

Estrategia de modelado para el estudio de Interacciones Subsíncronas de Control

Nicolás E. Costa*, Gustavo Revel†, Diego M. Alonso†

* Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de la Patagonia San Juan Bosco
Ruta 1 S/N Ciudad Universitaria, (9000) Comodoro Rivadavia, Argentina
Email: ncosta@unpata.edu.ar

† Instituto de Investigaciones en Ing. Eléctrica (IIIE) “Alfredo Desages” (UNS-CONICET)
Dpto. de Ing. Eléctrica y de Computadoras, Universidad Nacional del Sur
San Andrés 800, (8000) Bahía Blanca, Argentina
Email: {grevel,dalonso}@uns.edu.ar

Resumen—En este trabajo se presenta y evalúa un nuevo enfoque para representar la red eléctrica en el estudio de las interacciones subsíncronas de control (SSCI) mediante el método de Análisis Selectivo de Modos (SMA). La estrategia permite mejorar las condiciones de convergencia del método SMA y de esta manera obtener un sistema reducido de la mínima dimensión (4 estados) que reproduce los modos subsíncrono y supersíncrono asociados al fenómeno de SSCI. Asimismo, como la transformación se aplica por única vez en la etapa de modelado, se reduce considerablemente el costo computacional respecto de las alternativas desarrolladas previamente. El enfoque propuesto se evalúa sobre un sistema relativamente simple con 101 estados dinámicos arrojando resultados satisfactorios.

Palabras clave—interacciones subsíncronas de control, parques eólicos, sistemas de potencia, oscilaciones, estabilidad.

I. INTRODUCCIÓN

Las interacciones subsíncronas de control (SSCI) tienen lugar en sistemas eléctricos de potencia (SEP) que combinan compensación capacitiva serie en las líneas de transmisión y parques eólicos equipados con generadores de inducción doblemente alimentados (DFIG). El fenómeno es puramente eléctrico y se caracteriza por la aparición de oscilaciones poco amortiguadas con frecuencia inferior a la de sincronismo, pudiendo desencadenar la salida de servicio de aerogeneradores y producir daños en los generadores, convertidores, capacitores de compensación, etc. Los primeros eventos se registraron hace algo más de una década [1] y desde entonces han recibido una gran atención, desarrollándose numerosas estrategias de análisis y mitigación. Las técnicas y los incidentes más destacados pueden consultarse en las recopilaciones [2], [3].

Las oscilaciones asociadas a la SSCI se deben a la pérdida de amortiguamiento del modo subsíncrono que aparece en el sistema (junto al modo supersíncrono) cuando se incorpora la compensación serie de la línea. El amortiguamiento se ve afectado por múltiples factores tales como la velocidad de viento en el parque eólico, el nivel de compensación de la línea, la potencia instalada en los parques, la cantidad de máquinas en operación, la configuración de los controles, la topología de la red y la impedancia de las líneas, entre otros. En el caso extremo, cuando el modo subsíncrono pierde

estabilidad, el sistema sufre una bifurcación de Hopf. Es por ello que el lugar geométrico que describe esta bifurcación en el espacio de parámetros del sistema representa la frontera de la región de operación estable y permite identificar condiciones con riesgo de experimentar una SSCI [4]. La detección y continuación de la bifurcación se puede realizar con herramientas de la teoría de bifurcaciones. Sin embargo, la alta dimensión que tienen los modelos cuando se incorporan varios parques eólicos en diferentes puntos de la red impide utilizar herramientas estándares como MatCont [5] y es necesario emplear enfoques alternativos como el presentado en [6]–[8]. El mismo se basa en el método de Análisis Selectivo de Modos (SMA) [9], [10] que permite obtener un sistema reducido que reproduce los autovalores correspondientes a los modos sub y supersíncrono asociados a la SSCI. Los autovalores calculados se utilizan luego para evaluar una función de prueba que se anula en la condición de bifurcación de Hopf y permite detectar y continuar esta bifurcación [11].

El método SMA es iterativo y un aspecto central para su convergencia radica en una adecuada elección de un subconjunto de variables de estado. La elección de estas variables, denominadas relevantes, determina la dimensión del sistema reducido y, para el caso de la SSCI, no es una tarea trivial ya que es necesario tener en cuenta la dinámica de las corrientes de la red que intervienen en el fenómeno. El enfoque usual para el modelado dinámico mediante las corrientes de líneas y las tensiones de barra produce un acoplamiento de los modos sub y supersíncrono con los modos eléctricos de alta frecuencia asociados a la dinámica de las tensiones de barra. Esto hace que se deba seleccionar un conjunto de variables relativamente grande que, generalmente, incluye todas las tensiones de barra y las corrientes de línea, además de la tensión en el capacitor de compensación y las corrientes de estator de los aerogeneradores. La cantidad de variables relevantes se puede reducir aplicando una transformación de estados derivada del método SMA [6] o mediante una estrategia de dos etapas que emplea una adaptación del mismo método [7], [8]. En este trabajo se propone investigar el efecto de la elección de las variables cuando se modela la red eléctrica. El objetivo

consiste en desvincular los modos de alta frecuencia de la red de los modos sub y supersincrónico, y de esta manera permitir la selección de un conjunto mínimo de variables relevantes que asegure la convergencia del método SMA evitando realizar los cálculos involucrados en las alternativas mencionadas. Como ejemplo se utilizará una red simplificada que consta de un corredor principal al cual se incorporan tres parques eólicos representados por sus correspondientes modelos agregados.

