

Universidad Técnica Federico Santa María

Departamento de Ingeniería Eléctrica

Valparaíso - Chile



**“DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UNA RED DE DISTRIBUCIÓN ACTIVA
EN UN SIMULADOR EN TIEMPO REAL OPAL-RT 4510”.**

DIEGO GABRIEL FRIBLA TRASLAVIÑA

**MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA**

Profesor Guía

Alejandro Angulo Cárdenas

15 de junio de 2026



CONSTANCIA DE VALIDACIÓN Y CONFIDENCIALIDAD DE MONOGRAFÍA A REPOSITORIO ACADÉMICO

1.- IDENTIFICACIÓN DEL TRABAJO ACADÉMICO

Tipo de monografía (marcar una opción): ☒ Memoria o trabajo de título ☐ Tesis de Postgrado

Título del trabajo: Diseño e implementación de una red de distribución activa en un simulador en tiempo real OPAL-RT 4510.

Nombre del candidato(a): Diego Gabriel Fribla Traslaviña.

Carrera / Grado: Ingeniería Civil Eléctrica.

Campus: Casa Central. **Departamento:** Ingeniería Eléctrica.

2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS

Yo, Alejandro Angulo Cárdenas, en mi calidad de profesor(a) guía/director(a)
del trabajo académico mencionado anteriormente **DEJO CONSTANCIA** que:

- He revisado esta versión del documento y corresponde a la versión final aprobada del trabajo.
- El trabajo cumple con los requisitos académicos y de formato establecidos por la institución.

3.- EVALUACIÓN DE CONFIDENCIALIDAD POR PROPIEDAD INDUSTRIAL (marcar una opción)

☒ El trabajo **NO contiene** información que amerite confidencialidad y puede ser publicado de inmediato en repositorio con acceso abierto.

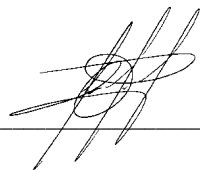
☐ El trabajo **CONTIENE** información con potenciales implicancias de propiedad industrial o intelectual y requiere un periodo de confidencialidad (**embargo**) por (**marcar una opción**):

☐ 6 meses ☐ 12 meses ☐ 2 años ☐ 3 años ☐ 5 años ☐ 10 años

Fundamentación de la necesidad de confidencialidad (obligatorio si se solicita embargo):

4.- FIRMAS

Profesor(a) guía o director(a) de memoria o tesis:

Fecha: 05/08/2026 Firma: 

Estudiante o Candidato(a):

Fecha: 05/08/2026 Firma: 

Este formulario debe ser insertado como página 2 de la memoria o tesis, completado y firmado por estudiante y profesor(a) antes de la entrega en portal PRISMA de Biblioteca USM.

Universidad Técnica Federico Santa María

Departamento de Ingeniería Eléctrica

Valparaíso - Chile



**“DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UNA RED DE DISTRIBUCIÓN ACTIVA
EN UN SIMULADOR EN TIEMPO REAL OPAL-RT 4510”.**

DIEGO GABRIEL FRIBLA TRASLAVIÑA

2026

Material de referencia, su uso no involucra responsabilidad del autor o de la Institución.

Dedico este trabajo de titulación a la memoria de mi primo Juan y de mi tío Jorge, quienes partieron durante el transcurso de este camino. Su recuerdo permanece como una luz constante en mi vida y en este logro.

Agradecimientos

En primer lugar, expreso mi más profunda gratitud a mi madre, Hilda, por su amor incondicional, su paciencia y su constante apoyo moral. Su fe inquebrantable en mis capacidades, especialmente en los escenarios de mayor complejidad, constituyó el pilar fundamental para la culminación de este objetivo.

Asimismo, extendo un sincero agradecimiento a mis amigos y compañeros de estudio, quienes me brindaron su valiosa compañía tanto en los momentos de alta exigencia académica y estrés como en las jornadas de alegría, compartiendo los desafíos de este extenso y desafiante camino universitario.

Agradezco especialmente a la Agencia Nacional de Investigación y Desarrollo (ANID) por el apoyo brindado a través de los proyectos ANID AC3E CIA 250006 y ANILLO ACT250059, los cuales proporcionaron recursos, capacidades técnicas y un entorno de investigación que contribuyeron al desarrollo y validación de esta memoria de título.

Finalmente, manifiesto mi gratitud a toda la comunidad académica de la Universidad Técnica Federico Santa María. En particular, agradezco a los profesores del Departamento de Ingeniería Eléctrica por su rigurosa labor en la formación de profesionales de excelencia.

Con especial consideración y estima, agradezco a mi profesor guía, el Dr. Alejandro Angulo, cuya orientación estratégica, motivación y comprensión fueron indispensables para la correcta estructuración de este trabajo; su calidad humana y su desempeño como investigador constituyen un ejemplo sobresaliente para mi futuro ejercicio profesional.

A todos ellos, muchas gracias.

Índice general

Nomenclatura	1
Resumen	4
Abstract	5
1. Preámbulo	6
1.1. Definición del problema	7
1.2. Objetivos del trabajo	8
1.2.1. Objetivo general	8
2. Fundamentos teóricos	10
2.1. Simulación en tiempo real	10
2.1.1. Categoría de aplicaciones	12
2.1.2. Importancia del testeo y validación	13
2.2. State-Space Nodal (SSN)	15
2.2.1. ARTEMiS	16
2.3. Series de tiempo	19
2.3.1. Introducción al modelo ARMA	19
2.3.2. Construcción de un modelo ARMA	20
2.3.3. Representación en variables de estado del modelo ARMA	22
3. Modelamiento	24
3.1. Recopilación de datos	24
3.1.1. Fuentes de datos	24
3.1.2. Preprocesamiento de datos	25
3.2. Plataforma para la lectura de parámetros en los modelos de demanda y generación	26
3.3. Modelo de regresión lineal con error autorregresivo en la escala de minuto	27
3.4. Esquema de trabajo	28
3.5. Modelos estocásticos en la escala intra-minuto	29
3.5.1. Demanda	30
3.5.2. Generación solar	34
3.5.3. Generación eólica	38
3.5.4. Modelamiento de la dirección del viento	41

3.6. Modelos físicos	44
3.6.1. SOGI-PLL	44
3.6.2. Interacción con la red eléctrica	45
3.7. Modelos para redes de prueba	47
3.7.1. Desacoplamiento de la red	47
3.8. Sistema de adquisición de datos	49
4. Experimentos computacionales	52
4.1. Ajuste de modelo autoregresivo	52
4.1.1. Aproximación lineal base y extracción del error	52
4.1.2. Criterio de selección del orden estocástico	52
4.1.3. Estimación de parámetros y reporte de ajuste	54
4.1.4. Análisis de los residuos y validación de supuestos	54
4.1.5. Evaluación inferencial de autocorrelación	56
4.2. Modelos estocásticos en la escala intra-minuto	58
4.2.1. Modelo demanda	58
4.2.2. Modelo de generación solar	60
4.2.3. Modelo de generación eólica	62
4.3. Modelos físicos	64
4.4. Casos de prueba en modelos IEEE	68
4.4.1. Comparación de métricas de rendimiento en hardware	68
4.4.2. Registro de pequeña señal	70
5. Conclusiones y trabajo futuro	73
5.1. Conclusiones	73
5.2. Limitaciones del estudio	75
5.3. Trabajo futuro	76
A. Anexo	79
A.1. MATLAB	79
A.1.1. Código para generar los archivos de lectura en SIMULINK de acuerdo a la selección de parámetros del modelo de demanda o generación	79
A.1.2. Código para generar la función lineal en SIMULINK	81
A.1.3. Código para calcular los déficit de la velocidad del viento producto de la estela en cada turbina	82
A.1.4. Código para el calculo de potencia en una planta eólica	83

A.2. Simulink	84
A.2.1. Modelo de demanda	84
A.2.2. Modelo de generación solar	84
A.2.3. Modelo de generación eólica	86
A.2.4. Interacción con la red eléctrico y el modelo de demanda	87
A.2.5. Interacción con la red eléctrica y el modelo de generación	88
A.3. Diagrama de modelos IEEE	90
A.3.1. IEEE13	90
A.3.2. IEEE34	91
A.3.3. IEEE123	91
A.3.4. Parámetros seleccionados en demanda y generación	92

Índice de figuras

2.1. Técnicas de la simulación en tiempo real [1].	11
2.2. Paso de tiempo de la simulación por aplicación [1].	12
2.3. Clasificación de entornos de simulación en tiempo real [2].	12
2.4. Flujo de trabajo del diseño basado en modelos [2].	13
2.5. Interacción y flujos de señales en un entorno en tiempo real [1].	14
2.6. Red eléctrica desacoplada en dos subsistemas independientes mediante SSN. . .	17
2.7. Diagrama de bloques estructural para la implementación de un proceso ARMA en Simulink.	22
3.1. Diagrama de flujo, funciones internas en Python y mecanismo de generación de archivos de inicialización para el acoplamiento paramétrico con Simulink.	27
3.2. Esquema de trabajo para la generación de los parámetros de entrada del simulador en tiempo real	29
3.3. Filtrado de datos de alta resolución para obtener variabilidad de la demanda [3] .	32
3.4. Comparación de diferentes tamaños de ventana de promedio móvil en la respuesta de frecuencia del filtro [3]	32
3.5. Resultados empíricos de variabilidad subhoraria frente a la demanda máxima del sistema [3]	33
3.6. Esquema estructural del modelo de demanda para generar series de tiempo de potencia activa y reactiva con resolución de 1 s.	33
3.7. Diagrama de bloques que resume el modelado y la generación de datos solares sintéticos con una resolución de 1 segundo [4]	35
3.8. Ventana de Hamming y ondas de Morlet [4]	36
3.9. Esquema de bloques del modelo fotovoltaico para la generación de series de tiempo de potencia activa a paso fijo en la plataforma de tiempo real.	38
3.10. Modelo espectral de la velocidad del viento de Van der Hoven [5].	40
3.11. Diagrama estructural del método de filtros armónicos para la síntesis de viento [5].	41
3.12. Esquema del modelo de generación eólica (potencia activa) para generar series de tiempo con resolución de 1 s	43
3.13. Diagrama de bloques estructural del lazo de seguimiento de fase SOGI-PLL [6]. .	45
3.14. SOGI-PLL para una conexión monofásica	45
3.15. PLL para una conexión trifásica	45
3.16. Interacción de los modelos de demanda y generación con la red eléctrica mediante conexión monofásica	46
3.17. Interacción de los modelos de demanda y generación con la red eléctrica mediante conexión trifásica	46

