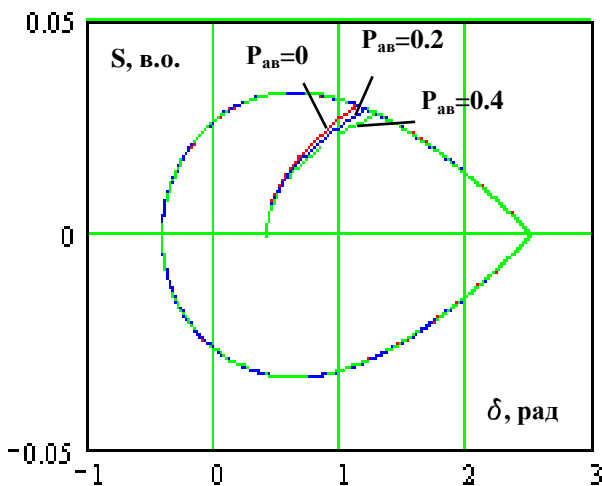


Рис.2. Фазовые траектории ротора генератора

Из анализа рис. 2 следует, что фазовые зависимости в послеаварийном режиме при разных видах КЗ и месте КЗ и одной мощности турбины исходного режима не изменяются, что подтверждает доказательство того, что при втором варианте сочетаний параметров разделяющая кривая пространство режимов

на «эталонные» классов устойчивых и неустойчивых режимов КФ не изменяется.

Анализ результатов моделирования подтверждает, что использование в качестве разделяющей на эталоны классов поверхности в виде плоскости $E(X) = \Psi(P_0, \Delta P_0, t_{ОТКЛ}) = 0$ по методике [8] приводит к погрешностям выделения областей устойчивой и неустойчивой работы ЭЭС.

Так, на рис. 3 приведена зависимость небаланса мощности в первый момент КЗ от предельного времени отключения КЗ для различных значений мощности турбины в исходном режиме, которая представляет собой нелинейную зависимость. Результаты моделирования соответствуют уравнению $t_{ПРОТКЛ} = 0.12 \cdot \Delta P_0^{-1.25}$.

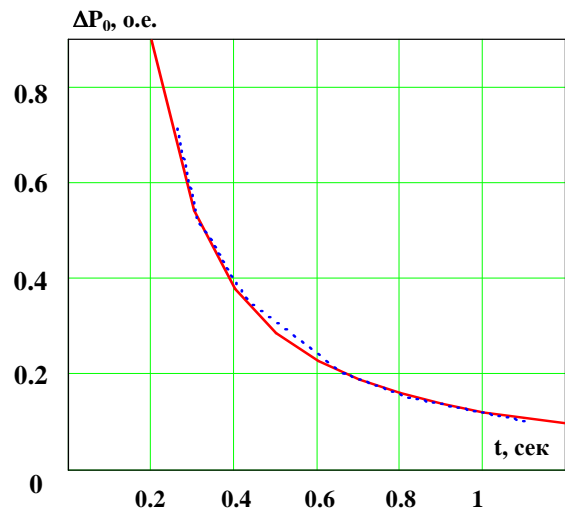


Рис. 3. Зависимость небаланса мощности от предельного времени отключения КЗ

Анализировались поверхности разделяющие пространство, в координатах: предельное время отключения КЗ, небаланс мощности генератора в начальный момент КЗ, мощность турбины исходного режима, на классы эталонов устойчивых и неустойчивых режимов (рис. 4).

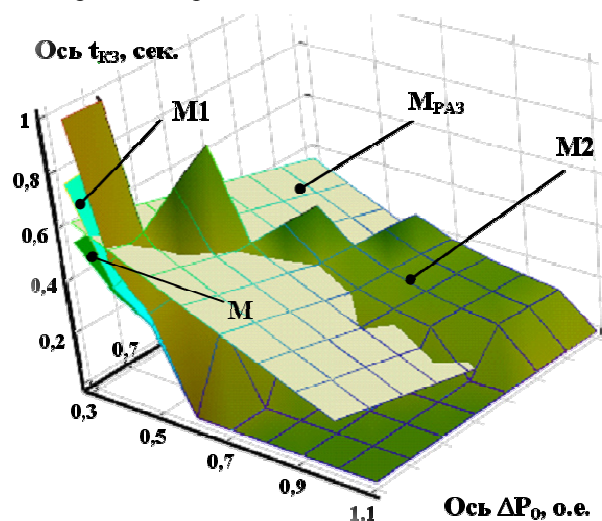


Рис. 4. Поверхности, которые разделяют классы режимов

На рис. 5 приведены разделяющие поверхности, полученные путем уточнения КФ, которая разделяет в пространстве параметров классы устойчивых и неустойчивых режимов.