El trabajo se organiza de la siguiente manera. En la sección II se presenta la estructura general del modelo del SEP y en la sección III se describe la estrategia propuesta. En la sección IV se presenta el ejemplo y los resultados obtenidos. Finalmente, en la sección V se presentan las conclusiones.

II. MODELADO DEL SEP

Para analizar el problema de SSCI se considera un SEP conformado por una red de transmisión con topología radial que incluye compensación capacitiva serie en una de sus líneas principales. La red está conectada a un sistema equivalente representado por su impedancia de cortocircuito y una fuente de tensión ideal. Por conveniencia en el tratamiento posterior previo al estudio del fenómeno con el método SMA, se divide el SEP en dos subsistemas. Uno se compone de la red eléctrica e incluye las impedancias equivalentes que representan los colectores de los modelos agregados de cada parque, y el otro engloba los aerogeneradores equivalentes con sus correspondientes controles y las barras internas de los parques.

II-A. Red eléctrica con los colectores de los parques

Como la SSCI es un fenómeno electromagnético en el cual intervienen las inductancias y resistencias de las líneas, es necesario considerar los respectivos modelos dinámicos. Para ello, la red se representa mediante las tensiones de barra y las corrientes de línea de cada tramo considerando modelos de tipo π . Además, como la representación adoptada tiene implicancias en el desempeño del método SMA, utilizado para el estudio del fenómeno, se le dará una estructura que facilite su tratamiento posterior. A continuación se describen las ecuaciones diferenciales que modelan una sección de una red genérica como la indicada esquemáticamente en la Fig. 1.

La corriente por el tramo de línea que conecta la barra h con la i se modela, en coordenadas d - q , mediante

$$\dot{i}_{hi} = - \underbrace{\frac{\omega_B}{L_{hi}} \begin{bmatrix} R_{hi} & -L_{hi} \\ L_{hi} & R_{hi} \end{bmatrix}}_{Z_{hi}} \dot{i}_{hi} + \underbrace{\frac{\omega_B}{L_{hi}} \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix}}_{\Lambda_{L_{hi}}} (v_h - v_i), \quad (1)$$

donde $i_{hi} = [i_{hi,d} \ i_{hi,q}]^\top$, $v_h = [v_{h,d} \ v_{h,q}]^\top$, $v_i = [v_{i,d} \ v_{i,q}]^\top$, y R_{hi} y L_{hi} representan la resistencia y la inductancia de la línea, respectivamente. La corriente $i_{ji} = [i_{ji,d} \ i_{ji,q}]^\top$ se modela de manera análoga, resultando

$$\dot{i}_{ji} = Z_{ji} \dot{i}_{ji} + \Lambda_{L_{ji}} (v_j - v_i), \quad (2)$$

Para modelar la corriente de la línea compensada se agrega la tensión en el capacitor serie $v_{C_{ik}}$

$$\dot{i}_{ik} = Z_{ik} \dot{i}_{ik} + \Lambda_{L_{ik}} (v_i - v_k - v_{C_{ik}}). \quad (3)$$

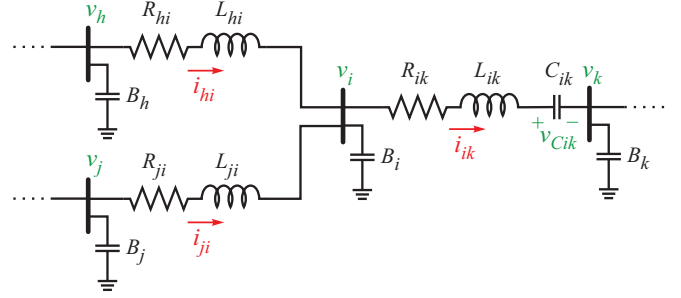


Figura 1. Segmento de red con modelos π de las líneas de transmisión y tramo con compensación capacitiva serie.

La dinámica de la tensión en la barra i resulta

$$\dot{v}_i = \underbrace{\frac{\omega_B}{B_i} \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix}}_{\Lambda_{B_i}} (i_{hi} + i_{ji} - i_{ik}) + \underbrace{\omega_B \begin{bmatrix} 0 & 1 \\ -1 & 0 \end{bmatrix}}_{\Gamma} v_i, \quad (4)$$

donde B_i es la susceptancia equivalente que se obtiene sumando las susceptancias en derivación de las líneas conectadas a la barra i y considerando los reactores de compensación. La tensión en el capacitor de compensación C_{ik} está dada por

$$\dot{v}_{C_{ik}} = \underbrace{\frac{\omega_B}{C_{ik}} \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix}}_{\Lambda_{C_{ik}}} \dot{v}_{C_{ik}} + \underbrace{\omega_B \begin{bmatrix} 0 & 1 \\ -1 & 0 \end{bmatrix}}_{\Gamma} v_{C_{ik}}. \quad (5)$$