3.18. Métodos de desacoplamiento de la red en la librería de ARTEMiS.	48
3.19. Interfaz de configuración y parámetros de asignación del bloque <i>OpWriteFile</i> en RT-LAB.	49
3.20. Bloques funcionales <i>OpInput</i> y <i>OpOutput</i> para comunicación de datos en red . .	50
4.1. Verificación de consistencia y validación del perfil horario estimado entre AMPL y la ecuación explícita parametrizada en Simulink para caso ejemplo SPP-CSWS.	52
4.2. Distribución empírica de las innovaciones del modelo óptimo frente a la densidad de Gauss para caso ejemplo SPP-CSWS.	55
4.3. Gráfico de probabilidad Cuantil-Cuantil (Q-Q Plot) para la validación del supuesto gaussiano para caso ejemplo SPP-CSWS.	55
4.4. Secuencia temporal de los residuos del proceso y bandas de confinamiento asociadas a estabilidad estadística.	55
4.5. Correlograma de la Función de Autocorrelación (ACF) del modelo óptimo <i>ARMA</i> (3, 1) para el caso de estudio SPP-CSWS.	56
4.6. Perfil de potencia activa para el caso SPP - CSWS (Ventana semanal con resoluciones de 5 min y 1 s).	58
4.7. Zoom de potencia activa para el caso SPP - CSWS (Ventana de 1 h con resoluciones de 5 min y 1 s).	58
4.8. Perfil de factor de potencia para el caso TRANSPower - NZ TOTAL (Ventana semanal con resoluciones de 5 min y 1 s).	58
4.9. Zoom de factor de potencia para el caso TRANSPower - NZ TOTAL (Ventana de 1 h con resoluciones de 5 min y 1 s).	59
4.10. Función de autocorrelación (FAC) de la potencia activa para el caso SPP - CSWS, considerando una ventana de observación semanal.	59
4.11. Perfil de potencia activa generada por el sistema fotovoltaico para el caso SPP - Chaves Solar (Ventana semanal).	60
4.12. Zoom del perfil de generación fotovoltaica para el caso SPP - Chaves Solar (Ventana diaria entre las 14:00 y 15:00 h).	61
4.13. Evolución del tipo de nubosidad (Cloud Type) para el caso SPP - Chaves Solar (Ventana de observación semanal).	61
4.14. Función de autocorrelación (FAC) de la generación fotovoltaica para el caso SPP - Chaves Solar, considerando una ventana de observación semanal.	62
4.15. Perfil de velocidad del viento para el caso SPP - Ainsworth (Ventana de observación semanal).	62
4.16. Evolución de la dirección del viento para el caso SPP - Ainsworth (Ventana de observación semanal).	63
4.17. Perfil de potencia activa generada por el sistema eólico para el caso SPP - Ainsworth (Ventana de observación semanal).	63
4.18. Función de autocorrelación (FAC) de la generación eólica para el caso SPP - Ainsworth, considerando una ventana de observación semanal.	64

4.19. Circuitos eléctricos equivalentes configurados para los ensayos de validación transitoria con bloques de carga dinámica clásicos y solucionadores node-splitting SSN.	65
4.20. Comparación de perfiles de tensión instantánea en la fase A obtenidos con el bloque convencional de Simulink y el resolutor SSN	66
4.21. Comparación de perfiles de corriente instantánea en la fase A obtenidos con el bloque convencional de Simulink y el resolutor SSN	66
4.22. Comparación del comportamiento de la potencia activa instantánea inyectada bajo ambos resolutores	66
4.23. Comparación del comportamiento de la potencia reactiva instantánea inyectada bajo ambos resolutores	67
4.24. Perfil instantáneo de la tensión en la barra 652 (fase a) para el escenario activo del caso IEEE 13 barras.	70
4.25. Perfil instantáneo de la tensión en la barra 838 (fase b) para el escenario activo del caso IEEE 34 barras.	71
4.26. Perfil instantáneo de la tensión en la barra 94 (fase a) para el escenario activo del caso IEEE 123 barras.	71
A.1. Diagrama de modelo demanda en SIMULINK	84
A.2. Diagrama de modelo generación solar en SIMULINK	84
A.3. Diagrama de modelo generación solar en SIMULINK, bloque <i>stochastic model parameters</i>	85
A.4. Diagrama de modelo generación solar en SIMULINK, bloque <i>stochastic model calculations</i>	85
A.5. Diagrama de modelo generación eólica en SIMULINK	86
A.6. Diagrama de modelo generación eólica en SIMULINK, bloque <i>harmonics filter method for wind power 1 seg</i>	86
A.7. Diagrama de modelo generación eólica en SIMULINK, bloque <i>simplified version of Bastankhah's Gaussian wake model & wind power output</i>	86
A.8. Modelo de demanda monofásico en SIMULINK.	87
A.9. Modelo de demanda monofásico en SIMULINK, bloque <i>PLL</i>	87
A.10. Modelo de demanda trifásico en SIMULINK.	87
A.11. Modelo de demanda trifásico en SIMULINK, bloque <i>PLL</i>	88
A.12. Modelo de generación monofásico en SIMULINK	88
A.13. Modelo de generación monofásico en SIMULINK, bloque <i>PLL</i>	88
A.14. Modelo de generación trifásico en SIMULINK	89
A.15. Modelo de generación trifásico en SIMULINK, bloque <i>PLL</i>	89
A.16. Red de prueba IEEE13	90
A.17. Red de prueba IEEE34	91

A.18.Red de prueba IEEE123	91
--------------------------------------	----

Índice de Tablas

2.1. Vínculo operativo y correspondencia metodológica de las formulaciones de series de tiempo en los modelos del sistema	23
3.1. Especificaciones técnicas, cobertura temporal y resolución de las fuentes de datos recopiladas	25
3.2. Conjuntos de datos de demanda real utilizados para caracterizar la variación de carga subhoraria en el estudio de NREL [3]	31
3.3. Sumario de los parámetros estocásticos de entrada sintonizados mediante mediciones de PMU con resolución de 1 s [4]	37
3.4. Parámetros locales y especificaciones técnicas del modelo de generación eólica compuesto	44
4.1. Resultados numéricos del Criterio de Información Bayesiano (BIC) para la grilla de búsqueda expandida para el caso de estudio SPP-CSWS	53
4.2. Reporte estadístico del ajuste y calibración paramétrica del modelo óptimo $ARMA(3, 1)$ para el caso de estudio SPP-CSWS	54
4.3. Resultados numéricos de la prueba de independencia de Ljung-Box sobre los residuos del modelo óptimo $ARMA(3, 1)$ para el caso de estudio SPP-CSWS	56
4.4. Indicadores estadísticos y dinámicos de demanda sintetizadas para un horizonte de diseño semanal.	60
4.5. Indicadores estadísticos y dinámicos de generación fotovoltaica sintetizadas para un horizonte de diseño semanal.	62
4.6. Indicadores estadísticos y dinámicos de generación eólica sintetizadas para un horizonte de diseño semanal.	64
4.7. Resumen de la secuencia de eventos y condiciones operacionales del ensayo transitorio	65
4.8. Métricas analíticas de desviación y dinámica transitoria en Potencia Activa (P)	68
4.9. Métricas analíticas de desviación y dinámica transitoria en Potencia Reactiva (Q)	68
4.10. Métricas técnicas de desempeño extraídas de la pantalla de monitoreo en tiempo real para los sistemas estándares IEEE	68
A.1. Datos de entrada para el modelo de demanda en el caso de prueba IEEE de 13 barras.	92
A.2. Datos de entrada para el modelo de demanda en el caso de prueba IEEE de 34 barras.	92
A.3. Datos de entrada para el modelo de demanda en el caso de prueba IEEE de 123 barras.	93

Nomenclatura

Conjuntos

H	Conjunto de horas que comprende el ciclo semanal ($H = \{1, 2, \dots, 168\}$)
M	Conjunto de intervalos discretos subhorarios de 5 min ($M = \{1, 2, \dots, 12\}$)
T	Conjunto total de muestras discretas semanales ($T = \{1, 2, \dots, 2016\}$)

Índices

d	Índice operativo de indexación de horizontes diarios
h	Índice correlativo de horas que comprende el ciclo semanal ($\forall h \in H$)
k	Instante discreto intra-minuto asociado a las muestras de alta frecuencia a un segundo
m	Índice correlativo de intervalos discretos subhorarios ($\forall m \in M$)
t	Índice temporal global de muestras continuas semanales ($\forall t \in T$)

Parámetros

ϕ_i	Coefficientes del modelo autorregresivo de orden p
ρ	Densidad del aire local para el cálculo aerodinámico eólico
θ_j	Coefficientes del modelo de media móvil de orden q
A	Área de barrido geométrico del rotor del aerogenerador
C	Capacitancia equivalente del modelo eléctrico de red
C_T	Coefficiente de empuje dinámico del modelo de estela
D	Diámetro de las palas del aerogenerador
k_y	Factor de expansión geométrica de la estela de Bastankhah
L	Inductancia equivalente del modelo eléctrico de red
R	Resistencia equivalente del modelo eléctrico de red

Acrónimos/Abreviaturas

ARMA	<i>Autoregressive Moving Average</i>
ARTEMiS	<i>Advanced Real-Time ElectroMechanical Simulator</i>
EMT	<i>Electromagnetic Transients</i>

ERCOT	<i>Electric Reliability Council of Texas</i>
FOGM	<i>First-Order Gauss-Markov</i>
HIL	<i>Hardware-in-the-Loop</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
MBD	<i>Model-Based Design</i>
MISO	<i>Midcontinent Independent System Operator</i>
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
NSRDB	<i>National Solar Radiation Database</i>
NYISO	<i>New York Independent System Operator</i>
PHIL	<i>Power Hardware-in-the-Loop</i>
PLL	<i>Phase-Locked Loop</i>
PMU	<i>Phasor Measurement Units</i>
RTS	<i>Real-Time Simulation</i>
SIL	<i>Software-in-the-Loop</i>
SOGI	<i>Second-Order Generalized Integrator</i>
SPP	<i>Southwest Power Pool</i>
SSN	<i>State-Space Nodal</i>

Variables

σ	Desviación estándar analítica local de la variabilidad de carga
CT_{AR}^{LR}	Tipo de nube en baja resolución (LR) estimado mediante errores autorregresivos (AR)
CT_{LF}^{LR}	Tipo de nube en baja resolución (LR) estimado mediante funciones lineales (LF)
θ_{AR}^{LR}	Dirección del viento en baja resolución (LR) estimada mediante errores autorregresivos (AR)
θ_{LF}^{LR}	Dirección del viento en baja resolución (LR) estimada mediante funciones lineales (LF)
$\tilde{h}_m[q]$	Filtro de ondícula de Morlet adaptado para el modelamiento del efecto de borde de nube
$\tilde{h}_w[q]$	Filtro de ventana de Hamming acoplado a la atenuación directa de potencia solar

$b[k]$	Variable aleatoria con distribución de Bernoulli del generador solar compuesto
I	Corriente instantánea de inyección de secuencia positiva
P	Potencia activa instantánea de red
p_d	Potencia eléctrica total sintética de alta resolución para el modelo fotovoltaico
p_d^b	Componente de fluctuación fotovoltaica que modela la atenuación directa por nubosidad
p_d^e	Componente de incremento fotovoltaico asociada al efecto de borde de nube
P_{AR}^{LR}	Potencia eléctrica en baja resolución (LR) estimada mediante errores autorregresivos (AR)
P_{LF}^{LR}	Potencia eléctrica en baja resolución (LR) estimada mediante funciones lineales (LF)
P_{planta}	Potencia activa neta agregada de la central de generación eólica
Q	Potencia reactiva instantánea de red
s_d	Componente determinista de potencia fotovoltaica asociada a la condición de cielo despejado
$v(t)$	Velocidad instantánea neta del viento longitudinal
V	Tensión fasorial instantánea de red
$v_m(t)$	Componente meteorológica de baja frecuencia de la velocidad del viento
$v_t(t)$	Componente turbulenta rápida de alta frecuencia de la velocidad del viento
v_{AR}^{LR}	Velocidad del viento en baja resolución (LR) estimada mediante errores autorregresivos (AR)
V_e	Velocidad efectiva resultante del viento incidente sobre la cara del rotor
v_{LF}^{LR}	Velocidad del viento en baja resolución (LR) estimada mediante funciones lineales (LF)
$z'[k]$	Variable aleatoria con distribución exponencial del generador solar compuesto

Resumen

Este estudio presenta el diseño, desarrollo e implementación de una red de distribución activa trifásica y desbalanceada en una plataforma de simulación en tiempo real (RTS, *Real-Time Simulation*) utilizando el hardware OPAL-RT 4510. Para operar fidedignamente ante transitorios electromagnéticos (EMT, *Electromagnetic Transients*), se integró una arquitectura jerárquica orientada a la inyección de perfiles dinámicos de demanda y generación renovable variable. La plataforma opera de forma acoplada mediante una componente base en baja resolución que estima trayectorias semanales cada 5 minutos usando modelos de regresión lineal con errores autorregresivos, y una componente estocástica de alta resolución que incrementa el muestreo intra-minuto a pasos fijos de 1 segundo. Esta metodología destaca por su estabilidad numérica y bajo requerimiento computacional, emulando escenarios de incertidumbre directamente sobre la infraestructura del simulador.

