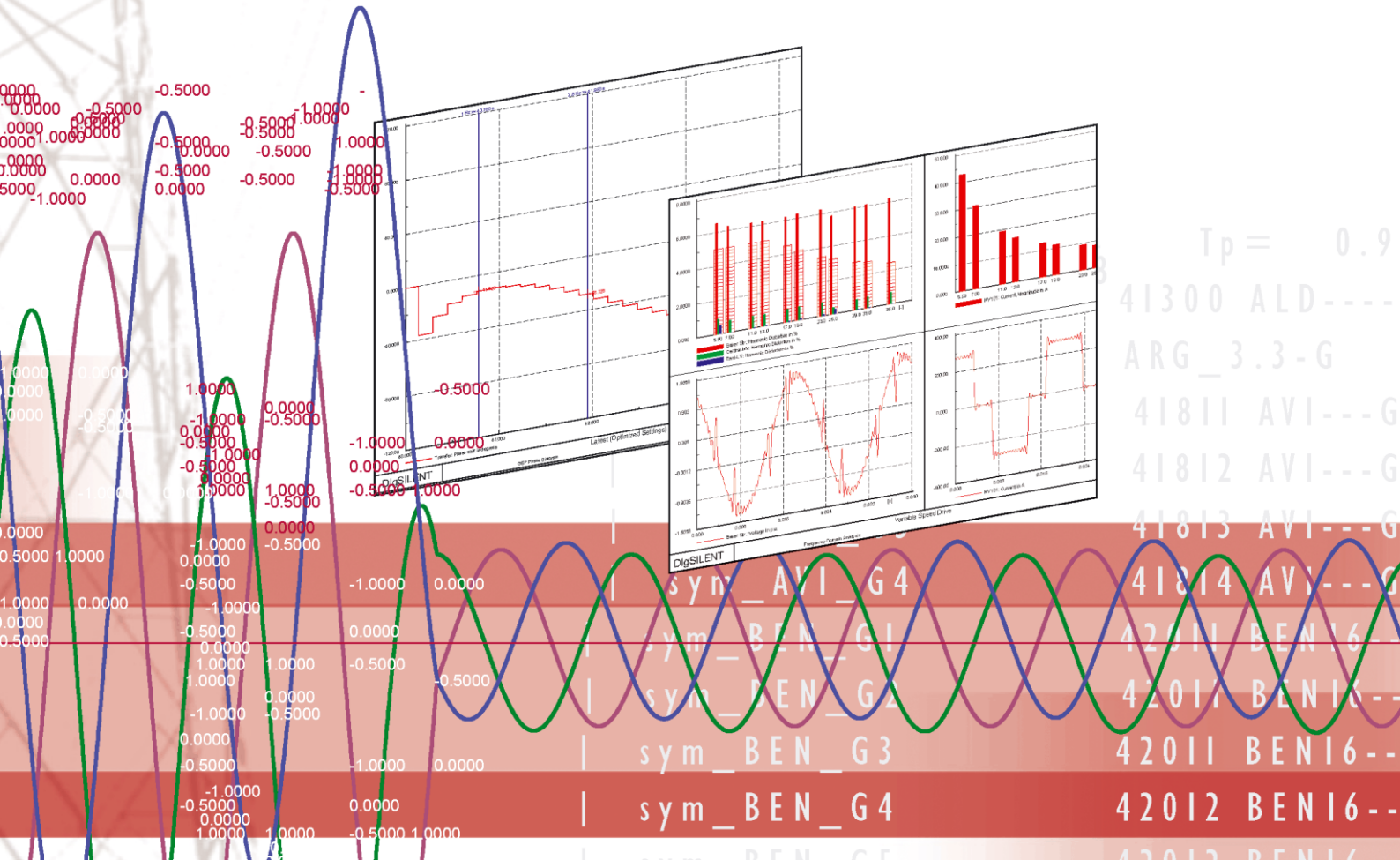
Fecha: 12/03/2019

Versión 1

Implementación de los modelos de simulación propuestos en la Norma Técnica de Supervisión 2016/631 por el Grupo de Trabajo de Supervisión (GTSUP)

Sección 5 de la NT: Red eléctrica equivalente para el estudio del amortiguamiento de oscilaciones de potencia en MGES/MPE



DIgSILENT Ibérica S.L.
Javier Ferrero, 8
28002 – Madrid
Tel.: +34911253379
http://www.digsilentiberica.es
e-mail: info@digsilentiberica.es