El modelo completo de la red se obtiene agregando las ecuaciones diferenciales de la tensión de la barra correspondiente y las de las corrientes de las líneas que se conectan. Para ilustrar la estructura general de la red, se conectan dos parques eólicos a las barras h y j , y una barra infinita a la barra k . El primer parque se incorpora a la barra h agregando las siguientes ecuaciones diferenciales

$$\dot{i}_{p_1h} = Z_{p_1h} \dot{i}_{p_1h} + \Lambda_{L_{p_1h}} (v_{p_1} - v_h), \quad (6)$$

$$\dot{v}_h = \Lambda_{B_h} (i_{p_1h} - i_{hi}) + \Gamma v_h, \quad (7)$$

donde i_{p_1h} es la corriente de colector y v_h la tensión de la barra a la cual se conecta, ambas se agregan como estados del modelo; v_{p_1} es la tensión en la barra interna del parque, que pasa a ser una entrada del modelo. Si alguna barra tiene más de una línea que ingresa o egresa, se incorporan las corrientes en la ecuación dinámica de la tensión de barra y se agrega la o las ecuaciones de estado correspondientes. Análogamente, el segundo parque se incorpora a la barra j mediante

$$\dot{i}_{p_2j} = Z_{p_2j} \dot{i}_{p_2j} + \Lambda_{L_{p_2j}} (v_{p_2} - v_j), \quad (8)$$

$$\dot{v}_j = \Lambda_{B_j} (i_{p_2j} - i_{ji}) + \Gamma v_j. \quad (9)$$

Finalmente, la barra infinita se incorpora al nodo k mediante una impedancia de cortocircuito agregando

$$\dot{i}_{k\infty} = Z_{k\infty} \dot{i}_{k\infty} + \Lambda_{L_{k\infty}} (v_k - v_{\infty}), \quad (10)$$

$$\dot{v}_k = \Lambda_{B_k} (i_{ik} - i_{k\infty}) + \Gamma v_k, \quad (11)$$

El modelo del subsistema red con los colectores de los parques, resulta

$$\begin{bmatrix} \dot{i}_{p_1h} \\ \dot{i}_{p_2j} \\ \dot{i}_{hi} \\ \dot{i}_{ji} \\ \dot{i}_{ik} \\ \dot{i}_{k\infty} \\ \dot{v}_h \\ \dot{v}_j \\ \dot{v}_i \\ \dot{v}_k \\ \dot{v}_{C_{ik}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{p_1h} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -\Lambda_{L_{p_1h}} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_{p_2j} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -\Lambda_{L_{p_2j}} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & Z_{hi} & 0 & 0 & 0 & \Lambda_{L_{hi}} & 0 & -\Lambda_{L_{hi}} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & Z_{ji} & 0 & 0 & 0 & \Lambda_{L_{ji}} & -\Lambda_{L_{ji}} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & Z_{ik} & 0 & 0 & 0 & \Lambda_{L_{ik}} & -\Lambda_{L_{ik}} & -\Lambda_{L_{ik}} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & Z_{k\infty} & 0 & 0 & 0 & \Lambda_{L_{k\infty}} & 0 \\ \Lambda_{B_h} & 0 & -\Lambda_{B_h} & 0 & 0 & 0 & \Gamma & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \Lambda_{B_j} & 0 & -\Lambda_{B_j} & 0 & 0 & 0 & \Gamma & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \Lambda_{B_i} & \Lambda_{B_i} & -\Lambda_{B_i} & 0 & 0 & 0 & \Gamma & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \Lambda_{B_k} & -\Lambda_{B_k} & 0 & 0 & 0 & \Gamma & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \Lambda_{C_{ik}} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \Gamma \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{p_1h} \\ i_{p_2j} \\ i_{hi} \\ i_{ji} \\ i_{ik} \\ i_{k\infty} \\ v_h \\ v_j \\ v_i \\ v_k \\ v_{C_{ik}} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Lambda_{L_{p_1h}} & 0 & 0 \\ 0 & \Lambda_{L_{p_2j}} & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -\Lambda_{L_{k\infty}} \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{p_1} \\ v_{p_2} \\ v_{\infty} \end{bmatrix} \quad (12)$$

La representación general de la red con un número arbitrario de parques y líneas resulta

$$\begin{bmatrix} \dot{i}_p \\ \dot{i}_l \\ \dot{v}_b \\ \dot{v}_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_p & 0 & \Lambda_{pb} & 0 \\ 0 & Z_l & \Lambda_{lb} & \Lambda_{lc} \\ \Lambda_{bp} & \Lambda_{bl} & \Gamma_b & 0 \\ 0 & \Lambda_{cl} & 0 & \Gamma_c \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_p \\ i_l \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Lambda_p & 0 \\ 0 & \Lambda_{\infty} \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_p \\ v_{\infty} \end{bmatrix}, \quad (13)$$

donde i_p incluye las corrientes de colectores de los parques, i_l las corrientes de los tramos de línea, v_b las tensiones de barra de la red, v_c las tensiones los capacitores de compensación, v_p las tensiones en las barras internas de los parques, y v_{∞} la tensión de la barra infinita. Las diferentes submatrices adoptan la forma que puede inferirse de (12).

II-B. Aerogeneradores equivalentes con su barra interna

Los parques eólicos se representan mediante modelos agregados compuestos por turbinas con generadores DFIG y sus respectivos convertidores enfrentados en el circuito rotórico. A continuación se incluye una breve descripción del modelo (los detalles pueden consultarse en [8]) y se profundiza en su interconexión con el modelo de la red (13).