El modelo estocástico de demanda implementa un proceso de difusión difuso gobernado por el movimiento browniano (proceso de Wiener), calibrado por funciones de desviación estándar analizadas por el NREL. Para la generación fotovoltaica, se adaptó el algoritmo de conmutación de regímenes de nubes *SoDa* a partir de datos de unidades de adquisición fasorial (PMU, *Phasor Measurement Units*), reproduciendo transitorios por atenuación directa e incrementos por el efecto de borde de nube. Por último, el generador estocástico eólico sintetiza perfiles de velocidad del viento a 1 segundo mediante filtros racionales de Kaimal y de admitancia rotacional, incorporando cizalladura y sombra de la torre. Este perfil alimenta el modelo gaussiano de estela de Bastankhah acoplado a un proceso de Gauss-Markov de primer orden (FOGM, *First-Order Gauss-Markov*) para modelar la dirección del viento y calcular la potencia activa neta de la planta.

La interfaz física con el entorno de simulación recae en lazos de seguimiento de fase (PLL), los cuales extraen el vector de la tensión fundamental para construir las referencias de corriente de secuencia positiva en configuraciones monofásicas o trifásicas usando transformaciones sincrónicas en los ejes d y q . El modelo de demanda procesa estas variables para aproximar el comportamiento dinámico mediante una carga resistivo-inductiva (RL) variable equivalente inyectada en el bloque de espacio de estados nodal (SSN, *State-Space Nodal*) de la librería especializada ARTEMiS (*Advanced Real-Time ElectroMechanical Simulator*). Esto permite que el solucionador reconozca el recurso como una impedancia física pasiva estable en lugar de una fuente ideal, suprimiendo la formación de bucles algebraicos espurios. Por otra parte, las plantas de generación variables se acoplan mediante un control de seguimiento de red o *grid-following*, emulando una fuente de corriente controlada en paralelo con una resistencia de amortiguamiento de alta magnitud.

Finalmente, la robustez, escalabilidad y costo computacional de la plataforma integrada fueron evaluadas en el simulador en tiempo real utilizando los sistemas de prueba desbalanceados IEEE de 13, 34 y 123 barras. Los resultados de diagnóstico confirmaron que el particionamiento nodal implementado resguarda la estabilidad del procesamiento a paso de tiempo fijo, garantizando un tiempo inactivo (*Idle Time*) positivo superior al 40 % ante escenarios de máxima inserción estocástica distribuida.

Abstract

This study presents the design, development, and implementation of a three-phase unbalanced active distribution network on a real-time simulation (RTS) platform utilizing the OPAL-RT 4510 hardware. For highly accurate operation under electromagnetic transients (EMT), a hierarchical software architecture was integrated for injecting dynamic profiles of variable renewable generation and demand. The platform operates in a coupled manner through a low-resolution base component that estimates weekly trajectories every 5 minutes using linear regression models with autoregressive errors, and a high-resolution stochastic component that increases intra-minute sampling to fixed steps of 1 second. This methodology stands out for its numerical stability and low computational cost, allowing the emulation of critical uncertainty scenarios directly on the physical infrastructure of the simulator.

The stochastic demand model implements a diffuse diffusion process governed by Brownian motion (Wiener process), calibrated by analytical standard deviation functions analyzed by NREL. For photovoltaic generation, the *SoDa* cloud-regime switching algorithm was adapted using data from phasor measurement units (PMU), reproducing transitory behaviors due to direct attenuation and rapid increases caused by the cloud-edge effect. Lastly, the wind stochastic generator synthesizes wind speed profiles at 1 second through a combination of Kaimal rational filters and rotational admittance filters (zero and third harmonics), incorporating local wind shear and tower shadow. This profile feeds a simplified version of the Bastankhah Gaussian wake model coupled with a first-order Gauss-Markov (FOGM) process to model wind direction and calculate the net active power injected by the plant.

The physical interface with the EMT environment relies on the design of phase-locked loops (PLL), which extract the fundamental voltage phase vector to build positive-sequence current references in single-phase or three-phase configurations using synchronous reference frame transformations on the d and q axes. The demand model processes these variables to approximate the dynamic behavior via an equivalent variable resistive-inductive (RL) load injected into the state-space nodal (SSN) block of the specialized ARTEMiS (*Advanced Real-Time ElectroMechanical Simulator*) library. This ensures that the real-time solver recognizes the resource as a stable passive physical impedance instead of an ideal current source, suppressing the formation of spurious algebraic loops. On the other hand, variable generation plants are coupled through a grid-following control interface, emulating a controlled current source in parallel with a high-magnitude damping resistor.

Finally, the robustness, scalability, and computational cost of the integrated platform were comprehensively evaluated in the real-time simulator using the unbalanced IEEE 13-, 34-, and 123-bus test systems as case studies. Diagnostic results confirmed that the implemented nodal partitioning safeguards fixed-time step processing stability, guaranteeing a positive idle time greater than 40 % under maximum distributed stochastic insertion scenarios.

Capítulo 1

Preámbulo

En las últimas décadas, el sistema energético global ha experimentado una profunda transformación impulsada por la creciente penetración de fuentes de energías renovables variables (ERVs), como la solar fotovoltaica y la eólica. Esta expansión responde a compromisos internacionales orientados a la descarbonización del sector eléctrico, la mitigación del cambio climático y la búsqueda de una mayor seguridad energética [7]. Como consecuencia, las redes eléctricas modernas han pasado de un esquema de operación centralizado y despachable a uno descentralizado y condicionado por la variabilidad inherente de los recursos renovables.

Este nuevo paradigma ha planteado múltiples desafíos en las redes de distribución activas, donde la bidireccionalidad de los flujos de potencia altera los criterios tradicionales de planificación y operación. Variables como la irradiancia solar, la velocidad del viento y la demanda residencial ya no pueden considerarse deterministas, sino que corresponden a procesos dinámicos con una fuerte componente estocástica y un comportamiento multiescala [4,5,8]. Por lo tanto, la integración masiva de estas tecnologías exige el desarrollo de nuevas capacidades de observación, modelamiento y control avanzado en los sistemas de distribución.

Tradicionalmente, el análisis de tecnologías para sistemas eléctricos se realiza mediante simulaciones fuera de línea (*offline*). Si bien estos métodos son efectivos para explorar escenarios bajo hipótesis predefinidas, presentan limitaciones sustanciales para capturar dinámicas rápidas o transitorios electromagnéticos (EMT). En particular, la ejecución *offline* impide representar con realismo condiciones operativas altamente variables, restringiendo la flexibilidad del análisis e imposibilitando la validación física de estrategias de control que actúan en tiempo real.

Frente a estas limitaciones, la simulación en tiempo real (RTS) se ha consolidado como una herramienta clave para la evaluación de tecnologías emergentes en redes eléctricas. Plataformas como OPAL-RT permiten ejecutar modelos físicos sincronizados con el reloj del mundo real, facilitando la conexión con hardware externo mediante técnicas como *Hardware-in-the-Loop* (HIL) y *Power Hardware-in-the-Loop* (PHIL). Esta capacidad habilita ensayos representativos y seguros de controladores de inversores, dispositivos de protección y algoritmos de gestión de energía.

No obstante, para asegurar la efectividad de las simulaciones en tiempo real, es imperativo alimentar los modelos con señales de entrada dinámicas que reflejen condiciones operativas realistas. El uso directo de registros históricos presenta restricciones severas debido a la falta de datos de alta resolución temporal con coberturas de escenarios suficientes. Asimismo, las series pasadas no reflejan la evolución futura del sistema eléctrico bajo esquemas de transición energética acelerada, limitando la validez de los ensayos de fatiga en el hardware de control.

Ante esta situación, surge la necesidad de desarrollar modelos capaces de generar series sintéticas estocásticas en tiempo real, imitando la estructura estadística y la variabilidad de los datos reales de

forma controlada. Estas series deben reproducir de manera acoplada tanto los patrones deterministas diarios como las fluctuaciones aleatorias intra-minuto. El cumplimiento de este requerimiento es crítico para someter a los controladores a condiciones extremas de estrés numérico y operativo durante las simulaciones en el lazo.

La presente tesis propone una metodología para el diseño e implementación de una red de distribución activa trifásica y desbalanceada que integra generadores estocásticos de demanda y energía renovable variable. Los perfiles dinámicos se sintetizan con un bajo costo computacional mediante funciones lineales por tramos con errores autorregresivos y procesos estocásticos de difusión en tiempo continuo. Al codificar e inyectar estos modelos directamente en el hardware OPAL-RT 4510, se mejora la representatividad de los ensayos EMT, resguardando la estabilidad computacional del simulador ante escenarios de máxima incertidumbre distribuida.

1.1. Definición del problema

El desarrollo de simulaciones en tiempo real (RTS) para redes de distribución activas enfrenta una severa brecha técnica: la dificultad de representar simultáneamente la estocasticidad intra-minuto de los recursos energéticos distribuidos (DERs) y las dinámicas rápidas de transitorios electromagnéticos (EMT) sin comprometer la estabilidad del resolvedor numérico. Tradicionalmente, la inserción de perfiles de generación variable se realiza mediante datos históricos o simulaciones *offline*. Sin embargo, este enfoque es incapaz de emular transitorios de alta velocidad provocados por fenómenos como el efecto de borde de nube o ráfagas de viento turbulentas directas sobre el lazo de control de los convertidores electrónicos.

Al intentar subsanar esta limitación inyectando modelos estocásticos continuos en simuladores en tiempo real, surge una restricción computacional crítica impuesta por el hardware. El simulador opera a un paso de tiempo fijo de ejecución (T_s). Para evitar la ocurrencia de desbordamientos temporales (*overruns*) que aborten la simulación, el tiempo total de cómputo requerido para resolver las ecuaciones de los modelos estocásticos, los lazos de control de los inversores y las ecuaciones de estado de la red eléctrica en cada paso debe cumplir estrictamente con la condición matemática:

$$T_{\text{adquisición}} + T_{\text{cómputo}} < T_s \quad (1.1)$$

El problema radica en que los algoritmos estocásticos convencionales introducen una alta carga iterativa y bucles algebraicos espurios al interactuar con las matrices nodales de la red, saturando la memoria caché del procesador. Por lo tanto, el desafío de ingeniería de esta memoria consiste en formular una metodología de modelamiento y acoplamiento físico que sea computacionalmente liviana y fidedigna.

Para evidenciar la solución exitosa de este problema, se establecen tres criterios de éxito cuantitativos:

- (i) **Mantenimiento de holgura computacional:** Lograr un tiempo inactivo (*Idle Time*) del procesador del simulador OPAL-RT estrictamente superior al 40 % ante escenarios de máxima inserción de nodos activos, medido analíticamente como la razón entre el tiempo

inactivo total y el tamaño total del paso (T_s). Esto garantiza una reserva estratégica de hardware para albergar ensayos eléctricos adicionales.

- (II) La tasa de ocurrencia de desbordamientos temporales (*overruns*) igual a cero durante ensayos de ejecución continua extendida, garantizando la estabilidad numérico-computacional del resolutor ante perfiles de demanda y generación indexados a horizontes semanales.
- (III) **Preservación de la pureza espectral:** Asegurar la mitigación absoluta de oscilaciones numéricas artificiales en las interfaces de acoplamiento EMT de ARTEMiS, validando que la distorsión armónica total (THD) en bornes de los nodos críticos se mantenga en estrictamente 0 % en estado estacionario mediante el análisis de la Transformada Rápida de Fourier (FFT).

