УДК 621.311.1

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ АНАЛИЗА ДИНАМИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

Заболотный И.П.
Донецкий государственный технический университет
ivp@dgtu.donetsk.ua

The analysis of methods of an estimate of a steadiness of electrical systems is reduced. The approaches and basic difficulties of the analysis are marked. The mathematical model of synchronous generators for embodying an operating estimate of a steadiness of an electrical system is offered. The variants of usage of a mathematical model of the generator are considered.

Как известно, анализ устойчивости энергосистем выполняется как при проектировании, так и при эксплуатации электрических систем. Наиболее жесткие требования к методам оценки устойчивости возникают при решении задач противоаварийного оперативного управления. Анализ большого числа работ показывает, что методы анализа динамической устойчивости энергосистем могут быть разбиты на группы:

- численные методы оценки устойчивости во временной области. Переходные процессы описываются системами уравнений

$$\dot{X} = f(X,Y), \tag{1}$$

$$O = g(X,Y). \tag{2}$$

Системы (1, 2) включает дифференциальные и алгебраические уравнения, описывающие режимыработы оборудования, сети и регуляторов;

- прямые методы по типу метода Ляпунова.

Методы первой группы позволяют:

- получить информацию об изменении параметров режима;
- сформировать любой сценарий анализа устойчивости.

Однако эти методы не позволяют:

- определить область режимов, которые необходимо анализировать (нет рекомендаций для отсечения «возмущений, неинтересных с точки зрения устойчивости»);
- непосредственно оценить запасы устойчивости;
- получить обобщенные рекомендации по управлению устойчивостью;
- требуют многократного решения систем уравнений для оценки предельных условий по устойчивости.

Основным преимуществом прямых методов оценки устойчивости является непосредственное вычисление пределов динамической устойчивости (без повторных вычислений), удобное определение запасов устойчивости. Однако, применение этих методов при эксплуатации энергосистем ограничено из-за принятия существенных допущений при реализации методов, основанных на теории Ляпунова. Но принятые допущения не позволяют получить достоверную информацию об изменении параметров режима, а значит реализовать оптимальное управление конкретным режимом.

В [1-2] приведены типичные подходы обхода отмеченных трудностей. В [2-6] приведены различные подходы решения проблемы получения «хороших» оценок предельных значений функций типа Ляпунова. Тем не менее разнообразные решения не привели к необходимому результату.

Значительное число работ было направлено на разработку псевдо - Ляпуновских подходов, способных решать задачу анализа динамической устойчивости так, чтобы это было достаточно гибко с точки моделирования энергосистем, с точностью, не уступающей анализу во временной области, и эффективно в отношении вычислений [7-13].

Эти исследования позволили сформулировать такие выводы:

проблему оценки области устойчивости можно решать, рассматривая двухмашинный или одномашинный эквивалент многомашинной энергосистемы;

проблему моделирования можно решать путем интеграции прямого метода с расчетами процессов во временной области.

Последующие работы [14-23] направлены на разработку гибридных методов, среди которых можно выделить те, в которых рассматриваются функции Ляпунова для многомашинной системы и выполняется расчет вдоль траектории движения многомашинной системы и те, в которых рассматривается одномашинный эквивалент многомашинной энергосистемы, для которого применяется критерий – метод площадей при упрощении задачи и метод SIME. Оба метода используют классическую упрощенную модель синхронной машины, но метод SIME учитывает изменение параметров режима во времени, поскольку они рассчитываются программой анализа процессов во временной области [18]. Таким образом, метод SIME является гибридизацией метода

площадей с информацией о процессе во временной области. На основании метода площадей определяются запасы устойчивости и машины, ответственные за потерю синхронизма.