El generador se modela en un marco de coordenadas $d-q$ local, considerando como estados ambas componentes de la corriente de estator y del flujo rotórico. La parte mecánica del aerogenerador se representa con un modelo de dos masas. El control se realiza mediante los convertidores en los que se implementan dos lazos proporcionales-integrales (PI) anidados. Los lazos internos del convertidor del lado del rotor (RSC) controlan las corrientes rotóricas y los externos controlan la potencia activa y reactiva inyectada a la red. En tanto que el convertidor del lado de la red (GSC) controla las corrientes inyectadas mediante el lazo interno y la tensión del bus de continua mediante el externo. Cada parque se conecta a la red a través de sus respectivos transformadores, que se representan mediante una reactancia y, por simplicidad, se incluye dentro de la impedancia de los colectores equivalentes.

En forma general, el modelo dinámico de cada aerogenerador equivalente se representa de la siguiente forma

$$\begin{bmatrix} \dot{i}_{sp_i}^{\diamond} \\ \dot{i}_{gp_i}^{\diamond} \\ \dot{x}_{pi}^{\diamond} \end{bmatrix} = f_{pi} (i_{sp_i}^{\diamond}, i_{gp_i}^{\diamond}, x_{pi}^{\diamond}, v_{pi}^{\diamond}), \quad (14)$$

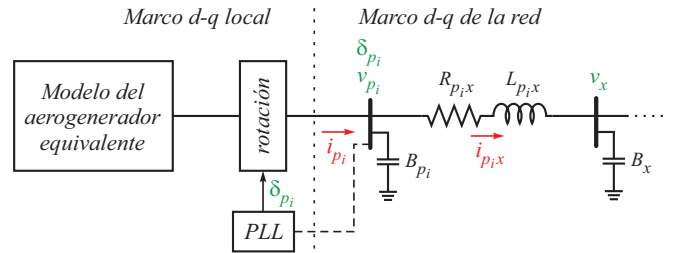


Figura 2. Representación esquemática de la interconexión del modelo del aerogenerador equivalente a la red.

donde los estados $i_{sp_i}^{\diamond}$ e $i_{gp_i}^{\diamond}$ representan ambas componentes de la corriente de estator de la máquina y de salida del GSC, respectivamente, x_{pi}^{\diamond} contiene las demás variables del i -ésimo aerogenerador, y v_{pi}^{\diamond} es la tensión en su barra interna. El supraíndice \diamond indica que las variables eléctricas se encuentran en el marco $d-q$ local que está alineado con la fase de la tensión de la barra del aerogenerador, v_{pi} , representada en el marco de la red. El ángulo de fase de la tensión, δ_{pi} , se obtiene mediante un PLL como se indica esquemáticamente en la Fig. 2 y se utiliza para vincular la corriente y la tensión del parque con la red. Por conveniencia en la notación se denomina i_{pi}^{\diamond} a la corriente de salida del aerogenerador equivalente, es decir que $i_{pi}^{\diamond} = i_{sp_i}^{\diamond} + i_{gp_i}^{\diamond}$, y su homóloga en el marco de la red se obtiene mediante

$$i_{pi} = \Psi(\delta_{pi}) i_{pi}^{\diamond}, \quad (15)$$

con la matriz de rotación

$$\Psi(\delta_{pi}) = \begin{bmatrix} \cos(\delta_{pi}) & -\sin(\delta_{pi}) \\ \sin(\delta_{pi}) & \cos(\delta_{pi}) \end{bmatrix}. \quad (16)$$

Finalmente, la barra interna que define la tensión v_{pi} en el marco de la red se modela mediante

$$\dot{v}_{pi} = \Lambda_{B_{pi}} (i_{pi} - i_{pi,x}) + \Gamma v_{pi}, \quad (17)$$

donde $i_{pi,x}$ es la corriente por el colector del parque que se vincula a la barra x . La tensión v_{pi}^{\diamond} que se necesita en el marco local para el modelo del aerogenerador (14), se obtiene con

$$v_{pi}^{\diamond} = \Psi^{-1}(\delta_{pi}) v_{pi}. \quad (18)$$

III. ESTRATEGIA PARA EL ESTUDIO DE LA SSCI

El modelo dinámico del SEP (13)–(18) puede representarse en forma general como $\dot{x} = f(x, p)$ con $f : \mathbb{R}^N \times \mathbb{R}^P \rightarrow \mathbb{R}^N$, donde $x \in \mathbb{R}^N$ es el vector de estados y $p \in \mathbb{R}^P$ el de parámetros. El fenómeno de SSCI se puede estudiar analizando el comportamiento de los modos sub y supersincrónico correspondientes a la matriz de linealización del sistema en un punto de operación dado ($A \in \mathbb{R}^{N \times N}$). Generalmente, la SSCI se asocia a la pérdida de amortiguamiento y, eventualmente, el cruce hacia el semiplano derecho del modo subsincrónico al variar alguno de los parámetros más relevantes como el nivel de compensación, la velocidad de viento o la potencia instalada del parque, entre otros. Para analizar el comportamiento del modo subsincrónico sin tener que calcular todos los autovalores de la matriz A , puede emplearse el método SMA que permite obtener un sistema reducido $A_R \in \mathbb{R}^{n \times n}$ ($n < N$) que contiene los modos subsincrónico y supersincrónico del sistema original. El método es iterativo y su convergencia depende de una adecuada selección de un subconjunto de variables denominadas relevantes $x_r \in \mathbb{R}^n$. Es claro que cuanto menor sea la dimensión de x_r , menor será la del sistema reducido. Para la SSCI se necesita que A_R contenga los modos sub y supersincrónico, con lo cual se requiere que $n \geq 4$.