Contacto

A. Recas
Tel.: +34911253379
e-mail: a.recas@digsilentiberica.es

REF: INF-NT 2016/631-GTSUP-AMORT
Versión: v001
Fecha: 12.03.2019
PF Build: 2019 SP1 Build 19.0.3 (9043)

© 2019 DIgSILENT Ibérica, S.L. Todos los derechos reservados. Este documento ha sido creado por DIgSILENT Ibérica, S.L. y contiene material registrado, marcas y otra información de nuestra propiedad. No está permitida la reproducción total o parcial ni la copia en ningún formato ni por ningún medio gráfico, electrónico o mecánico, incluyendo el fotocopiado, grabaciones, o información acerca del almacenamiento y sistemas de recuperación sin el permiso previo de DIgSILENT Ibérica, S.L. No está permitido alterar o quitar ninguna marca, registro u otra nota de este documento. Este documento es sólo para uso interno y no debe ser enviado a terceras partes sin el consentimiento de DIgSILENT Ibérica, S.L.

Índice

Versiones **4**

Índice de figuras **5**

Índice de tablas **6**

1 Introducción **7**

2 Descripción del modelo **8**

3 Descripción del escenario inicial **13**

4 Análisis de la evolución de los modos de oscilación **14**

Versiones

Versión del informe	Fecha	Comentarios
INF-NT 2016/631-GTSUP-AMORT-v001	12.03.2019	Implementación de los modelos según la "Norma técnica de supervisión de la conformidad de los módulos de generación de electricidad según el Reglamento UE 2016/631". Borrador. Documento de Trabajo. Versión 6. Febrero de 2019

Índice de figuras

Figura 1: Red eléctrica equivalente para el estudio de amortiguamiento de las oscilaciones de potencia. 8
Figura 2: Resultado de flujo de cargas – escenario base 14
Figura 3: DPL para analizar la evolución de los modos de oscilación en el plano complejo en función de la reactancia de la línea. 15
Figura 4: Evolución de los modos de oscilación en el plano complejo al aumentar la reactancia de la línea de interconexión 16

Índice de tablas

Tabla 1: Tensiones de los nudos del sistema 9
Tabla 2: Parámetros de los MGESs 9
Tabla 3: Modelo IEEE ST4B para MGES_1 10
Tabla 4: Modelo IEEEVC – compensación de carga 10
Tabla 5: Modelo IEEE PSS2A para MGES_1 10
Tabla 6: Modelo IEEE ST1 para control de tensión del MGES_4 11
Tabla 7: Modelo IEEEVC – compensación de carga 11
Tabla 8: Modelo de turbina y control de velocidad IEEE Tipo 1 (IEEEG1) 11
Tabla 9: Parámetros de los dos transformadores 12
Tabla 10: Cargas del sistema 12
Tabla 11: Línea de interconexión 13

1 Introducción

El objetivo de este informe es presentar la implementación en DIgSILENT PowerFactory de los modelos de simulación propuestos en el borrador de Norma Técnica (NT) por el Grupo de Trabajo de Supervisión (GTSUP) para la realización de estudios de modos de oscilación y simulaciones de conformidad.

El documento de referencia que se ha empleado es el siguiente:

> *[1] "Norma técnica de supervisión de la conformidad de los módulos de generación de electricidad según el Reglamento UE 2016/631" Borrador. Documento de Trabajo.* ***Versión 6. Febrero de 2019.***

Este documento de referencia propone varios modelos para verificación de las unidades de generación:

- Sistema de prueba para amortiguamiento de oscilaciones de potencia en Módulos de Generación de Electricidad Síncronos (MGES, sección 5.9.2).
- Sistema de prueba para amortiguamiento de oscilaciones de potencia en Módulos de Parque Eléctrico (MPE, sección 5.10.2).
- Red eléctrica equivalente del Sistema Eléctrico Peninsular y Sistema Europeo Interconectado para simulación (Anexo II)

Esta versión recoge los detalles de la implementación del modelo de red externa descrito en la sección 5.9.2 y 5.10.2 para el estudio de amortiguamiento de oscilaciones en MGESs y MPEs.

La implementación de los modelos se ha realizado con la herramienta de simulación DIgSILENT PowerFactory versión 2019 SP1 (Build 19.0.3).