Сегодня более чем когда-либо разгосударствление электроэнергетики делает совершенно необходимым решение проблемы надежности режима по отношению к динамическим возмущениям для задач оперативного управления и планирования межсистемных обменов энергией во временном разрезе от одних суток до получаса [24]. В зависимости от того, каким образом получена информация о параметрах режима во времени – от программы расчета переходного процесса или от средств измерений параметров режима реальной системы в темпе процесса различают реализации гибридных программ в форме превентивного или противоаварийного SIME [24]. В [24] предложена схема, позволяющая методу SIME обеспечить фильтрацию возмущений (быстро выявлять неустойчивые случаи) и выработку управляющих воздействий, как с точки зрения дозировки, так и с точки зрения их размещения. Использование программы оптимального потокораспределения позволяет одновременно перераспределить генерацию между машинами и при этом соблюсти ограничения по статической и динамической устойчивости. Согласно [24] метод превентивный SIME в настоящее время состыкован с промышленными программами и проверен на многих моделях энергосистем (SIME+EUROSTAG –бельгийская версия; EDF, Франция; SIME+ETMSP – американские тестовые системы EPRI; SIME+ST600 – Hudro-Quebec Канада и энергосистемы Бразилии). В [22-24] рассматриваются вопросы создания противоаварийной SIME.

В [1-24] используется классические модели синхронного генератора. Наиболее полная модель учитывает физические процессы в роторе генератора с помощью одного демпферного контура в осях d и q.

Известны научные разработки, в которых необходимое для современной эксплуатационной практики повышение достоверности анализа динамических режимов энергосистем достигается применением методов, основанных на использовании функциональных характеристик, описывающих динамические свойства элементов систем. Для генераторов, как основных элементов системы, определяющих динамику изменения параметров режима при возмущениях, в качестве функциональных характеристик используются амплитудно-фазовые частотные характеристики, передаточные функции, переходные функции сопротивлений и проводимостей и многоконтурные схемы замещения. Обычно такие программы предназначены для анализа отдельных видов анормальных режимов. Повышение быстродействия и сокращение необходимого объема памяти ПЭВМ при построении алгоритмов анализа переходных процессов в сложных энергосистемах связаны с применением специальных форм вычисления интегралов свертки при применении численных форм интеграла Дюамеля или ряда Вольтера; с применением рекуррентных соотношений для полученных алгебраических уравнений. Эти разработки по ряду причин не нашли распространения в эксплутационной и проектной практике, в том числе из-за большего объема исходной информации, причем не всегда легко получаемой; неудобства работы с пакетами; необходимости расчета предшествующих режимов по другим программам.

Таким образом, повышение эффективности функционирования гибридных методов может быть обеспечено достоверностью отражения физических процессов в синхронном генераторе при условии сохранения уровня сложности математической модели.

В данной работе излагаются результаты разработки математической модели генератора при адекватном описании физических процессов в роторе, использование которой в многомашинных системах с точки зрения вычислений практически соответствует классической многомашинной.

Уравнения Парка-Горева в операторной форме имеют вид:

$$
\begin{aligned}
&-p\Psi_d(p)-\Psi_q(p)(1+s)-i_d(p)r=u_d(p),\\
&-p\Psi_q(p)+\Psi_d(p)(1+s)-i_q(p)r=u_q(p),\\
&p\Psi_f(p)+i_f(p)*r_f=U_f(p)\\
&\Psi_d(p)=-X_d(p)*i_d(p)+G(p)*U_f(p),\\
&\Psi_q(p)=X_q(p)*i_q(p),\\
&\Psi_f(p)=-X_{ad}(p)*i_d(p)+X_{f0}(p)*i_f(p),
\end{aligned}
\qquad (3)
$$

где $X_d(p)$, $X_q(p)$ – операторные сопротивления синхронного генератора по осям d и q ротора;

$X_{f0}(p)$ – операторное сопротивление со стороны обмотки возбуждения при разомкнутой обмотке статора;

G(p) – операторная роторная проводимость генератора; S – скольжение ротора;

Ψ_d, Ψ_q, Ψ_f, i_d, i_q, i_f –потосцепления и токи обмотки статора по осям симметрии ротора и возбужения соответственно;

r, r_f – активные сопротивления обмоток статора и возбуждения.