Los modos sub y supersincrónico que se buscan reproducir, están fuertemente vinculados a las tensiones del capacitor de compensación serie (v_c), las corrientes de las líneas (i_l), las de los colectores de los parques (i_p) y a las de los estatores de los generadores (i_s). A su vez, las corrientes i_l e i_p junto a las tensiones de las barras de la red (v_b) y de los aerogeneradores (v_p), están asociadas a los restantes modos de la red eléctrica. Los modos de la red o modos eléctricos de alta frecuencia se deben a la presencia de las susceptancias equivalentes en las barras (B_i). Es decir que, las corrientes de las líneas y las de los colectores de los parques están asociadas tanto al conjunto de modos eléctricos de alta frecuencia como a los modos sub y supersincrónico. Además, no influyen sobre los demás autovalores del SEP [8]. Como consecuencia de este vínculo, para lograr la convergencia del SMA es necesario seleccionar como variables relevantes a todas las variables eléctricas que representan la red y a las corrientes de los estatores de los DFIG equivalentes de cada parque, resultando $n \gg 4$.

Una alternativa para reducir la dimensión de x_r consiste en seleccionar un conjunto reducido de 4 variables (usualmente las dos componentes de la tensión del capacitor serie y las de la corriente por la línea compensada) y aplicar una transformación de estados que se obtiene en forma iterativa con el método SMA y va aumentando la influencia de este conjunto de variables sobre los modos de interés [6]. La desventaja de esta solución es que requiere operar con una matriz de transformación de dimensión elevada que se obtiene a partir de calcular autovalores y autovectores de matrices del orden del sistema completo ($N \times N$). Para solucionar este problema, se propuso una metodología que consiste en dos etapas. En la primera se aplica una transformación de estados, derivada también del método SMA, pero que involucra solamente las

variables eléctricas de la red y las corrientes estáticas de los DFIG, resultando una dimensión mucho menor (del orden del de la red), y en la segunda se aplica el SMA en su concepción original [9], [10] para obtener el sistema reducido de mínima dimensión, es decir con $n = 4$ [7], [8]. A continuación se propone una alternativa que se enfoca en la representación del modelo del SEP y permite obtener una estructura adecuada para lograr la convergencia del método SMA en una sola etapa.

III-A. Transformación de las corrientes de la red

Para desvincular los modos sub y supersincrónico de los de alta frecuencia asociados a las susceptancias de las líneas, se propone utilizar como variables de estado las corrientes por las susceptancias i_{B_i} en lugar de las corrientes de los tramos de líneas i_{ik} . De esta manera, cada par de ecuaciones diferenciales correspondiente a las tensiones de barra (v_i) estará acompañada por el par de ecuaciones diferenciales correspondientes a i_{B_i} . La transformación lineal de estados que relaciona las corrientes por las susceptancias de todas las barras i_b con las corrientes de todas las líneas i_l se obtiene analizando cada nodo, ya sea por inspección (en sistemas de baja dimensión) o en forma sistemática a partir de la matriz de incidencia nodal [12], resultando con la siguiente estructura

$$\begin{bmatrix} i_p \\ i_b \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I & 0 \\ T_p & T_l \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_p \\ i_l \end{bmatrix}. \quad (19)$$

En las nuevas coordenadas, el subsistema (13) resulta

$$\begin{bmatrix} \dot{i}_p \\ \dot{i}_b \\ \dot{v}_b \\ \dot{v}_c \end{bmatrix} = T \begin{bmatrix} Z_p & 0 & \Lambda_{pb} & 0 \\ 0 & Z_l & \Lambda_{lb} & \Lambda_{lc} \\ \Lambda_{bp} & \Lambda_{bl} & \Gamma_b & 0 \\ 0 & \Lambda_{cl} & 0 & \Gamma_c \end{bmatrix} T^{-1} \begin{bmatrix} i_p \\ i_b \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} + T \begin{bmatrix} \Lambda_p & 0 \\ 0 & \Lambda_\infty \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_p \\ v_\infty \end{bmatrix}, \quad (20)$$

donde

$$T = \begin{bmatrix} I & 0 & 0 & 0 \\ T_p & T_l & 0 & 0 \\ 0 & 0 & I & 0 \\ 0 & 0 & 0 & I \end{bmatrix}. \quad (21)$$

III-B. Transformación de las corrientes de los parques

Cada parque eólico se vincula con la red como se describió en la Sección II-B. Para obtener la corriente en la susceptancia de la barra interna del parque se procede en forma análoga a lo realizado con la red, es decir, se utiliza el cambio de variables

$$i_{B_{p_i}} = i_{p_i} - i_{p_{ix}}, \quad (22)$$

con lo cual (17) resulta

$$\dot{v}_{p_i} = \Lambda_{B_{p_i}} i_{B_{p_i}} + \Gamma v_{p_i}. \quad (23)$$

Para aplicar el cambio de variables al modelo del aerogenerador, se expresa (22) en las coordenadas locales, es decir

$$\begin{aligned} i_{B_{p_i}}^\diamond &= \Psi^{-1}(\delta_{p_i})(i_{p_i} - i_{p_{ix}}) \\ &= i_{sp_i}^\diamond + i_{gp_i}^\diamond - \Psi^{-1}(\delta_{p_i}) i_{p_{ix}}, \end{aligned} \quad (24)$$