1.2. Objetivos del trabajo

1.2.1. Objetivo general

Diseñar e implementar una plataforma de simulación en tiempo real (RTS) para redes de distribución activas utilizando el simulador OPAL-RT 4510, mediante la integración de modelos estocásticos multi-recurso en la escala intra-minuto y técnicas de particionamiento de espacio de estados nodal (SSN) de la librería ARTEMiS, con el fin de evaluar la viabilidad operativa y la estabilidad transitoria del sistema resguardando márgenes de seguridad computacional en el hardware. La fidelidad dinámica y la inmunidad matemática de la plataforma ante transitorios electromagnéticos (EMT) severos se cuantificarán y validarán directamente frente a simulaciones de referencia fuera de línea (*offline*), utilizando como criterios de comparación el Error Cuadrático Medio (RMSE) para evaluar la precisión fasorial acumulada en variables de potencia y perfiles de tensión instantánea, sobreoscilaciones para evaluar la supresión de oscilaciones numéricas espurias post-falla frente a resolvers convencionales, los tiempos de asentamiento para verificar la velocidad de estabilización y sincronismo del lazo de control, y el análisis espectral y de autocorrelación serial para asegurar la consistencia temporal de las series estocásticas sintetizadas.

Objetivos específicos

- Adaptar y discretizar los modelos matemáticos continuos y estocásticos de la literatura (ecuaciones diferenciales estocásticas, modelos ARMA y filtros de Kaimal, entre otros) en un entorno de paso fijo compatible con solucionadores de tiempo real (como ARTEMiS/Art5), conservando sus propiedades espectrales y estadísticas intra-minuto.
- Formular la representación y parametrización de los casos de prueba de redes de distribución activa trifásicas desbalanceadas estándares de la IEEE en el entorno *Simulink*, empleando herramientas de estado espacio nodal (SSN) para optimizar la carga de cómputo del procesador y erradicar bucles algebraicos espurios,
- Establecer la arquitectura de ejecución paralela y segregación topológica en la plataforma RT-LAB, estructurando la separación de subsistemas Maestro (SM) y de Consola (SC) para

asignar eficientemente las tareas estocásticas y los lazos de control *grid-following* en los núcleos del hardware OPAL-RT 4510, proveyendo el esquema de asignación de hilos y comunicación síncrona

- Cuantificar el desempeño computacional, el esfuerzo del resolutor numérico y la escalabilidad de hardware del simulador mediante perfiles de monitoreo en tiempo real, midiendo variables críticas como el tiempo de inactividad (*Idle time*), tiempo de cómputo y la ocurrencia de desbordamientos temporales (*overruns*) ante variaciones en el paso de simulación (T_s)

Estructura del documento

En el Capítulo 2 se presenta el marco teórico, abordando los fundamentos de series de tiempo y simulación en tiempo real.

En el Capítulo 3 se describe detalladamente el modelamiento matemático por etapas para la generación de datos sintéticos de demanda, generacion solar y eólica, incluyendo la recopilación de datos, la determinación de coeficientes con errores autorregresivos, funciones estocásticas características y la integración en casos de prueba de la IEEE.

En el Capítulo 4 se presentan los experimentos computacionales realizados en la herramienta implementada en Simulink junto con las series obtenidas en la plataforma de tiempo real.

Finalmente, en el Capítulo 5 se discuten los resultados y se presentan las conclusiones generales del trabajo.

Capítulo 2

Fundamentos teóricos

2.1. Simulación en tiempo real

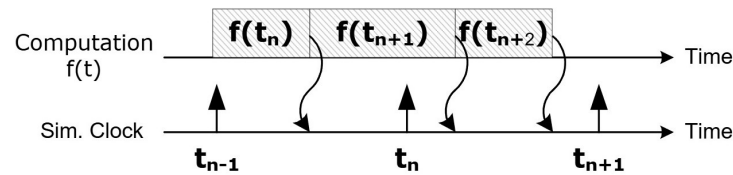
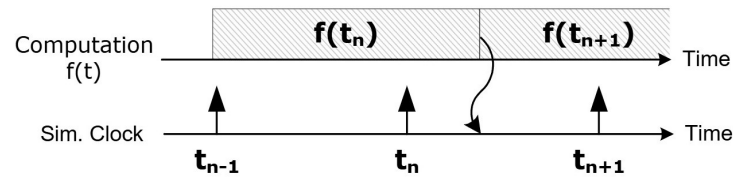
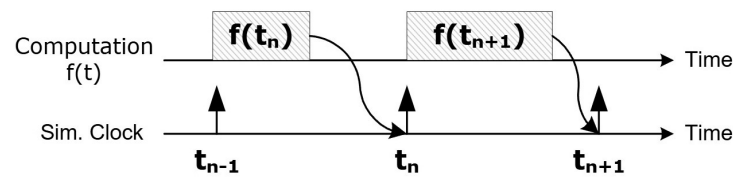
La simulación en tiempo real (RTS, *Real-Time Simulation*) se define clásicamente como un entorno de computación donde las operaciones de cálculo numérico avanzan sincronizadas de forma estricta con el reloj del mundo real [1]. No obstante, en el contexto moderno de transitorios electromagnéticos (EMT) aplicado a redes de distribución activas, esta definición se operacionaliza de forma determinista sobre el hardware. Según la documentación técnica de OPAL-RT, el resolutor está condicionado a ejecutar la lectura de entradas, el procesamiento de las matrices de estado y la inyección de salidas dentro de un paso de tiempo fijo (T_s), el cual oscila críticamente en la escala de los microsegundos [9]. Si el tiempo de cómputo sobrepasa este límite elemental, el entorno experimenta una pérdida de sincronismo o desbordamiento temporal (*overflow*), abortando el ensayo en el lazo [10].

La mayoría de las simulaciones en tiempo real son referidas como simulaciones en tiempo discreto o de paso fijo (*fixed-time simulations*). Durante la simulación en tiempo real, el tiempo avanza en pasos de igual duración, y cada variable o estado del sistema se resuelve sucesivamente en función de las variables y estados precedentes del paso de tiempo anterior. La cantidad de tiempo real necesaria para calcular todas las ecuaciones y funciones que representan un sistema durante un período determinado puede ser más corta o más larga que la duración del paso de tiempo de la simulación. Por lo tanto, pueden ocurrir los casos operacionales que se ilustran en la Figura 2.1.

El caso (a) de la Figura 2.1 indica que el tiempo de cálculo es más corto que un paso de tiempo fijo, mientras que el caso (b) muestra que dicho tiempo es mayor. Ambos escenarios corresponden a una simulación fuera de línea (*offline simulation*), por lo que el instante en el cual el resultado está disponible no es crítico; es decir, el objetivo fundamental es obtener las soluciones numéricas lo más rápido posible. Esta velocidad depende estrictamente de la potencia computacional disponible y de la complejidad matemática del modelo del sistema.

Por otro lado, durante una simulación en tiempo real, la precisión de los cálculos depende tanto de la representación dinámica exacta del sistema como del tiempo utilizado para producir los resultados, tal como se visualiza en el caso (c) de la Figura 2.1, donde se ilustra el principio cronológico de sincronización.

Para que una simulación en tiempo real sea válida, el simulador utilizado debe producir con precisión las variables internas y las salidas de la simulación dentro del mismo período de tiempo que su contraparte física lo haría. De hecho, el tiempo de cálculo tiene que ser más corto que la duración del paso de tiempo de la simulación, ya que durante este excedente el simulador debe gestionar las entradas y salidas desde y hacia los dispositivos conectados externamente. Si no

(a) Simulación *offline*: más rápida que en tiempo real.(b) Simulación *offline*: más lenta que en tiempo real.

(c) Simulación en tiempo real: sincronizada.

Figura 2.1: Técnicas de la simulación en tiempo real [1].

se cumple esta restricción de sincronización, la simulación se considera errónea, provocando un retraso comúnmente conocido como desbordamiento temporal o *overrun* [1].

Un simulador en tiempo real tiene como función resolver las ecuaciones del sistema sucesivamente en pasos fijos de tiempo. La duración adecuada del paso de tiempo debe determinarse de tal manera que la respuesta de frecuencia del sistema esté representada con precisión, capturando incluso el transitorio de interés más rápido.

Para cada uno de estos pasos de tiempo, el simulador debe ejecutar la misma secuencia de tareas:

1. Leer las entradas y generar las salidas. Los estados de cualquier dispositivo conectado externamente se muestrean únicamente una vez al comienzo de cada paso de tiempo.
2. Resolver las ecuaciones algebraico-diferenciales del modelo físico.
3. Intercambiar resultados con los demás nodos o núcleos de simulación en paralelo.
4. Esperar por el flanco de inicio del siguiente paso de tiempo acotado.

En relación al paso de tiempo, uno de los primeros desafíos consiste en seleccionar adecuadamente su valor de diseño según el tipo de aplicación en estudio. En la Figura 2.2 se presentan los tiempos típicos para el paso de simulación junto con la potencia computacional requerida para una variedad de aplicaciones en ingeniería eléctrica.

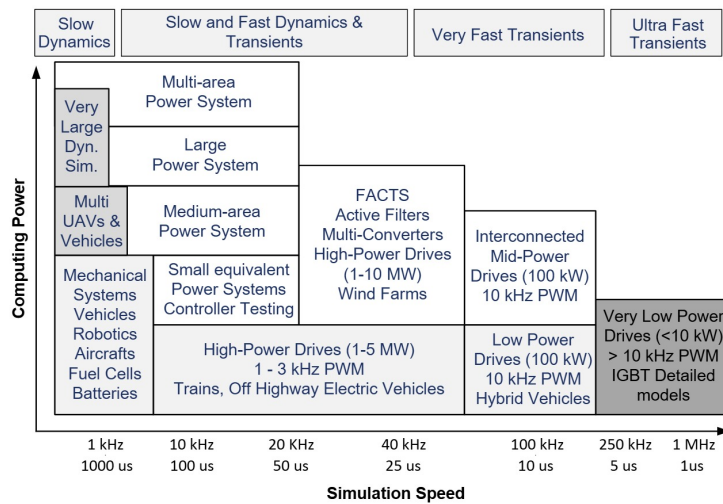


Figura 2.2: Paso de tiempo de la simulación por aplicación [1].

Según la regla general establecida en [1], un paso de simulación debe ser menor al 5 % y, como máximo, al 10 % de la constante de tiempo más pequeña del sistema bajo análisis. Sin embargo, tanto el rendimiento del solucionador numérico como el ancho de banda dinámico de interés deben ponderarse rigurosamente al seleccionar el paso de tiempo adecuado.

2.1.1. Categoría de aplicaciones

Los simuladores en tiempo real se utilizan normalmente en cuatro categorías diferentes de aplicaciones, las cuales se ilustran estructuralmente en la Figura 2.3.

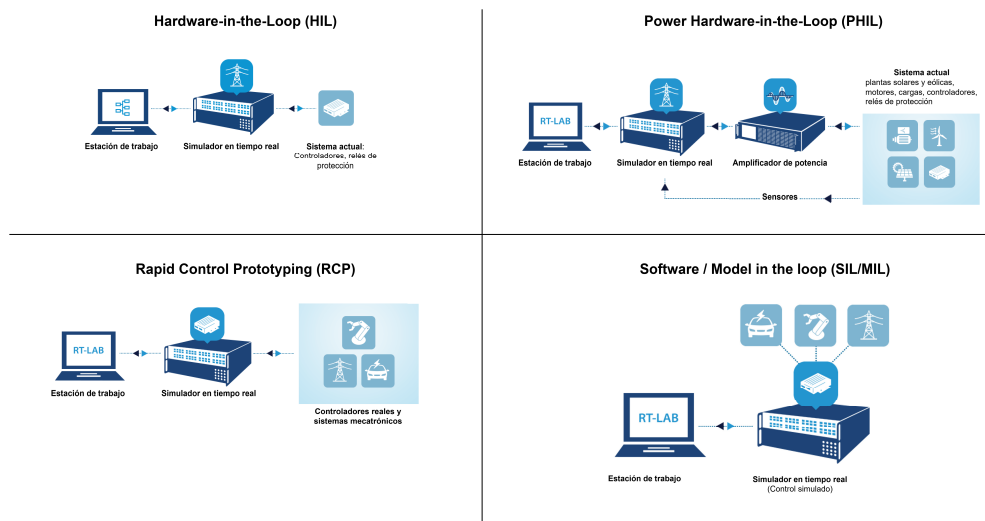


Figura 2.3: Clasificación de entornos de simulación en tiempo real [2].

