

Simulación transitoria de Sistemas Eléctricos de Potencia

Transient Simulation of Electrical Power Systems

Ismael Albino Padilla

Benemérita Universidad Autónoma de Puebla

Ismael.albino@correo.buap.mx

<http://orcid.org/0000-0001-5347-7089>

Juan Carlos Escamilla Sánchez

Benemérita Universidad Autónoma de Puebla

<https://orcid.org/0000-0001-6296-1702>

Víctor Galindo López

Benemérita Universidad Autónoma de Puebla

<https://orcid.org/0000-0002-2726-3615>

Violeta Morales Chávez

Benemérita Universidad Autónoma de Puebla

<https://orcid.org/0009-0003-1287-0388>

César Mejía López

Benemérita Universidad Autónoma de Puebla

<https://orcid.org/0009-0003-2636-4953>

Simulación transitoria de Sistemas Eléctricos de Potencia

Transient Simulation of Electrical Power Systems

Resumen

Este trabajo tiene un enfoque cuantitativo con diseño no experimental transeccional, esta investigación explora y describe mediante el uso de métodos numéricos para la solución de sistemas de ecuaciones algebraico-diferencial el comportamiento del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP). Se analiza en particular el comportamiento transitorio del SEP, los resultados muestran el comportamiento de los voltajes, la velocidad de los generadores y la frecuencia en los nodos de generación cuando se presenta una falla en el sistema, estos resultados permiten entender el comportamiento del sistema con la finalidad de identificar posibles problemáticas presentes o futuras, de acuerdo a los resultados obtenidos se concluye sobre la fortaleza del método numérico utilizado y el comportamiento del SEP, la programación del método numérico se realiza en Matlab.

Palabras clave: Falla, matlab, transitorio.

Abstract

This work has a quantitative approach with a non-experimental cross-sectional research design, this research explores and describes by using numerical methods used in the solution of algebraic-differential equations the behavior of the Electrical Power System (EPS). The transient behavior of the EPS is analyzed in particular, results show voltage, speed of the generators and frequency at generation nodes when faults are present in the system, these results allow us to understand the behavior of the system with the object to identify possible present or future problems.

Keywords: failure, matlab, transient.

Introducción

Los estudios de estabilidad, proporcionan información relacionada con la capacidad del sistema eléctrico de potencia para permanecer en sincronismo durante grandes disturbios, por ejemplo, la pérdida de sistemas de generación o transmisión, cambios repentinos o sostenidos en las cargas, o fallas momentáneas. Específicamente, estos estudios proporcionan el cambio en los voltajes, corrientes, potencias, velocidades y pares de fuerza en las máquinas del sistema, así como los cambios en los voltajes y los flujos de potencia en el sistema, durante e inmediatamente después de un disturbio. El grado de estabilidad de un sistema de potencia es un factor

importante en la planeación de nuevas instalaciones industriales. Para poder proporcionar la continuidad requerida en el servicio eléctrico, es necesario que el sistema de potencia esté diseñado para soportar un selecto número de contingencias.

La representación matemática del SEP en estado transitorio, resulta en necesidad de resolver dos sistemas de ecuaciones acoplados, el primero un sistema de ecuaciones algebraico no lineal y el segundo un sistema de ecuaciones diferenciales no lineales(EAD).

Situación problemática

Actualmente se encuentran en el mercado varios programas comerciales de simulación del SEP, los cuales tienen la capacidad de simular sistemas industriales, por ejemplo PSS/E, Power World, DSA Tools, entre otros, estos programas son costosos, estos potentes programas presentan poca o nula información para la implementación numérica con fines de investigación y aplicación en un ambiente educativo además de presentar un costo considerable, en el caso en donde se requiere crear algún componente de biblioteca, es necesario tomar cursos especializados por sus compañías para tales fines, por otro lado el código de los programas está oculto como parte de la propiedad intelectual, Anup *et al.* (2017). El entendimiento de técnicas numéricas aplicables a la solución de las EAD, es indispensable para el análisis del SEP, Abdulrahman (2019), Pai *et al.* (2017). Estas implementaciones numéricas pueden realizarse en lenguajes de programación como Fortran, C++ entre otros, Simulaciones para el sistema multimáquinas se han realizado en Matlab-Simulink pero presentan grandes limitantes Abdulrahman y Radman (2019), el programa y subrutinas desarrolladas en este estudio se realiza en Matlab, el cual es un reconocido programa orientado a la educación e investigación.