Por conveniencia, se mantiene como variable de estado la corriente de colector del parque $i_{p_{ix}}$ y se reemplaza la corriente estática $i_{B_{p_i}}^\diamond$ en el modelo del aerogenerador (14) por $i_{B_{p_i}}^\diamond$

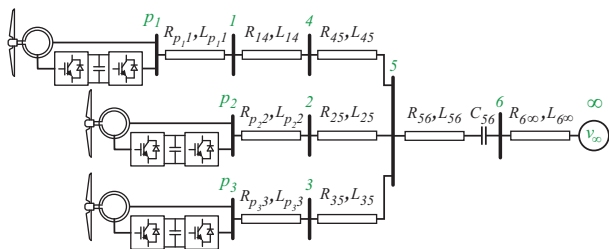


Figura 3. Diagrama unifilar del SEP considerado en el ejemplo.

mediante (24). La ecuación de estados asociada se obtiene derivando (24), es decir

$$\begin{aligned} \dot{i}_{B_{p_i}} &= \dot{i}_{sp_i}^\circ + \dot{i}_{gp_i}^\circ - \dot{\Psi}^{-1}(\delta_{p_i}) i_{p_i x} - \Psi^{-1}(\delta_{p_i}) \dot{i}_{p_i x} \\ &= \dot{i}_{sp_i}^\circ + \dot{i}_{gp_i}^\circ - \dot{\Psi}^{-1}(\delta_{p_i}) \Psi^{-1}(\delta_{p_i}) \dot{i}_{p_i x} - Z_{p_1 h} \dot{i}_{p_i x} \\ &\quad - \Lambda_{L_{p_1 h}} (v_{p_i}^\circ - v_x^\circ), \end{aligned} \quad (25)$$

y el modelo del aerogenerador resulta

$$\begin{bmatrix} \dot{i}_{B_{p_i}}^\circ \\ \dot{i}_{gp_i}^\circ \\ \dot{x}_{p_i} \end{bmatrix} = f_{p_i}^\circ (i_{B_{p_i}}^\circ, i_{gp_i}^\circ, x_{p_i}^\circ, i_{p_i x}^\circ, v_{p_i}^\circ, v_x^\circ), \quad (26)$$

donde $v_{p_i}^\circ$ se obtiene mediante (18), y en forma análoga se obtienen v_x° y $i_{p_i x}^\circ$.

IV. EJEMPLO

Para ilustrar el efecto de la estrategia de modelado sobre la estructura de autovalores y su importancia en el estudio de la SSCI con el método SMA se considera el SEP de la Fig. 3. El sistema es relativamente simple pero contiene todos los elementos necesarios para evaluar la metodología. Está basado en una versión simplificada del corredor Patagónico del SADI (nodos Choele-Choel, Madryn y Santa Cruz Norte) con parámetros obtenidos de la Guía de Referencia de Transener.

La red de transmisión está compuesta por 6 barras, 6 tramos de línea, incluyendo la línea compensada y la impedancia de cortocircuito que la conecta a la barra infinita. El modelo dado por (13) tiene 32 estados: 6 corresponden a las corrientes de colectores i_p de los modelos agregados de los 3 parques, 12 a las corrientes de línea i_l , 12 a las tensiones de barra v_p y 2 a la tensión del capacitor de compensación v_c . Cada aerogenerador equivalente con su respectiva barra interna tiene un total de 23 estados: 2 corresponden a la corriente estatórica i_{sp_i} , 2 a la corriente del GSC i_{gp_i} , 17 a las restantes variables x_{p_i} (incluye el flujo rotórico, las variables mecánicas, de los controles, del PLL, etc.) y 2 a la tensión en la barra interna v_{p_i} . Por lo tanto, el modelo del SEP tiene $N = 101$ estados.

El nivel de compensación se define a partir de las reactancias de la línea compensada y del capacitor de compensación, de la siguiente manera $\mu = (X_{C_{56}}/X_{L_{56}}) \times 100$. Para este ejemplo se utiliza $\mu = 40\%$. El punto de operación se fija con todos los parques funcionando en una condición de viento cercana a la mínima (5.5 m/s) que es la más desfavorable para la SSCI.

IV-A. Efecto de la transformación de corrientes

Para evaluar la estrategia se analiza la incidencia de las variables de estado sobre los modos eléctricos. La incidencia