Para facilitar al usuario el empleo de los modelos y la consecución de los estudios se ha programado una herramienta en lenguaje de programación DIgSILENT (DPL) que permite configurar el estudio de amortiguamiento de oscilaciones de acuerdo con las diferentes opciones propuestas en la NT:

- Valor mínimo de impedancia de línea para empezar el barrido de impedancia (%).
- Valor máximo de impedancia de línea para terminar el barrido de impedancia (%).
- Paso de impedancia para el barrido (%).
- Representación gráfica automática de las constantes de amortiguamiento límite:
  - Línea 1 de amortiguamiento constante (%).
  - Línea 2 de amortiguamiento constante (%).
  - Línea 3 de amortiguamiento constante (%).

2 Descripción del modelo

La figura siguiente muestra el esquema unifilar del modelo de red eléctrica equivalente para la realización de los estudios de amortiguamiento de las oscilaciones de potencia propuesta en la NTS [1].

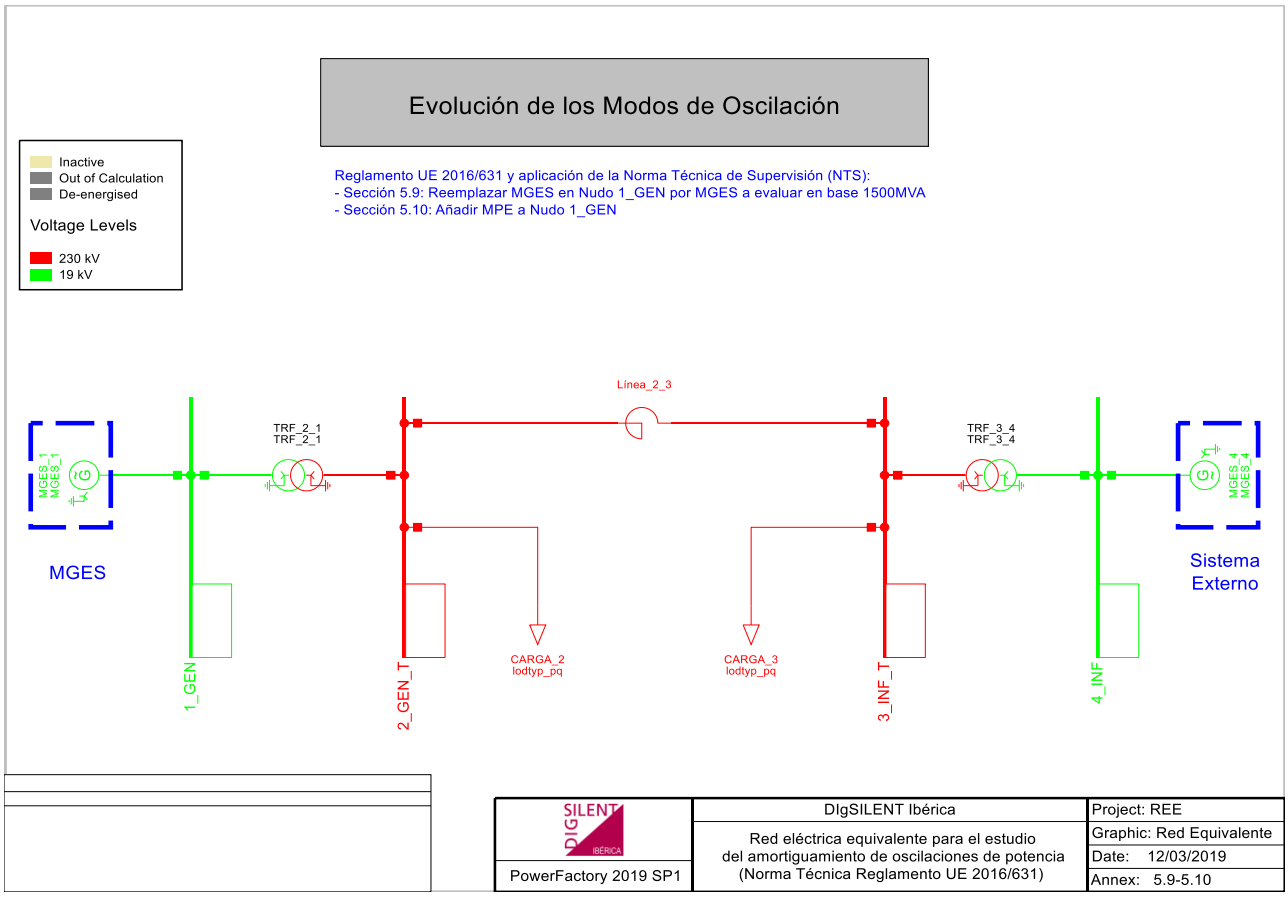


Figura 1: Red eléctrica equivalente para el estudio de amortiguamiento de las oscilaciones de potencia.