Antecedentes

El tipo de investigación requirió de la revisión bibliográfica de artículos relacionados a los modelos de la red, los generadores y cargas del SEP, así como de técnicas numéricas de solución.

Las referencias usadas son de investigación en ingeniería eléctrica en el área de simulación transitoria de SEP.

Abdulrahman (2019), resuelve el conjunto de ecuaciones algebraico-diferencial usando la paquetería interna contenida en Matlab, representa el generador usando su modelo exacto incluyendo de controles eléctricos y mecánicos del sistema, sin embargo, no hace ninguna referencia a la posible programación de los métodos numéricos.

Anup *et al.* (2017), simula un sistema multimáquinas incluyendo generación convencional, eólica y solar, incluye los modelos de control para los tres tipos de generación, se identifica el

comportamiento del sistema mediante la aplicación de una falla trifásica en el sistema, pero no se da ninguna información sobre el método utilizado para la solución numérica.

Ekinci *et al.* (2015), describe un modelo dinámico generalizado de un sistema multimáquinas para estudios de estabilidad transitoria, utiliza la biblioteca interna de Matlab para obtener la solución de las EAD resultantes, utiliza el sistema de prueba de 9 barras con dos generadores y calcula el tiempo crítico de liberación de la falla, el modelo del generador está representado en el marco de referencia dq0 despreciando los transitorios del estator.

Peter *et al.* (2017), muestra una representación completa de la formulación de un sistema multimáquina, desarrollando modelos detallados para su solución incluyendo formulaciones para investigación y de uso industrial incluyendo los componentes del SEP, muestra una revisión de los métodos numéricos útiles en el análisis del SEP, pero no muestra simulaciones numéricas de las formulaciones mencionadas.

Objetivo

Implementar una metodología que utilice un método numérico implícito en Matlab, la cual permita resolver el modelo matemático del Sistema Eléctrico de Potencia en estado transitorio con la finalidad de observar mediante gráficas de las variables de voltaje, ángulo de carga y frecuencia del sistema la situación actual del SEP para identificar posible problemas presentes o futuros.

Método

Técnica e instrumentos

La técnica utilizada para la solución del sistema algebraico-diferencial utiliza el método Gauss Seidel para resolver el sistema de ecuaciones algebraicas no lineal que modela la red, por otro lado se usa el método de la regla trapezoidal que convierte el sistema diferencial en un sistema algebraico este segundo sistema algebraico se resuelve usando Newton Raphson, en este punto los dos sistemas algebraicos se resuelven alternadamente para identificar el comportamiento del sistema, la solución del esquema de integración de la regla trapezoidal se comparara con la solución mostrada en Stagg y Abiad (2019) obtenida usando el método explícito de Euler progresivo, lo anterior permite validar el esquema de integración usado en este trabajo.

Procedimiento

Las técnicas de solución de Ecuaciones Algebraico diferenciales se dividen en dos grandes ramas, técnicas explícitas e implícitas, las cuales se pueden implementar de manera simultánea o alternada, en este artículo se elige implementar la integración numérica mediante el método de la regla trapezoidal usando la formulación alternada, para este fin, primero se resuelve el problema de flujos de potencia para obtener los voltajes (magnitud y ángulo), potencia activa y reactiva en cada unidad de generación.

El comportamiento de la red se describe de la ecuación que utiliza la matriz Ybarra, la cual describe la conexión eléctrica de los componentes de sistema. Los voltajes en los nodos de obtiene como:

$$(1) E_p = \frac{1}{Y_{pp}} \left(\frac{(P_p - jQ_p)L_p}{E_p^*} - \sum_{\substack{q=1 \\ q \neq p}}^n Y_{pq} E_q \right) \quad \begin{matrix} p = 1, 2, \dots, n \\ p \neq s \end{matrix}$$

Este sistema de ecuaciones calcula el Voltaje en las barras el sistema, este sistema de ecuaciones de resolvió usando Gauss Seidel, Gutiérrez *et al* (2010). Para cada generador en el sistema, se calcula el voltaje interno y el ángulo del rotor usando el circuito clásico del generador, Charafeddine *et al* (2021)

$$(2) E \angle \delta_0 = jx' dI_{gen} + V_T \angle \theta_T$$

En este trabajo cada carga se representa como una impedancia constante en términos de las potencias PL y QL que toma la carga.

$$(3) Y_L = G_L + jB_L = \frac{I_L}{V_L} = \frac{S^*}{V_L} = \frac{P_L - jQ_L}{V_L^2}$$

YL es la admitancia en derivación que representa la carga.