 Tabla I
MODOS ELÉCTRICOS

i	λ_i	i	λ_i
1, 2	$-15.29 \pm j396.6$	3, 4	$-0.46 \pm j231.6$
5, 6	$-8.64 \pm j313.0$	7, 8	$-15.36 \pm j311.5$
9, 10	$-39.22 \pm j1789$	11, 12	$-31.88 \pm j2403$
13, 14	$-292.47 \pm j4618$	15, 16	$-251.43 \pm j4723$
17, 18	$-77.51 \pm j3863$	19, 20	$-75.38 \pm j4479$
21, 22	$-65.55 \pm j4970$	23, 24	$-289.07 \pm j5221$
25, 26	$-247.59 \pm j5321$	27, 28	$-61.19 \pm j5599$
29, 30	$-748.39 \pm j8610$	31, 32	$-269.10 \pm j9389$
33, 34	$-745.55 \pm j9230$	35, 36	$-267.62 \pm j10015$
37, 38	$-126.19 \pm j15167$	39, 40	$-126.11 \pm j15796$
41, 42	$-34.83 \pm j34001$	43, 44	$-34.83 \pm j34629$

de la variable de estado k -ésima sobre el autovalor λ_i se cuantifica mediante el factor de participación $p_{ki} = w_{ki}v_{ki}$, donde w_{ki} y v_{ki} son las k -ésimas componentes de los autovectores (normalizados) por izquierda y derecha de la matriz de linealización del sistema A asociados a λ_i .

Los 44 modos eléctricos del sistema se muestran en la Tabla I. Se observa una clara separación en frecuencia entre los modos $\lambda_{1,2}-\lambda_{7,8}$ y los de alta frecuencia $\lambda_{9,10}-\lambda_{43,44}$. Sin embargo, esta separación no se refleja en las variables cuando se considera el modelo en corrientes de línea de la forma (13) junto con (14) y (17), como lo demuestran las incidencias presentadas en la Fig. 4. En azul oscuro se indica la participación de todas las tensiones de barra (v_b y v_p) y en azul claro la participación de las corrientes de todas las líneas (i_l) y las de los estatores de los aerogeneradores equivalentes (i_s). En verde oscuro se muestra la participación de la tensión en el capacitor de compensación (v_c) y en verde claro la de los colectores de los parques (i_p). En rosa se indica la participación de las demás variables de los aerogeneradores equivalentes (i_{gp} y x_p). Se puede observar que las tensiones de las barras de la red (azul oscuro) participan sólo en los modos eléctricos de alta frecuencia ($\lambda_{9,10}-\lambda_{43,44}$) y que la tensión en el capacitor de compensación (verde oscuro) participa sólo en los $\lambda_{1,2}$ y $\lambda_{3,4}$, siendo estos últimos los modos supersincrónico y subsincrónico, respectivamente. En cambio, las corrientes de línea (azul claro) participan en todos los modos, y las de los estatores y las de los colectores (verde claro) participan en la mayoría de ellos, evidenciando un acoplamiento entre estos estados.

Si en lugar de utilizar como estados las corrientes por las líneas (i_l) se utilizan las corrientes por las susceptancias equivalentes en las barras (i_b) se obtienen las participaciones indicadas en la Fig. 5. El desacoplamiento entre las variables y los modos es evidente. Los modos de alta frecuencia ($\lambda_{9,10}-\lambda_{43,44}$) están asociados sólo a las tensiones en las barras (azul oscuro) y a las corrientes por las susceptancias i_b (azul claro) en partes iguales. En tanto que las corrientes de colectores (en verde claro) dominan la participación sobre los modos $\lambda_{5,6}-\lambda_{7,8}$. Finalmente, el supersincrónico ($\lambda_{1,2}$) y el subsincrónico ($\lambda_{3,4}$) están asociados a la corriente de colectores y a la tensión en el capacitor de compensación (verde oscuro).

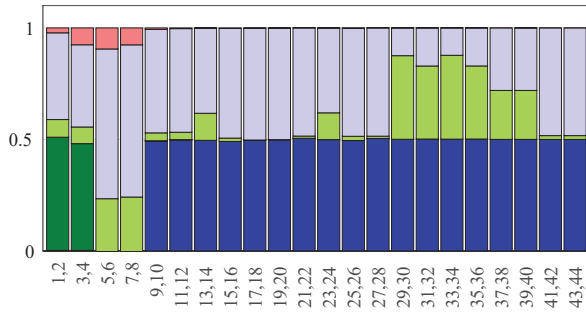


Figura 4. Factores de participación obtenidos utilizando el modelo en corrientes de línea. Azul oscuro: tensiones de barra; azul claro: corrientes de línea y de estatores; verde oscuro: tensión en el capacitor de compensación; verde claro: corrientes de colectores; rosa: restantes variables.

IV-B. Resultados del SMA

La ventaja de realizar la transformación de corrientes se pone en evidencia al aplicar el método de reducción SMA. Con el modelo expresado en corrientes de línea, para lograr la convergencia del método es necesario seleccionar como variables relevantes todas las variables eléctricas (i_p , i_l , v_p , v_b , v_c e i_s) resultando en un sistema reducido de dimensión 44. Como alternativa para obtener un sistema de mínima dimensión (4 estados) seleccionando únicamente las dos componentes de la corriente por la línea compensada y las de la tensión en el capacitor de compensación se pueden utilizar las técnicas propuestas en [6]–[8] que involucran transformaciones que se obtienen en forma iterativa aplicando el método SMA.