Напряжения генератора

$$\dot{U}_q = Ue^{-j\delta},$$
$$\dot{U}_d = jUe^{-j\delta}. \quad (4)$$

Выполним следующие преобразования:

- определим токи по осям d, q из системы (3) при учете (4) и неучете активных сопротивлений и ЭДС трансформации;
- определим потосцепления из уравнений 3 и 4 системы (3) с учетом токов статора;
- определим на основании произведений токов и потокосцеплений мощности с учетом (5)

$$y_d(js) = g_d(s) + jb_d(s) = \frac{1}{X_d(js)},$$
$$y_q(js) = g_q(s) + jb_q(s) = \frac{1}{X_q(js)}, \quad (5)$$
$$y_Q(js) = g_Q(s) + jb_Q(s) = 0.5*[y_d(js) + y_q(js)],$$
$$y_D(js) = g_D(s) + jb_D(s) = 0.5*[y_q(js) - y_d(js)].$$

выражения для расчета активной и реактивной мощностей.

С учетом уравнений движения ротора имеем:

$$\frac{ds}{dt} = \frac{1}{T_J}[P_T - P(s)],$$
$$\frac{d\delta}{dt} = s,$$
$$P(s) = E_{qe} * U * \frac{r_f}{X_{ad}} * \frac{|G(js)|}{|X_d(js)|}\cos(\varphi_G - \varphi_{X_d}) Sin\delta + \quad (6)$$
$$+ U^2 * [b_Q(s) - g_D(s) * Sin2\delta - b_D(s) * Cos2\delta],$$
$$Q(s) = E_{qe} * U * \frac{r_f}{X_{ad}} * \frac{|G(js)|}{|X_d(js)|} * \cos(\varphi_G - \varphi_{X_d}) Cos\delta -$$
$$- U^2 * [g_Q(s) + g_D(s) * Cos2\delta - b_D(s) * Sin2\delta],$$

где E_{qe} – Э.Д.С., создаваемая стационарным током возбуждения;

r_f – активное сопротивление обмотки возбуждения;

X_{ad} – сопротивление взаимоиндукции;

S – скольжение ротора генератора;

T_J – постоянная инерции агрегата (генератор и турбина);

$|G(js)|$, φ_G – модуль и угол роторной проводимости синхронного генератора.

Выражение для расчета активной мощности состоит из следующих составляющих:

- первое слагаемое выражения - это синхронная мощность;
- второе слагаемое включает в себя среднюю и пульсирующую составляющие асинхронной мощности и мощность динамической явнополюсности.

При неучете возбуждения получаем выражения, приведенные в [25] для расчета асинхронного режима генератора при отсутствии возбуждения.

Зависимости G(js), $g_d(s)$, $g_q(s)$, $b_d(s)$, $b_q(s)$, $g_D(s)$, $g_Q(s)$, $b_D(s)$, $b_Q(s)$ могут быть определены через параметры многоконтурных схем замещения.

При использовании многоконтурной схемы замещения с вынесенным контуром намагничивания после ряда преобразований получим выражения, аналогичные приведенным в [25] для расчета асинхронного режима генератора при потере возбуждения.

Система уравнений (6) может быть дополнена дифференциальными уравнениями, описывающими работу систем автоматического регулирования скорости агрегата и возбуждения генератора.