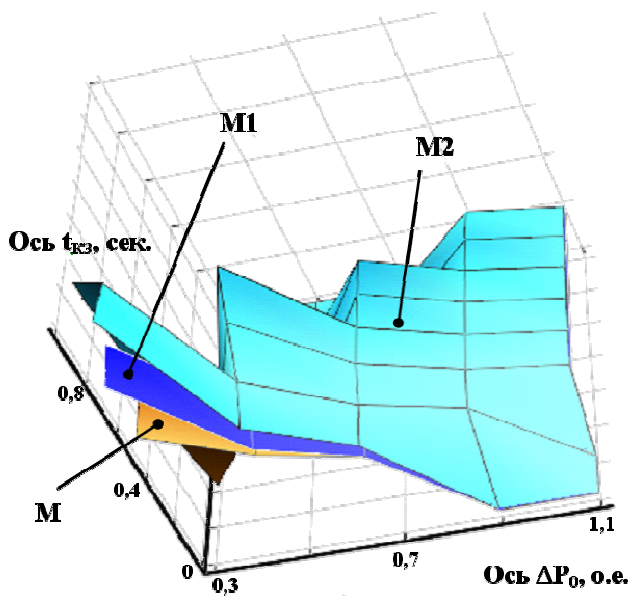


Рис. 5. Разделяющие поверхности, полученные на основе уточнения КФ

Разделяющие поверхности получены в результате моделирования при следующих условиях:

- постоянство небаланса мощности, характерно для момента возникновения КЗ постоянно в течение всего процесса КЗ (допущение в [8] для сокращения времени обучения) и отсутствие демпферного момента – M1;
- учет изменения небаланса мощности в процессе КЗ и отсутствие демпферного момента – M;
- учет изменения небаланса мощности в процессе КЗ и демпферного момента генератора – M2;
- использование уравнения плоскости – M_{РАЗ}.

Анализ рис. 4 и рис. 5 позволяет сделать выводы, что учет изменения небаланса мощности и демпферного момента генератора увеличивает предельное время отключения КЗ.

ВЫВОДЫ

1. Обеспечение параллельной работы электрических станций с электрической сетью является важной задачей повышения надежности ЭЭС в условиях фундаментальных изменений функционирования электроэнергетических систем. Решение этой задачи в значительной степени зависит от эффективности работы систем управления, которые должны в условиях, когда вероятность работы электроэнергетических объектов в непредусмотренных режимах значительно выросла, должны распознавать аварийные режимы и формировать соответствующие управляющие действия.

2. Алгоритм управления переходными процессами генератора, основанный на методах теории распознавания образов расширяет эффективность управления по сравнению с алгоритмами, использующими функции Ляпунова.

3. Зоны устойчивости и неустойчивости режимов, определенные при использовании разных моделей генератора, даже более простых по структуре ЭЭС отличаются.

Сложность выделения эталонов классов устойчивых и неустойчивых режимов с помощью распознавания образов значительно растет с ростом количества информативных параметров. Существующие методики построения классификационных функций отличаются сложностью даже при тех допущениях, которые вносят дополнительные погрешности. С помощью графического изображения гиперповерхности, разделяющей зоны устойчивой и неустойчивой работы ЭЭС, показано, что она не может быть описана с достаточной точностью линейной зависимостью.

4. Разработан метод управления переходным процессом генератора на основе фазовых траекторий движения ротора. Получение классификационной функции для выделения зон устойчивости и неустойчивости работы ЭЭС менее трудоемко и не требует принятия допущений по сравнению с существующими подходами, использующими теорию распознавания образов.

5. Методику получения классификационной функции целесообразно использовать для оценки допустимости использования НАПВ генераторов.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Wall E., Moe M. Generation of Ljapunov function to time-varying nonlinear systems//IEEE Trans. – 1969. – N5. – P. 211-216.
- [2] Павелла М. От общей теории Ляпунова к практическому прямому методу анализа динамической устойчивости энергосистем // Электричество. - 2000. - №6. – С. 14-26.
- [3] Богатырев Л.Л. Распознавание аварийных ситуаций в электроэнергетических системах // Электричество. – 1978. - N6. - С. 9-14.
- [4] Александров Е.П. Применение теории распознавания образов для классификации режимов сложных электрических систем // Электричество.– 1978. - N9.- С. 76-77.
- [5] Денисюк П. Л., Дейнечин А. В. Алгоритм управления переходным режимом синхронного генератора / Вестник Киевского политехнического института: Электроэнергетика Киев. – 1990. – Вып. 27. – С. 26-29.
- [6] Веников В. А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах: Учеб. для электроэнергет. спец. вузов. – М.: Высш. шк., 1985. – 536 с.
- [7] Заболотный И.П., Диа Ибрагим. Разработка минимальной сложности математической модели генератора для анализа длительных переходных процессов в энергосистемах // Сборник научных трудов ДонГТУ. Серия: Электротехника и энергетика. - Донецк: ДонГТУ. – 1998. – Вып. 2. – С. 181-188.
- [8] Релейная защита и автоматизация энергосистем. Схемы типовых устройств и методические указания. Свердловск, изд. УПИ им. С. М. Кирова, 1984. - 50 с.

Поступила 30.08.06