Tanto la carga como la reactancia de la máquina se agregan a la matriz Y barra. Para el estudio transitorio en las barras de generación se introduce el circuito equivalente clásico del generador. Para el periodo de falla $0 < t \leq t_{falla}$, se integran las ecuaciones diferenciales del generador

$$\dot{w}_n = \frac{2H}{w_s} (Pm_n - Pe_i) \quad (4)$$

$$\dot{\delta} = w_n - w_s \quad (5)$$

H es la constante de inercia dada en segundos, w_s es la velocidad síncrona en rad/seg, Pe_i es la potencia eléctrica, w_n es la velocidad instantánea del rotor.

Para este trabajo se utiliza la regla trapezoidal, Gutiérrez *et al.* (2010).

$$x_{n+1} = x_n + \frac{h}{2} [f(x_n, t_n) + f(x_{n+1}, t_{n+1})] \quad (6)$$

El método de la regla trapezoidal se resuelve utilizando Newton-Raphson, Crow (2016)

$$x_{n+1}^{k+1} = x_{n+1}^k - \left[I - \frac{h}{2} \frac{\partial f}{\partial x} \right]_{x_{n+1}^k}^{-1} \left(x_{n+1}^k - x_n - \frac{h}{2} [f(x_n) + f(x_{n+1}^k)] \right) \quad (7)$$

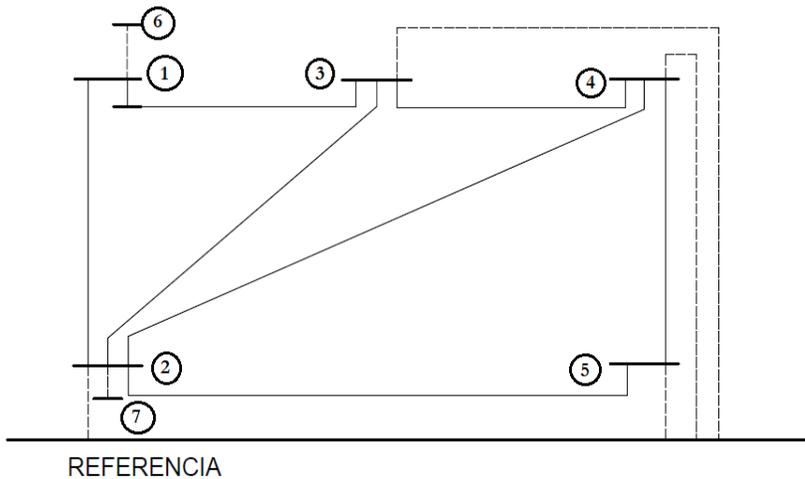
Donde k es índice que identifica la iteración en Newton-Raphson, I es la matriz identidad y x_n es el valor que ya ha convergido en el paso iterativo anterior, el término df/dx se define como el Jacobiano del sistema diferencial el cual se calculó usando la derivada numérica en diferencias finitas centrada. El conjunto de ecuaciones (1)-(5) forma un sistema EAD, que se resolvió de manera alternada.

Resultados y discusiones

En este apartado se describen los resultados encontrados para el objetivo, se da respuesta al problema de investigación.

Figura 1

Sistema eléctrico de prueba 1 de 5 nodos, 2 generadores y 4 cargas.