A continuación, se detallan las características operativas de las aplicaciones presentadas:

1. *Rapid Control Prototyping* (RCP): En este entorno, se implementa el algoritmo de un controlador de planta utilizando el simulador en tiempo real, el cual interactúa directamente con una planta física real. Un prototipo de controlador desarrollado mediante esta técnica es altamente flexible, rápido de implementar y fácil de depurar en laboratorio.

2. *Hardware-in-the-Loop* (HIL): A la inversa del caso RCP, se utiliza un controlador físico real conectado a un modelo de planta virtual que se ejecuta dentro del simulador en tiempo real. Los entornos RCP e HIL permiten realizar pruebas tempranas de controladores cuando los bancos de pruebas a gran escala no están disponibles, facilitando además la reproducción de condiciones extremas o de falla de manera segura.
3. *Software-in-the-Loop* (SIL): Representa una combinación conceptual de los casos RCP e HIL, dado que tanto el algoritmo del controlador como la dinámica de la planta se simulan digitalmente dentro del mismo dispositivo de cómputo.
4. *Power Hardware-in-the-Loop* (PHIL): Es una extensión directa del enfoque HIL, la cual implica la creación de una interfaz de potencia real entre la simulación digital y los dispositivos físicos bajo prueba. Esta interfaz involucra amplificadores de potencia de acoplamiento rápido (de voltaje y/o corriente), seleccionados cuidadosamente dependiendo del nivel de potencia de la aplicación. Entre los elementos típicos a validar bajo este esquema se encuentran relés y sistemas de protección, convertidores estáticos de potencia (inversores, rectificadores), máquinas eléctricas y sistemas de almacenamiento por baterías.

2.1.2. Importancia del testeo y validación

Las principales razones que fundamentan el uso y la importancia de las simulaciones en tiempo real en los sistemas modernos son:

1. **Diseño basado en modelos o *Model-based Design* (MBD):** Es un método matemático y gráfico avanzado para abordar el desarrollo de sistemas complejos. El flujo de trabajo típico se presenta conceptualmente en la Figura 2.4, donde se identifican cuatro etapas fundamentales:

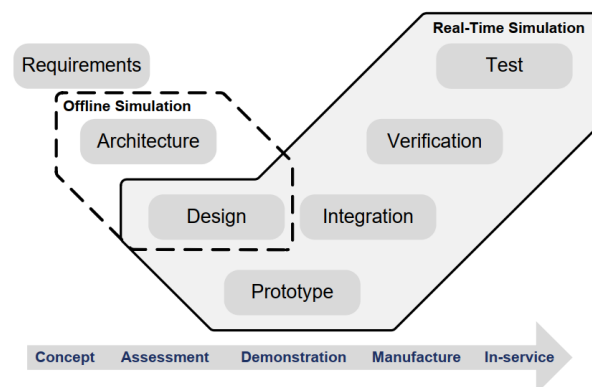


Figura 2.4: Flujo de trabajo del diseño basado en modelos [2].

- a) Construir el modelo matemático de la planta.
- b) Analizar las propiedades de la planta y sintetizar un controlador dinámico.
- c) Simular la planta y el controlador de manera conjunta en un entorno virtual.
- d) Implementar el controlador en el hardware objetivo definitivo.

Entre las ventajas de MBD destaca la disponibilidad de un entorno de diseño común para los ingenieros involucrados en el proyecto, facilitando la comunicación y el intercambio de

datos técnicos. Por ejemplo, las herramientas de modelación gráfica de la librería Simscape Electrical para Simulink de The MathWorks, simplifican el diseño reduciendo la complejidad mediante un enfoque jerárquico de bloques estructurales.

2. **Interacción directa con el modelo en línea:** Cuando un operador o un equipo físico interactúa con un modelo en tiempo real, se pueden proporcionar entradas y capturar salidas de forma simétrica a como se realizaría en una planta real, según se ilustra en la Figura 2.5.

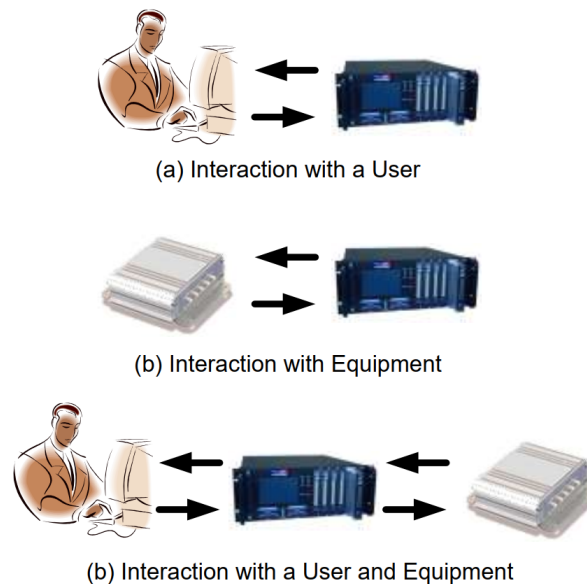


Figura 2.5: Interacción y flujos de señales en un entorno en tiempo real [1].

Un modelo ejecutado en estas condiciones puede ser modificado en línea; es decir, cualquier parámetro interno de la red eléctrica o del algoritmo estocástico puede ser leído o actualizado continuamente durante la ejecución del ensayo, permitiendo verificar, ej., si un controlador posee la robustez para compensar cambios paramétricos debidos al envejecimiento de componentes.

2.2. State-Space Nodal (SSN)

El método SSN es una generalización avanzada del método de admitancia nodal para el análisis de transitorios electromagnéticos (EMT). Este método agrupa elementos eléctricos en clústeres o particiones de tamaño arbitrario, donde cada subsistema individual es descrito mediante ecuaciones de espacio de estados y resuelto de forma simultánea utilizando formulaciones nodales tradicionales [11].

Con el propósito de asegurar la consistencia analítica de las formulaciones, se establece que las variables en el dominio del tiempo continuo se representarán mediante funciones vectoriales temporales cuyos operadores diferenciales de primer orden se denotarán con un punto superior ($\dot{x} \equiv dx(t)/dt$). Por otra parte, las variables en el dominio del tiempo discreto se identificarán mediante subíndices temporales indexados al paso de simulación fijo (t y $t + \Delta t$), reservando el uso de acentos circunflejos o sombreros ($\hat{A}$ y $\hat{B}$) exclusivamente para representar las matrices de transición resultantes del proceso de aproximación e integración numérica.

Bajo esta convención, la representación matemática en el espacio de estados de cada subsistema en el dominio continuo viene dada por el siguiente par de ecuaciones matriciales:

$$\dot{x} = Ax + Bu \quad (2.1)$$

$$y = Cx + Du \quad (2.2)$$

Donde:

- A : Matriz de estado del sistema de dimensiones $n \times n$.
- B : Matriz de entrada o acoplamiento de dimensiones $n \times r$.
- C : Matriz de salida de dimensiones $m \times n$.
- D : Matriz de transmisión directa de dimensiones $m \times r$.
- x : Vector de variables de estado de dimensiones $n \times 1$.
- u : Vector de señales de entrada de dimensiones $r \times 1$.
- y : Vector de señales de salida de dimensiones $m \times 1$.

Para calcular las matrices de estado discretizadas, denominadas $\hat{A}$ y $\hat{B}$, se requiere establecer un paso de tiempo fijo Δt y seleccionar un solucionador numérico adecuado, siendo comunes los métodos trapezoidal y de Euler hacia atrás. Si se aplica el método trapezoidal para aproximar la ecuación en diferencias del sistema, se obtiene:

$$x_{t+\Delta t} = x_t + \frac{\Delta t}{2} [\dot{x}_{t+\Delta t} + \dot{x}_t], \quad (2.3)$$

donde t representa las variables conocidas del paso de tiempo anterior y $t + \Delta t$ representa las condiciones del paso de tiempo actual.

Al sustituir la ecuación de estado (2.1) en la aproximación de integración de la ecuación en diferencias se deduce que:

$$x_{t+\Delta t} = x_t + \frac{\Delta t}{2} [Ax_{t+\Delta t} + Bu_{t+\Delta t} + Ax_t + Bu_t]. \quad (2.4)$$

Reordenando los términos algebraicos vectoriales, se obtiene la siguiente relación:

$$\left[1 - \frac{\Delta t}{2}A\right]x_{t+\Delta t} = \left[1 + \frac{\Delta t}{2}A\right]x_t + \frac{\Delta t}{2}B[u_{t+\Delta t} + u_t] \quad (2.5)$$

Despejando para $x_{t+\Delta t}$:

$$x_{t+\Delta t} = \left[1 - \frac{\Delta t}{2}A\right]^{-1} \left[1 + \frac{\Delta t}{2}A\right]x_t + \left[1 - \frac{\Delta t}{2}A\right]^{-1} \frac{\Delta t}{2}B[u_{t+\Delta t} + u_t]. \quad (2.6)$$

Por lo tanto, la ecuación de estado discretizada final se puede reescribir de forma compacta como:

$$x_{t+\Delta t} = \hat{A}x_t + \hat{B}u_t + \hat{B}u_{t+\Delta t}, \quad (2.7)$$

donde las matrices discretas equivalentes quedan definidas operacionalmente por:

$$\hat{A} = \left[1 - \frac{\Delta t}{2}A\right]^{-1} \left[1 + \frac{\Delta t}{2}A\right], \quad \hat{B} = \left[1 - \frac{\Delta t}{2}A\right]^{-1} \frac{\Delta t}{2}B. \quad (2.8)$$

2.2.1. ARTEMiS

ARTEMiS es un entorno de herramientas (*toolbox*) eléctrico basado en CPU para usuarios de Simscape Electrical de MATLAB, diseñado específicamente para simular modelos de sistemas eléctricos de potencia y electrónica de potencia en tiempo real. Proporciona solucionadores avanzados que garantizan precisión numérica bajo pasos de tiempo fijos, eliminando retrasos artificiales mediante técnicas de desacoplamiento que preservan la validez matemática y la estabilidad del modelo.

La técnica de desacoplamiento basada en SSN reduce la carga computacional total distribuyendo las tareas de cálculo entre múltiples núcleos de procesamiento paralelos, además de almacenar de forma indexada los resultados calculados previamente para configuraciones complejas de conmutadores binarios. El concepto de desacoplamiento se ilustra en la Figura 2.6.

Al dividir la red original en dos secciones se generan dos clústeres diferenciados: el primero posee dos entradas y tres estados, mientras que el segundo cuenta con una entrada y tres estados independientes. Al resolver de forma aislada pero simultánea las ecuaciones discretas de espacio de estados de cada grupo, la complejidad computacional individual decrece significativamente.