ЛИТЕРАТУРА

1. Bergen A.R. and Hill D.J. A structure preserving model for power system stability analysis. – IEEE Trans., PAS-100, 1981.
2. Athay T., Sherkar V.R., Podmore R., Virmani S. and Puech C. Transient energy stability analysis. – System Engineering for Power. Emergency Operating State Control – Section IV. U.S. Dept of Energy Publication, No. CONF – 790904 - P1, 1979.
3. Kakimoto N., Ohasawa Y., and Hayashi M. Transient stability analysis of multimachine power systems with field flux decays via Lyapunov's direct method. – IEEE Trans., PAS-99, 1980.
4. Ribbens-Pavella M. and Evans F., J. Direct method for studying dynamics of large-scale electric power systems – A survey. – Automatica, 1985, 21.
5. Chiang H.D., Wu F.F. and Varaiya P.P. A DCU method for direct analysis of power system transient stability, - IEEE PES Summer Meeting, San Diego, July – August, Paper 91SM423-4 PWRS, 1991.
6. Fonseca L.G.S. and Decker I.C. Iterative algorithm for critical energy determination in transient stability of power systems. – IFAC Symp. on Planning and Operation of Electrical Energy Systems.- Rio de Janeiro, Brazil, 1985.
7. Gruji'c L.T., Martynyuk A.A.. and Ribbens-Pavella M. Large Scale Systems Stability Under Structural and Singular Perturbations. Lecture Notes in Control and Information Sciences Series. Springer – Verlag - Berlin, 1987.
8. Rahimi F.A. and Schaffer G. Power system transient stability indexes for on-line analysis of 'worst case' dynamic contingencies. – IEEE Trans., PWRS-2, 1987.
9. Xue Y., Van Cutsem Th. and Ribbens-Pavella M. A simple direct method for fast transient stability assessment of lagre power systems. – IEEE Trans., 1988, PWRS-3.
10. Fouad A.A. and Vittal V. Power System Transient Stability Analysis Using the Transient Energy Function Method. – Prentice-Hall, 1992.
11. Веников В.А.. Асамбаев С.Н., Маналь Заки. Разработка показателей быстрых оценок динамической устойчивости электрических систем // Электричество. – 1990. - N1. - С. 55-57.
12. Емельянов С.В., Веников В.А., Суханов О.А., Голембо Б.З., Голов В.П. О применении систем с переменной структурой для управления режимами электроэнергетических систем // Электричество. – 1977. - N7. –С. 6-9.
13. Гусейнов А.М. Метод оперативной оценки допустимости асинхронных режимов по межсистемной связи // Электричество. – 1990. - N8. - С. 2-12.
14. Maria G.A., Tang C. and Kim U. Hybrid transient stability analysis. – IEEE Trans., PWRS-5, 1990.
15. Zhang Y., Wehenkel L., Rousseaux P. and Pavella M. SIME, A hybrid approach to fast transient stability assessment and contingency selection. – International Journal of Electrical Power and Energy Systems, 1997. Vol. 19, No 3.
16. Pavella M. and Murthy P.G. Transient Stability or Power Systems. Theory and Practice. – J. Wiley, Chi Chester England, 1994.
17. Xue Y. and Pavella M. Extended equal area criterion an analytical ultrafast method for transient stability assessment and preventive control of power systems, EPES 1989, 11.
18. Pavella M. Generalized One-Machine Equivalents Transient Stability Studies. – PES Letters, in IEEE Power Engineering Review, 1998, Vol. 18, No 1.
19. Ruiz-Vega D., Bettiol A., Ernst D., Wehenkel L. and Pavella M. Transient Stability-Constrained Generation Rescheduling. Bulk Power System Dynamics and Control IV Restructuring. – Santorini, Greece. August 24-28, 1998.
20. Pavella M., Ruiz-Vega D., Giri J., Avila-Rosales R. An integrated scheme for on-line static and transient stability constrained ATC calculations. To be presented at the 1999 IEEE Summer PES Meeting, Panel session on On-line DPSA Projects for Reliability Management and ATC Computation 1999.
21. Bettiol A.L., Wehenkel L. and Pavella M. Transient Stability Constrained Maximum Allowable Transfer. Paper No 98SM334, PES Summer Meeting, San Diego USA, 1998.
22. Zhang Y., Wehenkel L. and Pavella M. A method for real - time transient stability emergency control. Proc. of CPSPP' 97, IFAC/CIGRE Symp. on control of Power Systems and Power Plants. – Beijing, China, August, 1997.
23. Ernst D., Bettiol A.L., Wehenkel L. and Pavella M. Real-time transient stability emergency control of the South - Southeast Brazilian System. SEPOPE. – Salvador, Brazil, May 1998.
24. Павелла М. Об общей теории Ляпунова к практическому прямому методу анализа динамической устойчивости. // Электричество. - 2000. - №6. – С. 14-26.
25. Заболотный И.П., Диа Ибрагим. Разработка минимальной сложности математической модели генератора для анализа длительных переходных процессов в энергосистемах. – Труды Донецкого государственного технического университета. Серия: электротехника и энергетика, выпуск 2, Донецк: ДонГТУ, 1998. – с. 181-188.