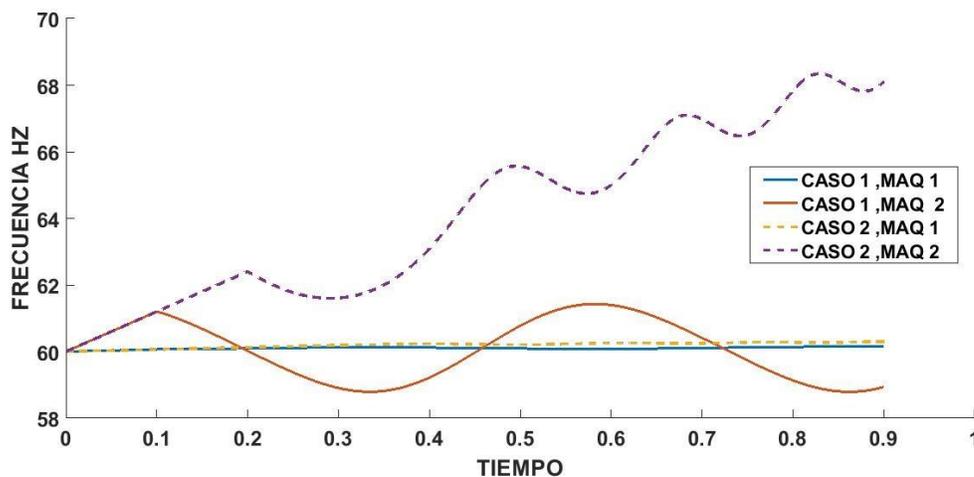
Fuente: Computer Methods in Power System Analysis, Stagg W. & El- Abiad H (2019). ,Medtech.

Los parámetros usados no corresponden a un sistema real, son datos generales usados únicamente para realizar las simulaciones. Los datos completos del sistema están en el Apéndice

A. Se realizan las siguientes pruebas. Como primer caso de estudio se considera la una falla en la línea 2-5 cercana al barra 2, se usa un tiempo de liberación de falla $t_{lf}=0.1$ indicando que la falla está presente por 6 ciclos, se supone una liberación de la falla sin la necesidad de liberar la línea, se utiliza un paso de integración $h=0.001$ segundos, Como un segundo caso se incrementa el tiempo de liberación de la falla a $t_{lf}=0.2$ segundos, en ambos casos se obtienen, la frecuencia en los nodos de generación y todos los voltajes nodales. En la figura 2 se muestran los casos 1 y 2, en el caso 1 mostrado por las líneas continuas, se observa que la frecuencia se incrementa en ambos generadores durante el periodo de falla y una vez liberada existe una oscilación en la frecuencia indicando interacción entre los generadores, red de transmisión y carga, no se observa la tendencia a una separación mayor de 90 grados en el caso 1, considerando entonces al sistema como estable. En el caso 2, se observa una separación creciente entre los ángulos de las máquinas, lo anterior indica un sistema inestable.

Figura 2

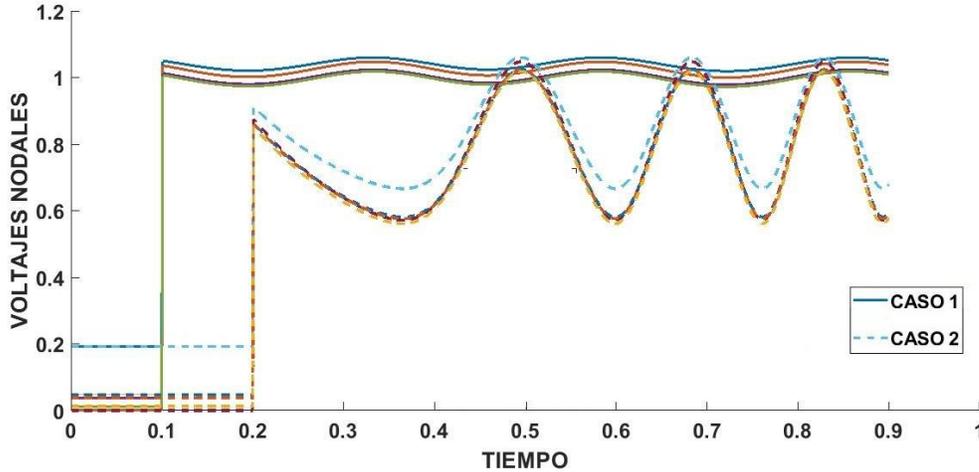
Frecuencia en los nodos de generación, caso 1 y 2. Obtenidas mediante el programa de simulación desarrollado.