2.2.1.a. SSN por ARTEMiS

Para un grupo de resistencias, inductancias, capacitores y fuentes conectados a un punto de conexión nodal de tensión y corriente desconocidas, las ecuaciones generales en el espacio de estados

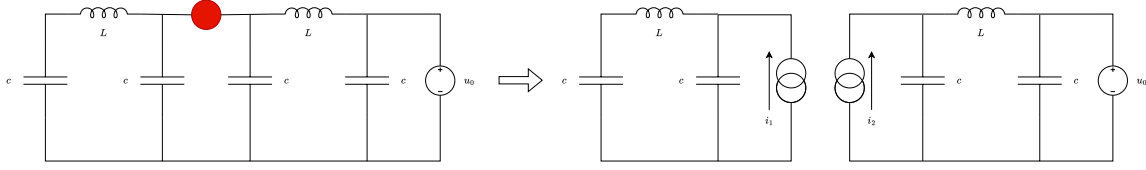


Figura 2.6: Red eléctrica desacoplada en dos subsistemas independientes mediante SSN.

discretizadas propuestas por el solucionador de ARTEMiS [11] se estructuran de la siguiente forma:

$$x_{n+1} = A_d x_n + B_{d1} u_n + \begin{bmatrix} B_{d2(in)} & B_{d2(no)} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_{n+1(in)} \\ u_{n+1(no)} \end{bmatrix} \quad (2.9)$$

$$\begin{bmatrix} y_{n+1(in)} \\ y_{n+1(no)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} C_{(in)} \\ C_{(no)} \end{bmatrix} x_{n+1} + \begin{bmatrix} D_{(in,in)} & D_{(in,no)} \\ D_{(no,in)} & D_{(no,no)} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_{n+1(in)} \\ u_{n+1(no)} \end{bmatrix} \quad (2.10)$$

Donde:

- A_d, B_{d1}, B_{d2}, C_d y D_d : representan las matrices discretas del espacio de estados asociadas al patrón topológico de los interruptores del grupo. La regla de integración trapezoidal impone numéricamente que $B_{d1} = B_{d2}$. Los subíndices n y $n + 1$ definen los instantes temporales discretos del sistema.
- $u_{(in)}$: Vector de fuentes internas del modelo (fuentes forzadas y fuentes dependientes de inyección de corriente no lineal). El subíndice (in) denota una condición interna.
- $u_{(no)}$: Vector de fuentes nodales incógnitas en el paso actual $n + 1$, representando las tensiones o corrientes de interfaz resueltas mediante acoplamiento simultáneo. El subíndice (no) denota una condición externa.
- $y_{(in)}$: Vector de salidas internas medidas dentro del grupo aislado.
- $y_{(no)}$: Vector de salidas externas medidas dentro del grupo aislado.

A partir de la formulación matricial anterior, se derivan de forma directa las siguientes relaciones fundamentales de interfaz:

$$y_{n+1(no)} = C_{(no)} \{ A_d x_n + B_{d1} u_n + B_{d2(in)} u_{n+1(in)} + B_{d2(no)} u_{n+1(no)} \} + D_{(no,in)} u_{n+1(in)} + D_{(no,no)} u_{n+1(no)} \quad (2.11)$$

$$y_{hist} = C_{(no)} \{ A_d x_n + B_{d1} u_n + B_{d2} u_{n+1(in)} \} + D_{(no,in)} u_{n+1(in)} \quad (2.12)$$

$$W = C_{(no)} B_{d2(no)} + D_{(no,no)} \quad (2.13)$$

La Ecuación 2.11 segrega los componentes del sistema en variables históricas conocidas del pasado, denotadas por el instante n , y variables incógnitas del paso actual $n + 1$. La variable y_{hist}

representa formalmente el término de memoria histórica en paralelo o serie con una admitancia o impedancia equivalente discreta (W).

Físicamente, este acoplamiento da origen a dos formas de implementación práctica en la simulación:

1. **Caso en que $y_{(no)}$ es corriente y $u_{(no)}$ es voltaje:** El parámetro W toma la naturaleza de una admitancia discreta e y_{hist} actúa como una fuente de corriente histórica, describiendo analíticamente un circuito equivalente de Norton. En el entorno de Simscape Electrical, esta topología se denomina grupo SSN tipo V (*V-type SSG*) porque las entradas externas de los grupos son fuentes de voltaje..
2. **Caso en que $y_{(no)}$ es voltaje y $u_{(no)}$ es corriente:** El parámetro W se comporta como una impedancia discreta e y_{hist} toma la forma de una fuente de voltaje histórica, modelando un circuito equivalente de Thévenin. Esta configuración se denomina grupo SSN tipo I (*I-type SSG*) porque las entradas externas de los grupos son fuentes de corriente.

La topología intrínseca del circuito eléctrico determinará si en la práctica se debe implementar un nodo tipo V o tipo I. Por ejemplo, un circuito de naturaleza inductiva (ej., una rama RLC en serie) requerirá obligatoriamente un nodo tipo V, dado que no es posible obtener una representación en el espacio de estados válida si se conecta una fuente externa de inyección de corriente en serie con un elemento inductivo puro.

2.2.1.b. Solucionador numérico

El solucionador de paso fijo ARTEMiS Art5, provisto por la plataforma OPAL-RT, aproxima la matriz exponencial de transición e^{Ah} mediante una aproximación de Padé de quinto orden de tipo (2,3) [12] para discretizar el conjunto algebraico-diferencial continuo definido por:

$$\dot{x}(t) = Ax(t) + bx(t). \quad (2.14)$$

Multiplicando los términos vectoriales por el factor de matriz exponencial inverso e^{-At} e integrando directamente entre el límite inferior t y el paso futuro $t + \Delta t$, se obtiene la solución analítica exacta en el tiempo dada por:

$$x(t + \Delta t) = e^{A\Delta t}x(t) + \int_t^{t+\Delta t} e^{A(t+\Delta t-\tau)} Bu(\tau) d\tau. \quad (2.15)$$

A través del desarrollo matemático y la evaluación numérica de la integral de la Ecuación 2.15 en pasos fijos de tamaño $h = \Delta t$, se deducen las expresiones discretas finales del solucionador Art5:

$$e^{Ah} = \frac{1 + \frac{2}{5}Ah + \frac{1}{20}A^2h^2}{1 - \frac{3}{5}Ah + \frac{3}{20}A^2h^2 - \frac{1}{60}A^3h^3}, \quad (2.16)$$

$$\int_t^{t+\Delta t} e^{A(t-\tau)} Bu(\tau) d\tau = B_{d1}u(t) + B_{d2}u(t + h). \quad (2.17)$$

Donde las matrices de acoplamiento de entrada quedan definidas formalmente por los siguientes operadores:

$$B_{d1} = (Ah)^{-2}[Ahe^{Ah} + 1 - e^{Ah}]Bh, \quad (2.18)$$

$$B_{d2} = (Ah)^{-2}[e^{Ah} - Ah - 1]Bh. \quad (2.19)$$

Las formulaciones matemáticas algebraicas y los vectores matriciales de particionamiento descritos en esta sección para el método de espacio de estados nodal (SSN) no constituyen únicamente un marco analítico teórico, sino que se encuentran imbuidos de forma directa dentro de los bloques especializados de la librería ARTEMiS empleados en la implementación de esta plataforma. Específicamente, el sistema de ecuaciones en diferencias de SSN gobierna de manera interna los módulos de desacoplamiento de la red eléctrica desbalanceada y define la interacción física en tiempo real entre el modelo de demanda activa/reactiva —representado analíticamente como una carga inductiva variable equivalente (RL)— y el resolutor nodal del simulador. Esta vinculación e intercambio síncrono de variables de estado se ejecuta sobre la infraestructura de hardware mediante un bloque de interfaz no lineal (NIB, *Non-Linear Interface Block*) tipo X, el cual inyecta dinámicamente las compensaciones de corriente de la demanda para calcular una carga RL SSN en cada paso de tiempo macroscópico (T_s) sin introducir retardos artificiales de transporte ni comprometer la convergencia del solucionador numérico ante transitorios electromagnéticos (EMT) severos.

2.3. Series de tiempo

Las series de tiempo constituyen secuencias de datos ordenadas cronológicamente e indexadas mediante marcas de tiempo continuas. Por lo general, representan variables medidas a intervalos de muestreo constantes (ej., resoluciones horarias, minutarias o en el rango de los milisegundos), aplicándose extensamente en la caracterización estadística, modelos de pronóstico y modelación estocástica de variables naturales.

2.3.1. Introducción al modelo ARMA

El modelo autorregresivo de media móvil o ARMA (*Autoregressive Moving Average*) es un enfoque estadístico clásico diseñado para modelar y pronosticar el comportamiento dinámico de series temporales estacionarias. Su utilidad en ingeniería radica en su capacidad para capturar las dependencias temporales de una variable mediante una combinación lineal de sus realizaciones pasadas y una secuencia de errores aleatorios correlacionados.

Matemáticamente, un modelo estacionario de orden ARMA(p, q) se define formalmente mediante la siguiente ecuación en diferencias:

$$y_t = \epsilon_t + \sum_{i=1}^p \phi_i y_{t-1} - u_t - \sum_{j=1}^q \theta_j u_{t-1}, \quad (2.20)$$

donde y_t representa el valor estimado de la serie en el instante discreto t , p denota el orden del componente autorregresivo (AR), q denota el orden del componente de media móvil (MA), ϕ_i corresponden a los coeficientes de los desfases autorregresivos, θ_j representan los parámetros del promedio móvil, y ϵ_t define el término de error aleatorio e independiente, modelado operacionalmente como ruido blanco gaussiano con distribución $\epsilon_t \sim \mathcal{N}(0, \sigma^2)$.

El componente autorregresivo (AR) establece la dependencia matemática entre la salida actual y el histórico de la serie, mientras que el bloque de media móvil (MA) procesa la correlación existente entre las perturbaciones pasadas del sistema. El modelo ARMA es estrictamente aplicable a series estacionarias, lo que implica que su media aritmética y su varianza estadística permanecen constantes a lo largo del horizonte temporal de análisis.

En el contexto de las redes de distribución activas, los modelos ARMA operan eficientemente para simular perfiles dinámicos de irradiancia y velocidad del viento a corto plazo, proveyendo un algoritmo compacto de bajísima carga computacional ideal para plataformas de simulación en tiempo real.

2.3.2. Construcción de un modelo ARMA

Siguiendo la metodología propuesta en [13], el desarrollo de un modelo ARMA para pronóstico de potencia solar comprende las siguientes etapas:

1. **Recolección y preprocesamiento de datos:** El proceso comienza con la obtención de una serie temporal histórica representativa del fenómeno macroscópico a modelar. Esta serie debe poseer una resolución temporal adecuada (e.g., registros condicionados cada 5 min, 15 min y 60 min) y un período de observación suficientemente extenso para capturar la variabilidad estacional y natural del recurso.

El preprocesamiento avanzado enfocado en la posterior ejecución en tiempo real incluye:

- Eliminación de valores faltantes o atípicos (*outliers*) mediante interpolación lineal o filtros estadísticos robustos que limpien la señal sin alterar la variabilidad de alta frecuencia.
- Normalización matemática si se desea comparar de forma adimensional diferentes sistemas, topologías de barras o ubicaciones geográficas.
- Detección y remoción de componentes determinísticos macroscópicos, tales como la estacionalidad diaria o semanal, aislando la componente puramente aleatoria.
- Conversión a escala logarítmica o diferenciación de operadores en caso de evidenciar variabilidad creciente en el horizonte temporal.

2. **Evaluación de la estacionariedad:** Un paso crítico para la convergencia y estabilidad numérica de los modelos ARMA es garantizar que la serie residual sea estrictamente estacionaria en sentido amplio. Para ello se recurre al análisis visual del comportamiento temporal de su media y varianza, o a pruebas estadísticas rigurosas de raíz unitaria como la prueba de Dickey-Fuller Aumentada (ADF) o la prueba Kwiatkowski–Phillips–Schmidt–Shin (KPSS).

Si la serie no cumple con la condición de estacionariedad, se aplican transformaciones algebraicas como la diferenciación temporal o la eliminación de componentes periódicos mediante métodos de descomposición espectral. El objetivo de esta etapa es obtener una serie remanente donde las propiedades estadísticas sean independientes del origen del tiempo y cuya función de autocorrelación disminuya rápidamente hacia cero a medida que aumenta el desfase.

3. **Identificación de los órdenes p y q :** Una vez estacionarizada la serie histórica, se analizan las funciones de autocorrelación (ACF) y autocorrelación parcial (PACF). Estas funciones permiten identificar los patrones de dependencia temporal y los retardos dinámicos que definen la estructura de los componentes autorregresivos (AR) o de media móvil (MA), bajo los siguientes criterios de corte:
 - Un corte abrupto en la función ACF indica la dominancia de un componente MA de orden q .
 - Un corte abrupto en la función PACF denota la presencia de un componente AR de orden p .
 - Una disminución gradual y amortiguada en ambas funciones sugiere la necesidad de implementar un modelo integrado ARMA(p, q).