La estrategia propuesta en este trabajo permite obtener un sistema reducido de 4 estados reduciendo notablemente el costo computacional ya que la red se transforma por única vez en la etapa de modelado. Seleccionando como variables relevantes la corriente de colector del parque 1 y la tensión en el capacitor de compensación, el método SMA converge en 11 iteraciones con una tolerancia de 10^{-4} , resultando

$$A_R = \begin{bmatrix} -6.5383 & 312.0834 & 11.0711 & 0.7509 \\ -313.0086 & -6.1256 & -0.7235 & 11.0496 \\ -497.3502 & -88.6701 & -23.2262 & 319.3109 \\ 54.9869 & -730.4988 & -312.7816 & 4.3780 \end{bmatrix}.$$

Los autovalores de esta matriz corresponden a los modos super y subsíncrono, resultando $\lambda_{1,2} = -0.46 \pm j231.6$ y $\lambda_{3,4} = -15.29 \pm j396.6$, que coinciden con los indicados en la Tabla I. Resultados similares se obtienen si se seleccionan como variables relevantes la corriente de colector del parque 2 o el 3 junto con la tensión en el capacitor de compensación.

V. CONCLUSIONES

En este trabajo se propuso una alternativa para mejorar las condiciones de convergencia del método SMA para el estudio del fenómeno de SSCI. El enfoque se basa en utilizar como estados las corrientes por las susceptancias equivalentes de las barras en lugar de las corrientes por las líneas de transmisión. Al igual que los métodos alternativos anteriores, provee un sistema reducido de sólo cuatro estados que mantienen su significado físico. Sin embargo, presenta una ventaja respecto

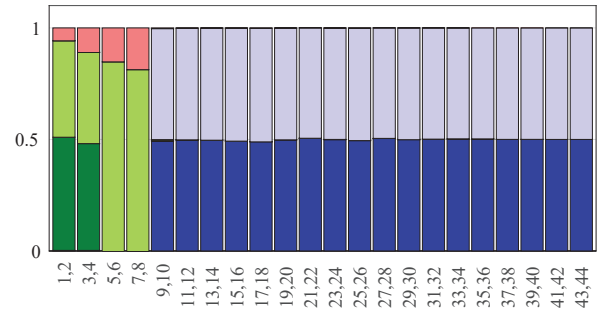


Figura 5. Factores de participación obtenidos luego de aplicar la transformación a corrientes por las susceptancias. Azul oscuro: tensiones de barra; azul claro: corrientes por las susceptancias; verde oscuro: tensión en el capacitor de compensación; verde claro: corrientes de colectores; rosa: restantes variables.

de éstos ya que la transformación se aplica una única vez en la etapa de modelado, redundando en una disminución significativa del costo computacional. La propuesta se evaluó sobre un SEP relativamente simple con 101 estados dinámicos pero su aplicación a sistemas de mayor dimensión no presenta limitaciones adicionales.

AGRADECIMIENTOS

El trabajo fue financiado por la Secretaría General de Ciencia y Tecnología de la UNS (PGI 24/K087).

REFERENCIAS

- [1] L. Gross, “Sub-synchronous grid conditions: New event, new problem, and new solutions,” en *37th Annual Western Protective Relay Conference*, Spokane, Washington, USA, 19–21 Oct. 2010, pp. 1–19.
- [2] IEEE PES Wind SSO Task Force, “Wind energy systems sub-synchronous oscillations: Events and modeling,” IEEE, Tech. Rep. PES-TR80, Jul. 2020.
- [3] J. Shair, X. Xie, W. Liu, X. Li, y H. Li, “Modeling and stability analysis methods for investigating subsynchronous control interaction in large-scale wind power systems,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 135, no. 110420, 2021.
- [4] G. Revel y D. M. Alonso, “Subsynchronous interactions in power networks with multiple DFIG-based wind farms,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 165, pp. 179–190, 2018.
- [5] A. Dhooge, W. Govaerts, Y. A. Kuznetsov, H. Meijer, y B. Sautois, “New features of the software MatCont for bifurcation analysis of dynamical systems,” *Mathematical and Computer Modelling of Dynamical Systems*, vol. 14, no. 2, pp. 147–171, 2008.
- [6] N. Costa, G. Revel, D. M. Alonso, y R. Fernández, “Study of sub-synchronous interactions in DFIG-based wind farms using the selective modal analysis technique,” en *IEEE ARGENCON 2018*, Buenos Aires, Argentina, jun. 2018.
- [7] —, “Adaptación del método de Análisis Selectivo de Modos para estudiar interacciones subsíncronas de control,” en *RPIC 2019*, Bahía Blanca, Argentina, sep. 2019, pp. 465–470.
- [8] —, “Subsynchronous control interaction studies in DFIG-based wind farms using Selective Modal Analysis,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 123, no. 106291, 2020.
- [9] I. Perez-Arriaga, G. Verghese, y F. Scheweppe, “Selective modal analysis with applications to electric power systems, Part I: Heuristic introduction,” *IEEE Trans. Power App. Syst.*, vol. PAS-101, no. 9, pp. 3117–3125, 1982.
- [10] G. Verghese, I. Perez-Arriaga, y F. Scheweppe, “Selective modal analysis with applications to electric power systems, Part II: The dynamic stability problem,” *IEEE Trans. Power App. Syst.*, vol. PAS-101, no. 9, pp. 3126–3134, 1982.
- [11] N. Costa, G. Revel, D. M. Alonso, y R. Fernández, “Técnica para continuar la bifurcación de Hopf asociada a interacciones subsíncronas de control,” en *AADECA 2020*, Buenos Aires, Argentina, oct. 2020.
- [12] J. J. Grainger y W. D. Stevenson, *Power Systems Analysis*. India: McGraw Hill, 1994.