En la figura 3, se tiene el comportamiento de los voltajes, para los casos 1 y 2, para el caso 1, se observa un abatimiento de su magnitud durante el periodo de falla y una recuperación de este en el periodo posterior a la falla una vez liberada, se observa una fluctuación del voltaje no mayor al $\pm 5\%$ de su valor nominal. En el caso 2 se observa una fluctuación del voltaje después de liberada la falla, con un valor de $+8\%$ y -40% de su valor nominal, coincidiendo con los resultados de la frecuencia. Los resultados del caso 1 coinciden con los mostrados en Stagg y Abiad (2019), por lo que los siguientes casos se pueden considerar como válidos.

Figura 3

Voltajes en el sistema de prueba, casos 1 y 2.



Conclusiones

Realizadas las simulaciones para los casos de estudio bajo las condiciones de operación indicadas previamente se llegó a las siguientes conclusiones:

a) El método numérico implementado en Matlab funciona adecuadamente, acepta pasos de integración del orden de $h=1 \times 10^{-3}$, mientras que el paso de integración reportado en Stagg y Abiad H (2019). es del orden de 1×10^{-2} reportando problemas de estabilidad numérica para valores de h menores, lo cual no ocurre en el trabajo presentado aquí.

b) El incremento de la inercia mejora la estabilidad del sistema, disminuyendo el efecto en las variables del sistema cuando ocurre una falla. La liberación tardía de la falla provoca que el sistema pierda estabilidad y se incremente la separación angular entre los ángulos de los generadores generando fluctuaciones en el perfil de voltaje que pueden afectar de manera considerable las cargas conectadas en el sistema. La metodología implementada permite la posibilidad de incluir esquemas de protección y la posibilidad de observar la interacción de generación renovable el cual es un tema importante en la agenda nacional en México.

Referencias

Abdulrahman, I (2019), MATLAB-Based Programs for Power System Dynamic Analysis, *in IEEE Open Access Journal of Power and Energy*, vol. 7, pp. 59-69, <https://doi:2010.1109/OAJPE.2019.2954205>

Abdulrahman, I & G. Radman (2019), Simulink-based programs for power system dynamic analysis, in *Electrical Engineering*, vol. 101, no. 2. Berlin, Germany: Springer, pp. 345_356., <https://doi:10.1007/s00202-019-00781-1>

S. Anup, A. Verma and T. S. Bhatti (2017), Transient stability study in solar photovoltaic-wind plant based multimachine system, *IEEE International Conference on Smart Grid and Smart Cities (ICSGSC)*, Singapore, pp. 178-182, <https://doi:10.1109/ICSGSC.2017.8038572>.

K. Charafeddine, Y. Ryzhkova and Y. Matiunina (2021), Rotor Angle Stability of Synchronous Generator for Power Grid with Wind Energy, *2021 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM)*, Sochi, Russia, pp. 147-151, <https://doi:10.1109/ICIEAM51226.2021>, <https://doi:10.1109/ICIEAM51226.2021.94464489>.

Crow, M. (2016). *Computational Methods for Electric Power Systems (Tercera edición)*. CRC Press.

Ekinci S & Demiroren A (2015), Transient stability simulation of Multi-machine power systems using Simulink, *Electrical Journal*, Turkey, <https://www.electricaljournal.org/Content/files/sayilar/32/1937-1944.pdf>

Gutiérrez, J. Olmos, G & Casilla G. (2010). *Análisis numérico*. Mc Graw Hill-Educación.

Peter, W. Pai, M & Chow J (2017). *Power System Dynamics and Stability: With Synchrophasor Measurement and Power System Toolbox*. Wiley-IEEE.

Stagg, W. & El-Abiad, H. (2019). *Computer Methods in Power System Analysis*. Medtech.

Anexos

Las Tablas A1-A3, muestran los parámetros del sistema de prueba usado en este artículo, Stagg y Abiad (2019).

Tabla A1

Datos de condición de operación del sistema 1

	Voltaje de barra	Generación	Carga
--	------------------	------------	-------

Numero de barra p	Ep	MW	MVAR	MW	MVAR
1	1.06000+j0.00000	129.565	-7.480	0.0	0.0
2	1.04621 - j0.05128	40.0	30.0	20.0	10.0
3	1.02032 - j0.08920	0.0	0.0	45.0	15.0
4	1.01917 - j0.09506	0.0	0.0	40.0	5.0
5	1.01209 - j0.10906	0.0	0.0	60.0	10.0

Fuente: Computer Methods in Power System Analysis, Stagg W. & El- Abiad (2019)., Medtech.