Para evitar el sobreajuste computacional y mantener la simplicidad del algoritmo en tiempo real, se utilizan los criterios de información de Akaike (AIC) y Bayesiano (BIC), penalizando el exceso de parámetros para encontrar la combinación de órdenes óptima con el menor costo computacional.

4. **Estimación offline de parámetros:** Una vez definidos los órdenes estructurales p y q , se procede al ajuste de los coeficientes vectoriales ϕ_i y θ_j del modelo ARMA(p, q). Esto se realiza en una etapa previa fuera de línea (*offline*) mediante algoritmos de máxima verosimilitud o mínimos cuadrados no lineales utilizando librerías robustas como *statsmodels* en Python. La finalidad de ejecutar esta estimación de forma *offline* es calcular las matrices analíticas de coeficientes fijos que posteriormente serán exportadas e integradas de forma directa en los bloques de espacio de estados de Simulink, evitando la ejecución de bucles de optimización iterativos que consumirían el tiempo inactivo (*idle time*) del procesador OPAL-RT.
5. **Validación de residuos y ruido blanco:** Una vez finalizado el ajuste paramétrico, se evalúa rigurosamente la calidad del modelo mediante el análisis estadístico de sus errores residuales. El indicador de éxito fundamental exige comprobar que los residuos se comporten estrictamente como ruido blanco gaussiano independiente e idénticamente distribuido ($\epsilon_t \sim \mathcal{N}(0, \sigma^2)$). Para certificar la ausencia de dinámicas omitidas, se analiza la ACF de los residuos y se aplica la prueba de hipótesis de Ljung-Box.

Si los residuos exhiben autocorrelación remanente, se reajustan de forma iterativa los órdenes del modelo. Esta validación asegura que el error inyectado al simulador en tiempo real actúe como una perturbación puramente estocástica y desprovista de tendencias deterministas que pudieran sesgar los lazos de control de la red activa.

2.3.3. Representación en variables de estado del modelo ARMA

Para su ejecución continua dentro de un lazo de simulación en tiempo real, un modelo ARMA puede ser mapeado formalmente a una estructura acotada de variables de espacio de estados [14]. A partir del modelo en diferencias 2.20, la representación matricial de estado toma la siguiente forma canónica:

$$x_{n+1} = Ax_{n+1} + Bx_n \quad (2.21)$$

$$y_n = Cx_n + Du_n. \quad (2.22)$$

Donde las matrices de transiciones dinámicas quedan consolidadas por:

$$A = \begin{bmatrix} \phi_1 & \cdots & \phi_p & -\theta_2 & \cdots & -\theta_{q-1} & -\theta_q \\ 1 & \cdots & 0 & 0 & \cdots & 0 & 0 \\ 0 & \cdots & 0 & 0 & \cdots & 0 & 0 \\ \vdots & & & & & & \\ \vdots & & & & & & \\ 0 & \cdots & 0 & 0 & \cdots & 0 & 0 \\ 0 & \cdots & 0 & 1 & \cdots & 0 & 0 \\ 0 & \cdots & 0 & 0 & \cdots & 0 & 0 \\ \vdots & & & & & & \\ \vdots & & & & & & \\ 0 & \cdots & 0 & 0 & \cdots & 1 & 0 \end{bmatrix}, \quad B = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ \vdots \\ \vdots \\ -\theta_1 \\ 0 \\ 0 \\ \vdots \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix}, \quad (2.23)$$

$$C = \begin{bmatrix} 1 & 0 & \cdots & 0 & 0 & 0 & \cdots & 0 & 0 \end{bmatrix}, \quad D = \begin{bmatrix} \theta_0 \end{bmatrix}. \quad (2.24)$$

En la Figura 2.7 se detalla el diagrama de bloques estructurado para la implementación nativa del modelo matemático dentro del entorno de SIMULINK. El sistema se alimenta mediante un generador aleatorio normal escalado por la desviación estándar calculada (σ) y corregido dinámicamente en su salida mediante el nivel medio local (μ) del proceso estocástico.

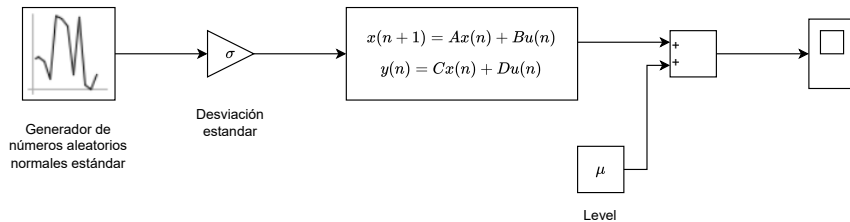


Figura 2.7: Diagrama de bloques estructural para la implementación de un proceso ARMA en Simulink.

Con la finalidad de estructurar la transición analítica entre el marco conceptual matemático y su posterior despliegue operativo en el modelamiento de los recursos energéticos, la Tabla 2.1 sintetiza y vincula de manera explícita cada una de las herramientas de series de tiempo descritas con el bloque fenoménico, modelo y variables físicas concretas que gobiernan dentro de la plataforma de simulación en tiempo real.

Tabla 2.1: Vínculo operativo y correspondencia metodológica de las formulaciones de series de tiempo en los modelos del sistema

Herramienta matemática	Dominio temporal	Recurso asociado
Regresión lineal por tramos	Baja resolución (5 min)	Demanda zonal (potencia activa y factor de potencia), potencia del recurso fotovoltaico, velocidad del viento y dirección del viento.
Modelo <i>ARMA</i> para residuo de la regresión lineal	Baja resolución (5 min)	Error dinámico y memoria serial macroscópica
Ecuación diferencial estocástica	Alta resolución (1 s)	Fluctuación estocástica de demanda intra-minuto (Proceso de Itô/Wiener)
Algoritmo de conmutación <i>SoDa</i>	Alta resolución (1 s)	Transitorios fotovoltaicos mediante ventanas de Hamming y Morlet excitadas por los generadores estocásticos de Bernoulli-Exponencial.
Filtro de Kaimal y admitancias de armónicos	Alta resolución (1 s)	Componente turbulenta rápida de ráfagas de viento de alta frecuencia para calcular potencia de una planta eólica con déficit de velocidad.

Capítulo 3

Modelamiento

3.1. Recopilación de datos

3.1.1. Fuentes de datos

Las series de tiempo recopiladas corresponden al proyecto ARPA-E PERFORM [15], producidas por el National Renewable Energy Laboratory (NREL) y complementadas con datos provenientes de las páginas oficiales de las Organizaciones Regionales de Transmisión (RTO) y Operadores de Sistemas Independientes (ISO) de los Estados Unidos.

Los datos de demanda corresponden a las siguientes entidades y sus respectivas zonas de operación según sus nomenclaturas:

- **SPP:** CSWS, EDE, GRDA, INDN, KACY, KCPL, LES, MPS, NPPD, OKGE, OPPD, SECI, SPRM, SPS, WAUE, WFEC y WR. Datos de potencia activa.
- **NYISO:** CAPITL, CENTRL, DUNWOD, GENESE, HUD VL, LONGIL, MHK VL, MILLWD, N.Y.C., NORTH y WEST. Datos de potencia activa.
- **MISO:** LRZ1, LRZ2 7, LRZ3 5, LRZ4, LRZ6 y LRZ9 10. Datos de potencia activa.
- **ERCOT:** Coast, East, Far West, North Central, North, South Central, Southern y West. Datos de potencia activa.
- **TRANSPower:** NZ TOTAL, NI TOTAL, SI TOTAL, GZ1, GZ2, GZ3, GZ4, GZ5, GZ6, GZ7, GZ8, GZ9, GZ10, GZ11, GZ12, GZ1 y GZ14. Datos de factor de potencia.

Por su parte, los datos de generación solar y eólica corresponden a los siguientes emplazamientos y zonas:

- **SPP:** Greewood MO, Cyril, Chaves Solar, Caprok Solar, entre otros.
- **NYISO:** Aegis CSG, Albany County 1, Bear Ridge Solar, entre otros
- **MISO:** Staunton, Chisago Solar, Waseca Solar, entre otros.
- **ERCOT:** Angelo Solar, Agate Solar, Bestla Solar, entre otros
- **NREL:** Variables para los modelos estocásticos y el cálculo de potencia que se obtienen mediante las coordenadas geográficas de la respectiva planta en el portal de la National Solar Radiation Database (NSRDB-NREL) [16] (ej.: tipo de nube para generación solar,

velocidad y dirección del viento para generación eólica). Se cuenta con una disponibilidad de aproximadamente 800 sitios distribuidos.

Con el propósito de estandarizar la caracterización del volumen de datos históricos empleado y definir el alcance de la calibración fenomenológica, la Tabla 3.1 sintetiza de forma estructurada las especificaciones técnicas de la recopilación. Cabe destacar que el criterio de selección y discriminación de las fuentes estructuradas respondió estrictamente a dos vectores de viabilidad metodológica: en primer lugar, la condición de *open-access* o accesibilidad pública gratuita de las plataformas de adquisición para resguardar la reproducibilidad de los ensayos; y en segundo lugar, la disponibilidad técnica de perfiles históricos continuos con una ventana temporal mínima de un año calendario completo libre de interrupciones, pérdidas de paquetes o fallas de telemetría, asegurando así la integridad estadística en la calibración de los modelos.

Tabla 3.1: Especificaciones técnicas, cobertura temporal y resolución de las fuentes de datos recopiladas

Fuente / Proyecto	Periodo histórico	Resolución original	Variables extraídas	Referencia
ARPA-E PERFORM (NREL)	2017 – 2019	5 min	Potencia activa	[15]
TRANSPower	2011	5 min	Factor de potencia	[15]
NSRDB / WIND Toolkit (NREL)	2015 – 2024	30 min / 5 min	Tipo de nube, irradiancia, velocidad y dirección de viento	[16]

3.1.2. Preprocesamiento de datos

La creciente disponibilidad de datos de alta frecuencia medidos, registrados y procesados en tiempo real beneficia enormemente el análisis de datos en el día a día de la industria para la toma de decisiones operativas. Sin embargo, debido a que los datos se adquieren normalmente mediante sensores y estaciones de medición reales, los fallos de medición y transmisión son inevitables, por lo que una etapa crucial en todo análisis de datos es el preprocesamiento.

El énfasis principal del preprocesamiento radica en tratar los valores atípicos (*outliers*) y los valores faltantes de datos en series de tiempo de una manera aplicable, sólida y computacionalmente sencilla. Por lo expuesto, las herramientas empleadas para la limpieza de datos corresponden a las librerías *imputeTS* [17] y *tsrobprep* [18] del lenguaje de programación R.

A continuación se mencionan las características operativas de cada librería:

- **ImputeTS:** Se especializa en la imputación de series temporales univariadas. Ofrece múltiples implementaciones de algoritmos de imputación de última generación junto con funciones de trazado para estadísticas de datos faltantes de series temporales. La librería ofrece funciones de imputación, visualización de datos perdidos para análisis de distribución y patrones, y evaluación comparativa de conjuntos de datos.
- **tsrobprep:** Introduce métodos eficientes para manejar valores perdidos y valores atípicos utilizando enfoques basados en modelos. Para la imputación de datos se utiliza un modelo de reemplazo probabilístico, que puede consistir en componentes autorregresivos y entradas externas. Para la detección de valores atípicos, se introduce un algoritmo de agrupamiento basado en modelos de mezcla finita, que considera propiedades típicas relacionadas con series de tiempo como características.