La Figura 1 representa el esquema unifilar del modelo de red eléctrica equivalente en DIgSILENT PowerFactory 2019 tal y como se describe en la NTS [1]. La red está preparada para dos casos de estudio:

- Sistema de prueba para amortiguamiento de oscilaciones de potencia en Módulos de Generación de Electricidad Síncronos (MGES, sección 5.9.2): en este caso, es necesario desconectar el MGES_1 del Nudo 1_GEN y reemplazarlo por el **MGES a evaluar**, escalado a 1500MVA de potencia nominal.
- Sistema de prueba para amortiguamiento de oscilaciones de potencia en Módulos de Parque Eléctrico (MPE, sección 5.10.2): en este caso, es necesario conectar el **MPE a evaluar** en el Nudo 1_GEN y realizar un análisis comparativo, representando en un diagrama complejo los modos de oscilación sin/con MPE.

Los modelos y parámetros empleados en esta primera versión del modelo en DIgSILENT PowerFactory 2019 se presentan a continuación en las Tablas siguientes.

- Tensiones nominales:

Tabla 1: Tensiones de los nudos del sistema

Parámetro	Unidad	1_GEN	2_GEN_T	3_INF_T	4_INF
Tipo de sistema		AC	AC	AC	AC
Tecnología de fases		ABC	ABC	ABC	ABC
Tensión nominal entre fases	kV	19	230	230	19
Tensión nominal fase-neutro	kV	10.97	132.79	132.79	10.97

- Datos de los dos módulos de generación de electricidad síncronos:

Tabla 2: Parámetros de los MGESs

Parámetro	Unidad	MGES_1	MGES_4
Potencia aparente	MVA	1500	5000
Tensión nominal	kV	19	19
Factor de potencia		1	1
Conexión		YN	YN
H[Sgn]	s	6.3	6.175
Amortiguamiento	p.u.	0	0
Frecuencia nominal	Hz	50	50
Tipo		Rotor liso	Rotor liso
Td0'	s	6.47	8
Tq0'	s	0.61	0.4
Td0''	s	0.022	0.03
Tq0''	s	0.034	0.05
xd	p.u.	2.135	1.8
xq	p.u.	2.046	1.7
xd'	p.u.	0.34	0.3
xq'	p.u.	0.573	0.55
xd''	p.u.	0.269	0.25
xq''	p.u.	0.269	0.25
rstr	p.u.	0	0
xl	p.u.	0.234	0.2
SG10	p.u.	0.1275	0.0392
SG12	p.u.	0.2706	0.2227

- Control de tensión, compensación de carga y estabilizador de potencia para el MGES_1:

Tabla 3: Modelo IEEE ST4B para MGES_1

Parámetro	Valor	Unidad
Tr	0.02	[s]
Kpr	3.15	[p.u.]
Kir	3.15	[p.u./s]
Ta	0.02	[s]
Kpm	1	[p.u.]
Kim	0	[p.u./s]
Kg	0	[p.u.]
Kp	6.5	[p.u.]
thetaP	0	[deg]
Ki	0	[p.u.]
Xl	0	[p.u.]
Kc	-0.08	[p.u.]
Vr_min	-0.87	[p.u.]
Vm_min	-0.87	[p.u.]
Vr_max	1	[p.u.]
Vm_max	1	[p.u.]
Vb_max	8	[p.u.]

Tabla 4: Modelo IEEEVC – compensación de carga

Parámetro	Valor	Unidad
Rc	0	[p.u.]
Xc	0	[p.u.]