Tabla A2

Parámetros de los Generadores

Código de barras p-i	Constante de inercia H	Reactancia transitoria de eje directo X'd	Admitancia equivalente ypi
1-6	50.0	0.25	0.0 - j4.0000
2-7	1.0	1.50	0.0 - j0.6667

Fuente: Computer Methods in Power System Analysis, Stagg W. & El- Abiad (2019)., Medtech.

Tabla A3

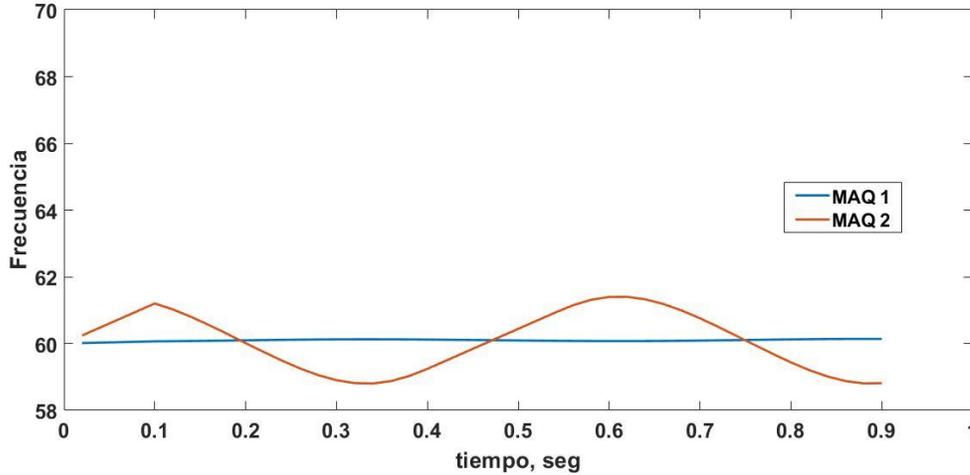
Parámetros de las líneas de transmisión

Línea	desde barra	hasta barra	r	x	y'c total
1	1	2	0.02	0.06	0.06
2	1	3	0.08	0.24	0.05
3	2	3	0.06	0.18	0.04
4	2	4	0.06	0.18	0.04
5	2	5	0.04	0.12	0.03
6	3	4	0.01	0.03	0.02
7	4	5	0.08	0.24	0.05

Fuente: Computer Methods in Power System Analysis, Stagg W. & El- Abiad (2019)., Medtech.

Figura A1

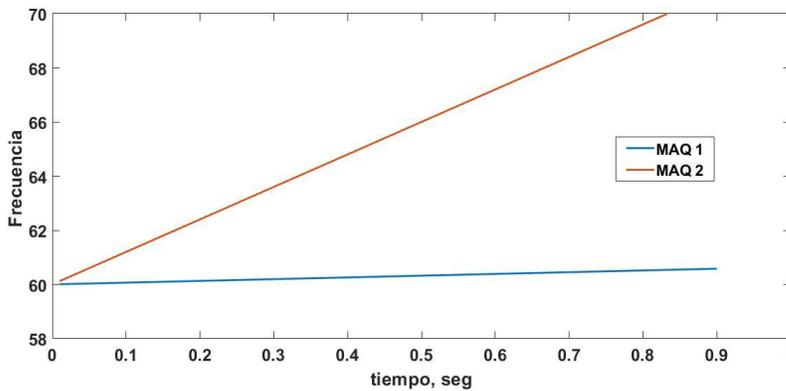
Frecuencia del sistema original reproducida usando el método de Euler con $h=0.02$



Fuente: Computer Methods in Power System Analysis, Stagg W. & El- Abiad (2019)., Medtech.

Figura A2

Frecuencia del sistema original reproducida usando el método de Euler con $h=0.01$



Fuente: Computer Methods in Power System Analysis, Stagg W. & El- Abiad (2019)., Medtech.

La figura A1 muestra el comportamiento dinámico del sistema de prueba con $h=0.02$, para un $t_{fl}=0.1$, mientras que la figura A2 muestra el comportamiento con $h=0.01$ y $t_{fl}=0.1$. Se observa como el método numérico no converge para el mismo caso cuando se disminuye el paso de integración $h=0.02$ segundos a $h=0.01$ segundos