Tabla 5: Modelo IEEE PSS2A para MGES_1

Parámetro	Valor	Unidad
Ks1	17.069	[p.u.]
Ks3	1	[p.u.]
Ks2	0.158	[p.u.]
T7	2	[s]
T6	0	[s]
Tw1	2	[s]
Tw2	2	[s]
Tw3	2	[s]
Tw4	0	[s]
T8	0	[s]
T9	0.1	[s]

Parámetro	Valor	Unidad
N	1	[-]
M	5	[-]
T1	0.28	[s]
T2	0.04	[s]
T3	0.28	[s]
T4	0.12	[s]
Vst_min	-0.1	[p.u.]
Vst_max	0.1	[p.u.]
IC1	1	[1-6]
IC2	3	[1-6]
IPB	1	[selector base MVA/MW]

- Control de tensión, compensador de carga, regulador de frecuencia y turbina para el MGES_4:

Tabla 6: Modelo IEEE ST1 para control de tensión del MGES_4

Parámetro	Valor	Unidad
Tr	0.01	[s]
Tb	10	[s]
Tc	1	[s]
Ka	200	[pu]
Ta	0	[s]
Kc	0	[pu]
Vimin	-999	[pu]
Vrmin	-999	[pu]
Vimax	999	[pu]
Vrmax	999	[pu]

Tabla 7: Modelo IEEEVC – compensación de carga

Parámetro	Valor	Unidad
Rc	0	[p.u.]
Xc	0	[p.u.]

Tabla 8: Modelo de turbina y control de velocidad IEEE Tipo 1 (IEEEG1)

Parámetro	Valor	Unidad
K	20	[p.u.]
T1	0	[s]
T2	0	[s]
T3	0.1	[s]

Parámetro	Valor	Unidad
K1	0.3	[p.u.]
K2	0	[p.u.]
T5	7	[s]
K3	0.3	[p.u.]
K4	0	[p.u.]
T6	0.6	[s]
K5	0.4	[p.u.]
K6	0	[p.u.]
T4	0.3	[s]
T7	0	[s]
K7	0	[p.u.]
K8	0	[p.u.]
PNhp	5000	[MW]
PNlp	0	[MW]
Uc	-0.5	[p.u./s]
Pmin	0	[p.u.]
Uo	0.5	[p.u./s]
Pmax	1	[p.u.]

- Datos de los transformadores:

Tabla 9: Parámetros de los dos transformadores

Parámetro	Unidad	TRF_2_1	TRF_3_4
Potencia aparente	MVA	1500	5000
Frecuencia nominal	Hz	50	50
Tensión nominal AT	kV	230	230
Tensión nominal BT	kV	19	19
Tensión de cortocircuito	%	15	15
Pérdidas en el cobre	kW	0	0

- Cargas:

Tabla 10: Cargas del sistema

Name		Carga_2	Carga_3
Nudo	Nudo	2_GEN_T	3_INF_T
Potencia activa	MW	1250	4000
Potencia reactiva	Mvar	0	0

- Línea de interconexión:

Tabla 11: Línea de interconexión

Parámetro	Unidad	Línea_2_3
Nudo i	Busbar	2_GEN_T
Nudo j	Busbar	3_INF_T
Tensión nominal	kV	230
Potencia aparente	MVA	100
Corriente nominal	kA	0.251
Fases	#	3
$X_{inicial}$	%	50%
$R_{inicial}$	%	0%
X_{min}	%	10%
X_{max}	%	90%
X_{step}	%	1-5%

NOTA: Los valores Xmin, Xmax y Xstep son de aplicación para el estudio de barrido de inductancia de la línea.

3 Descripción del escenario inicial

El escenario se plantea como se detalla a continuación:

- La línea transporta 100MW del nudo 1 al nudo 4, ya que el generador conectado al Nudo 1_GEN exporta 1350MW hacia la línea y la carga conectada al Nudo 2_GEN_T consume 1250MW.
- El generador MGES_4 es el generador de referencia. La carga conectada al Nudo 3_INF_T consume 4000MW y el MGES_4 genera la potencia necesaria para el balance.
- Las cargas no consumen potencia reactiva.
- Ambos generadores controlan la magnitud de la tensión a 1 p.u. en terminales.
- El ángulo de la tensión es cero en el Nudo de referencia 4_INF.
- Los transformadores no tienen regulación en carga.
- La impedancia de la línea es de 50%.

La figura siguiente muestra el estado inicial de la red eléctrica equivalente una vez ejecutado el flujo de cargas como se ha descrito y como se propone en la NTS [1].

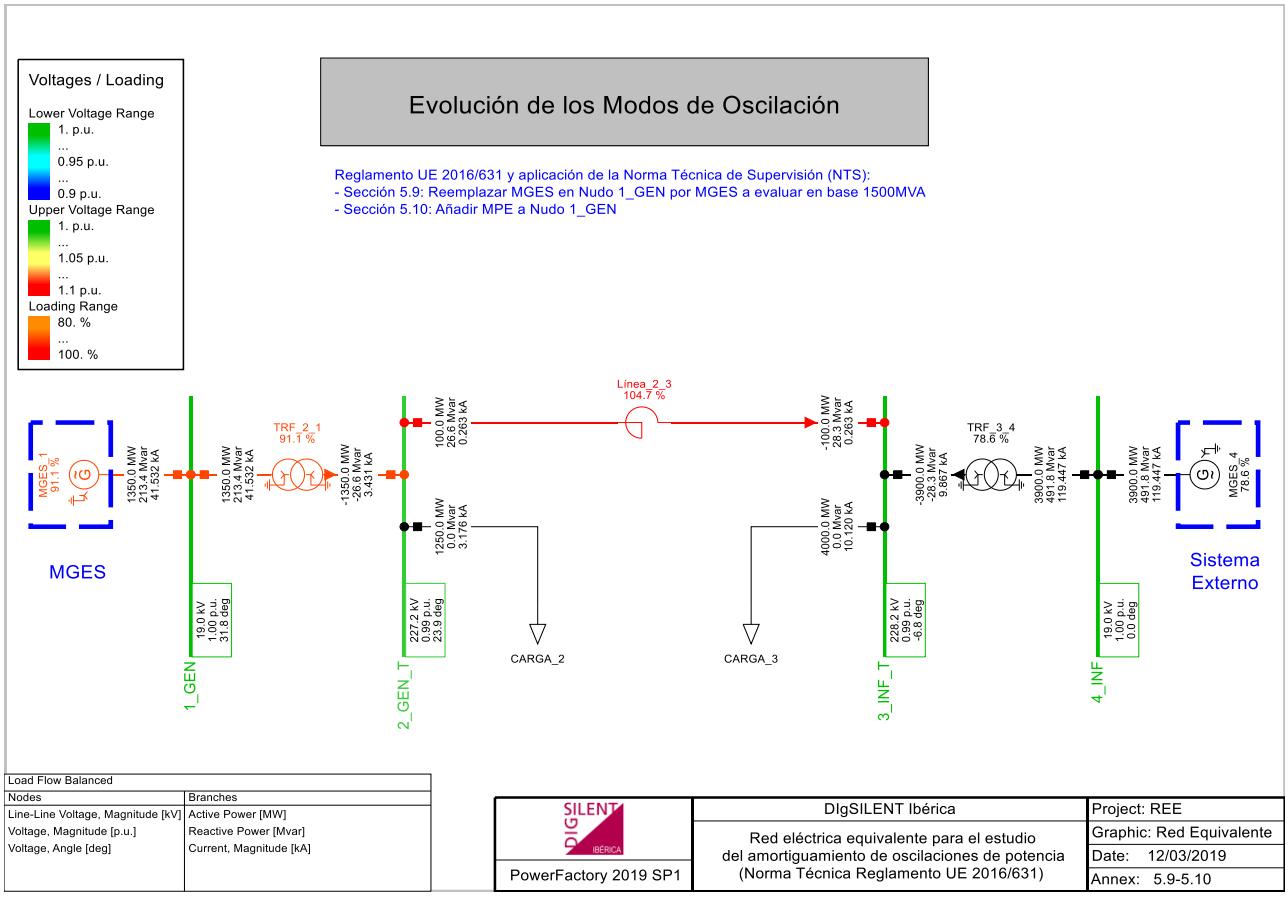


Figura 2: Resultado de flujo de cargas – escenario base

4 Análisis de la evolución de los modos de oscilación

De acuerdo con la propuesta planteada en la Norma Técnica de Supervisión [1], para realizar el análisis de la evolución de los modos de oscilación del sistema, se modificará el valor de la reactancia de línea entre 0,01 y 0,9 p.u., con un paso suficientemente pequeño como para observar dicha evolución. Se representarán los modos en el plano complejo junto con las líneas de amortiguamiento constante para supervisar que los modos no rebasen estos valores límite hacia valores más pequeños.

Se ha programado una DPL accesible desde un botón situado en la parte superior del diagrama unifilar, tal y como se representa en la Figura 2. Mediante clic en este botón, podemos definir los parámetros mínimos necesarios para configurar el análisis, tal y como se muestra en la Figura 3.

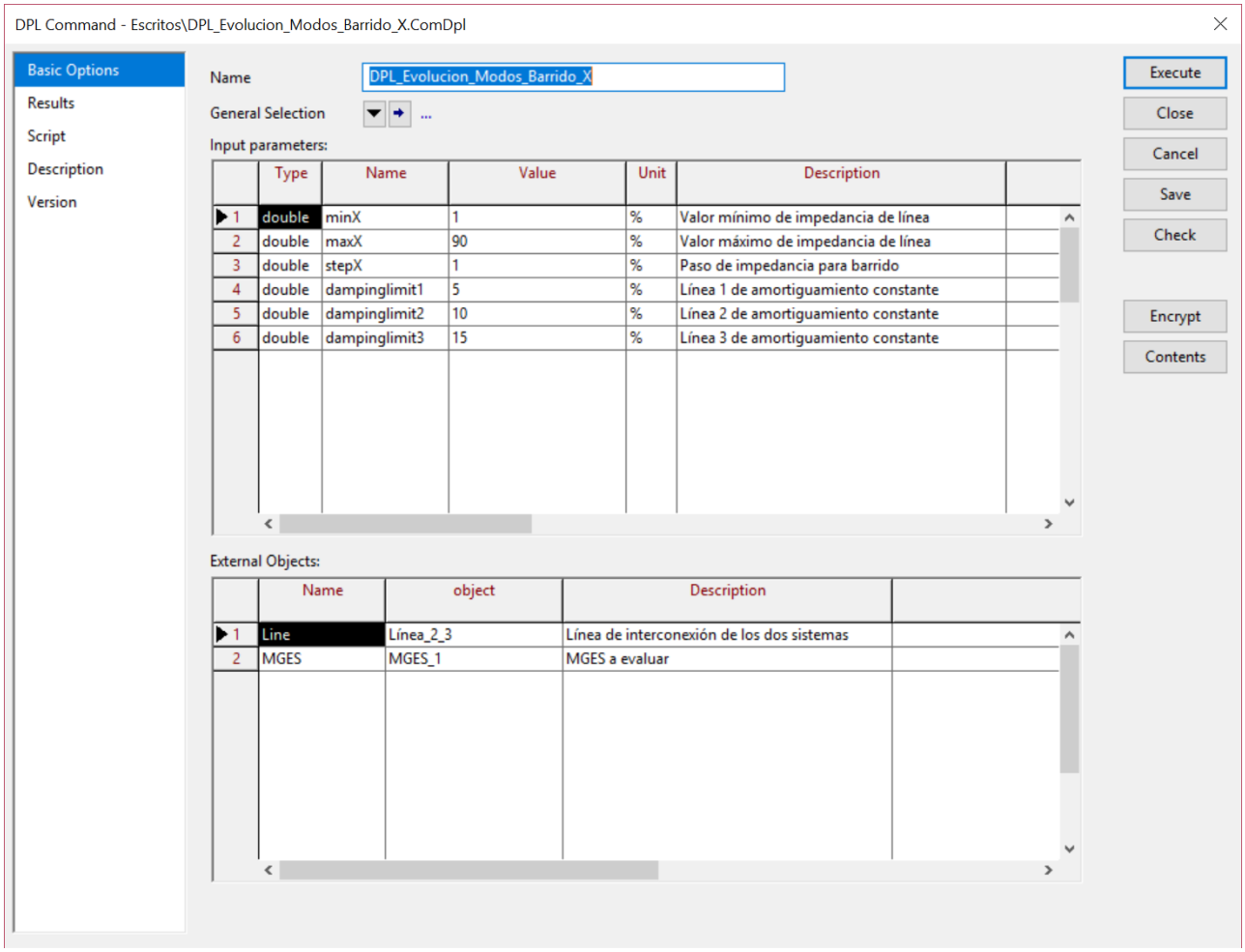


Figura 3: DPL para analizar la evolución de los modos de oscilación en el plano complejo en función de la reactancia de la línea.

Los parámetros de entrada para ejecutar la DPL son:

- Valor mínimo de impedancia de línea para empezar el barrido de impedancia (por defecto 1%).
- Valor máximo de impedancia de línea para terminar el barrido de impedancia (por defecto 90%).
- Paso de impedancia para el barrido (por defecto 1%).
- Representación gráfica automática de las constantes de amortiguamiento límite seleccionadas por el usuario:
    - Línea 1 de amortiguamiento constante (por defecto 5%).
    - Línea 2 de amortiguamiento constante (por defecto 10%).
    - Línea 3 de amortiguamiento constante (por defecto 15%).

- Es necesario asociar a la DPL dos objetos externos:
    - Línea de interconexión entre los dos generadores.
    - Módulo de generación MGES_1 a evaluar.

Al ejecutar la DPL, se calcularán todos los modos del sistema para cada valor de reactancia de línea. Los resultados de la DPL se presentan en la figura siguiente con el siguiente código de color:

- En verde, los modos calculados inicialmente, siendo la reactancia de la línea del 1%.
- En rojo, los modos calculados para los valores de reactancia de línea > 1% y < 90%.
- En azul, los modos calculados en la última iteración, siendo la reactancia de la línea del 90%.

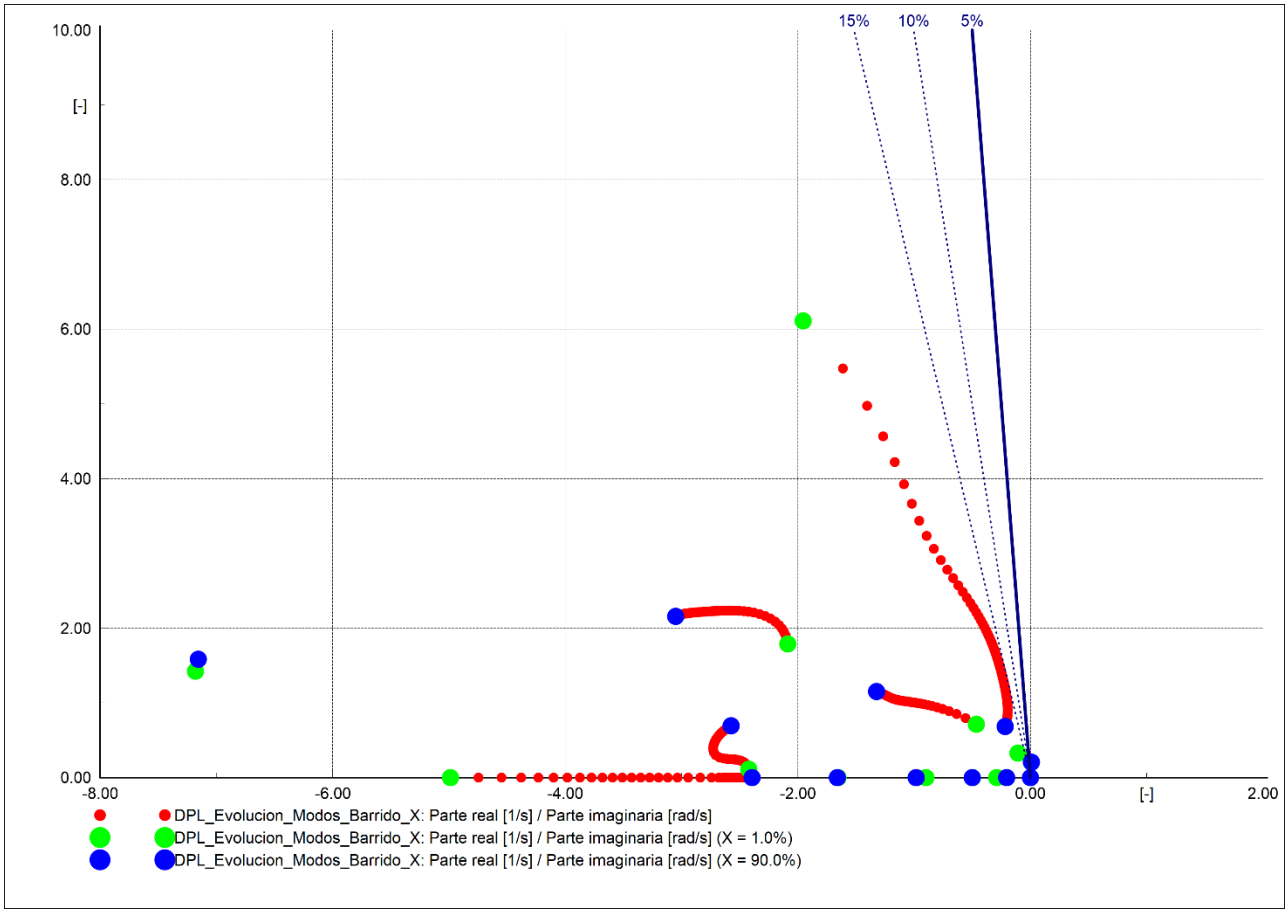


Figura 4: Evolución de los modos de oscilación en el plano complejo al aumentar la reactancia de la línea de interconexión