3.2. Plataforma para la lectura de parámetros en los modelos de demanda y generación

Para seleccionar los modelos de demanda y generación eólica y solar de forma más compacta y sencilla, se implementa una base de datos en las hojas de cálculo de Google. Se detallan sus principales características técnicas a continuación:

- Hojas estructuradas donde se detallan las opciones para los parámetros de demanda, factor de potencia, generación eólica y solar.
- Una función de listas desplegables dependientes desarrollada en *Apps Script*, la cual permite seleccionar un operador de sistema independiente para luego desplegar dinámicamente las zonas disponibles de dicho operador.
- Una función para la gestión integral de la base de datos de demanda y generación desarrollada en *Apps Script*, permitiendo realizar ajustes centralizados o agregar nuevas variables operacionales.

La plantilla contiene información de ubicación en la línea de transmisión, potencia activa y reactiva, y la selección de la serie de tiempo en relación al operador de sistema independiente, zona y semana. El formato de la plantilla se visualiza en las Tablas A.1, A.2 e A.3. Esta hoja de cálculo se utiliza como datos de entrada para obtener los parámetros de los modelos en la plataforma de Simulink.

Con el propósito de asegurar la interoperabilidad automática entre la interfaz en la nube y el entorno de simulación local, la arquitectura lógica del flujo de datos se resume en la Figura 3.1. Este diagrama de bloques detalla el proceso secuencial de entradas y salidas, donde las rutinas en Python procesan las selecciones del usuario, ejecutan filtros matriciales sobre las series históricas y compilan las variables en un archivo estructurado de inicialización de variables (*.mat*). Posteriormente, este archivo es cargado directamente por el reloj del sistema en Simulink mediante rutinas automatizadas de *callbacks*, garantizando la carga masiva y síncrona de parámetros sin intervención manual en el hardware.

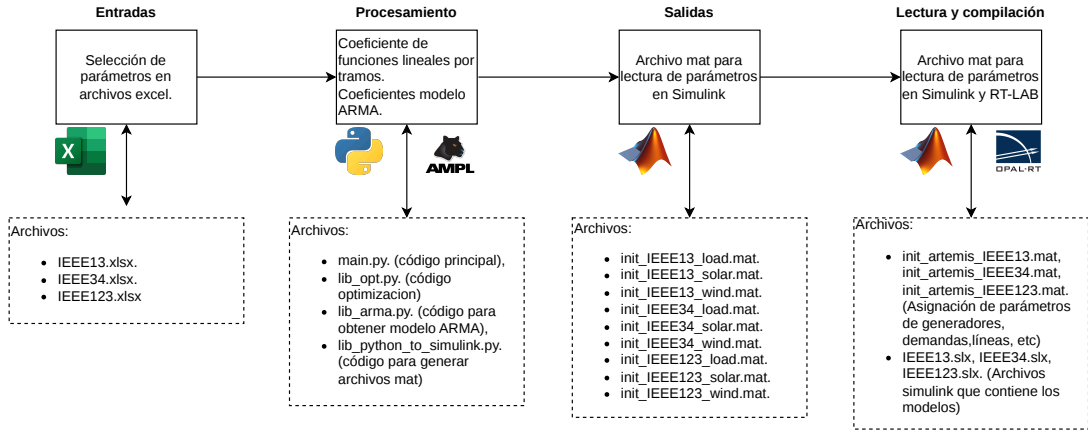


Figura 3.1: Diagrama de flujo, funciones internas en Python y mecanismo de generación de archivos de inicialización para el acoplamiento paramétrico con Simulink.

3.3. Modelo de regresión lineal con error autorregresivo en la escala de minuto

El problema de estimación de tendencia horaria por tramos semanales se formula de manera rigurosa como un modelo de optimización cuadrática acotada. Definiendo el conjunto de horas de la semana como $H = \{1, 2, \dots, 168\}$ y el conjunto de intervalos discretos subhorarios de 5 min como $M = \{1, 2, \dots, 12\}$, la función objetivo y sus respectivas restricciones estructurales quedan establecidas de la siguiente forma:

$$\min_{\alpha_h, \beta_h} \sum_{h=1}^H \sum_{m=1}^M E_{h,m}^2, \quad (3.1)$$

$$\text{sueto a } E_{h,m} = D_{h,m} - (\alpha_h + \beta_h \cdot m), \quad \forall h \in H, \forall m \in M, \quad (3.2)$$

$$\alpha_h + \beta_h \cdot 12 = \alpha_{h+1} + \beta_{h+1}, \quad \forall h \in \{1, \dots, 167\}, \quad (3.3)$$

$$\alpha_{168} + \beta_{168} \cdot 12 = \alpha_1 + \beta_1, \quad (3.4)$$

$$\alpha_h + \beta_h \cdot m \geq 0, \quad \forall h \in H, \forall m \in M. \quad (3.5)$$

Donde:

- $E_{h,m}$: representa el error residual de aproximación lineal en la hora h para el intervalo m .
- $D_{h,m}$: corresponde al valor histórico real medido de la serie temporal en la hora h e intervalo m .
- α_h : define el coeficiente de intercepto de la tendencia lineal estimado para la hora h .
- β_h : define el coeficiente de pendiente de la tendencia lineal estimado para la hora h .

La Ecuación (3.3) impone de forma estricta la continuidad del perfil en la frontera de transición entre horas consecutivas, mientras que la Ecuación (3.4) modela la restricción periódica de contorno para asegurar la suavidad en el cierre del ciclo semanal. Finalmente, la inecuación (3.5) blindo físicamente el modelo, impidiendo que la tendencia de la demanda activa o la generación tome valores negativos en el horizonte de cómputo.

La optimización de este modelo se realiza en el software AMPL de manera independiente para cada tipo de demanda y generación, aplicándose a las 52 semanas del año. Una de las ventajas de este método es que el error E se interpreta como un ruido que posee una distribución normal, lo que facilita la modelación estocástica. Una vez obtenidos los parámetros óptimos, los errores residuales E son analizados con el fin de ajustarlos mediante un modelo autorregresivo de segundo orden (AR(2)) utilizando bibliotecas de Python, determinando los coeficientes esenciales para construir la representación en variables de estado.

Finalmente, se implementa en SIMULINK la combinación del modelo de tendencia con el error autorregresivo, lo que permite reconstruir una representación precisa de la serie original en una resolución de 5 min. Esta señal reconstruida constituye la entrada del modelo estocástico encargado de generar las series sintéticas finales a una resolución intra-minuto de 1 s.

3.4. Esquema de trabajo

En la Figura 3.2 se presenta el flujo de trabajo global que abarca la adquisición y preprocesamiento de datos, la generación de parámetros de funciones lineales y errores autorregresivos, y la lectura de parámetros en el simulador en tiempo real.

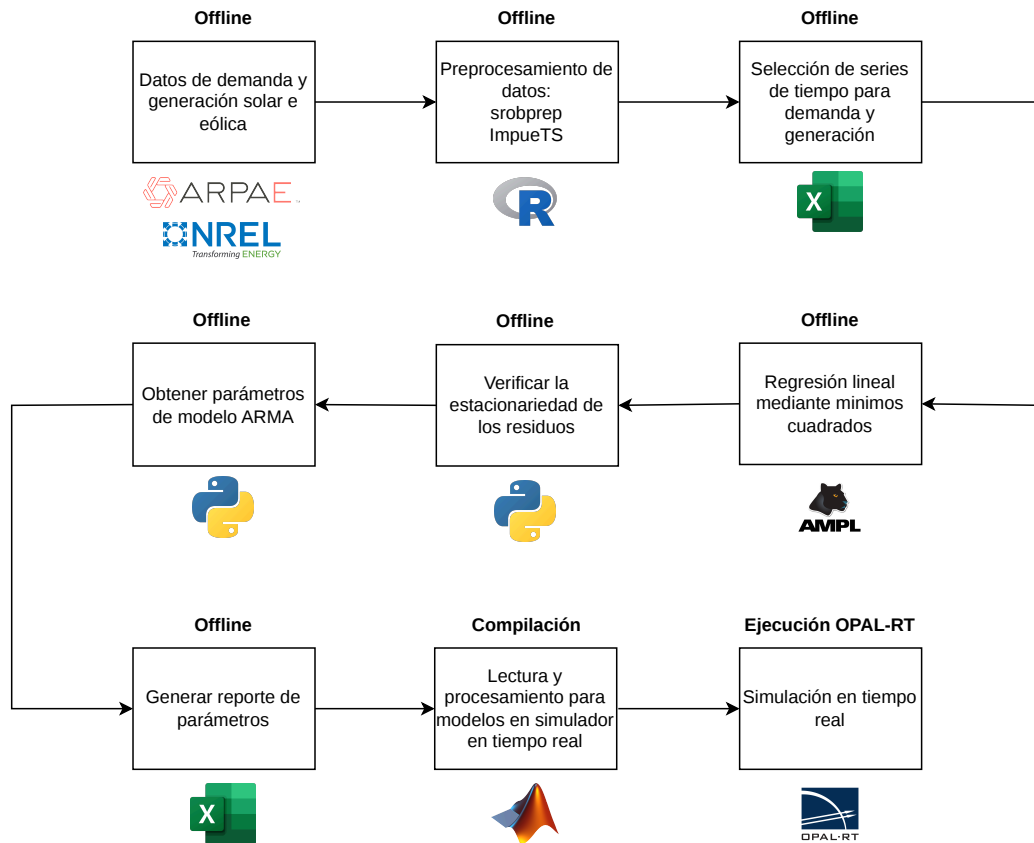


Figura 3.2: Esquema de trabajo para la generación de los parámetros de entrada del simulador en tiempo real

3.5. Modelos estocásticos en la escala intra-minuto

Con el propósito de simplificar la trazabilidad matemática y la interpretación analítica de las variables operacionales a lo largo del documento, se establece un patrón jerárquico unificado para el uso de subíndices y superíndices. En esta convención matricial, los superíndices denotan estrictamente la escala de resolución temporal de la variable evaluada, donde la sigla *LR* (*Low Resolution*) identifica al horizonte basal de baja resolución indexado a intervalos de 5 min y la sigla *HR* (*High Resolution*) identifica al horizonte basal de alta resolución indexado a intervalos de 51 s. Por su parte, los subíndices indican el método algebraico de estimación o el principio de descomposición física de la serie de tiempo. Bajo este enfoque, la sigla *LF* (*Linear Function*) mapea la tendencia determinista media calculada por tramos horarios, mientras que la sigla *AR* (*Autoregressive*) representa la componente de error dinámico y memoria serial modelada mediante el proceso autorregresivo.

3.5.1. Demanda

En el modelo estocástico propuesto, se asume que la variable aleatoria de la demanda fluctúa dinámicamente alrededor de su valor medio local [8]. De este modo, se puede representar mediante una tendencia constante en cualquier minuto específico indexado con ruido de la siguiente manera:

$$x_{k,t} = x_{trend,k} + e_t. \quad (3.6)$$

Dado que la tendencia en el intervalo corto se define como $x_{trend,k} = a_k$, la Ecuación (3.6) expresada en forma diferencial queda de la forma:

$$dx_{k,t} = da_k + de_t. \quad (3.7)$$

Puesto que a_k representa el valor promedio constante calculado para cada minuto en el instante discreto k , su derivada es nula:

$$da_k = 0. \quad (3.8)$$

Bajo esta condición, se asume que el diferencial del error de_t fluctúa con media cero y que la magnitud de dicha perturbación aleatoria es proporcional al valor de la variable en ese instante de tiempo. Por lo tanto, se puede modelar mediante un proceso de difusión de Wiener de la siguiente manera:

$$de_t = \sigma_k \cdot x_{k,t} \cdot dW_t, \quad (3.9)$$

$$de_t = \sigma_k \cdot (a_k + e_t) \cdot dW_t. \quad (3.10)$$

Donde σ_k es la desviación estándar de la tendencia de carga en el minuto k , y dW_t es el incremento del proceso de Wiener equivalente a $Z\sqrt{dt}$, siendo $Z \sim \mathcal{N}(0, 1)$. La Ecuación (3.10) puede ser reescrita en la forma canónica de una ecuación diferencial estocástica (SDE):

$$de_t = 0 \cdot dt + \sigma_k \cdot (a_k + e_t) \cdot dW_t. \quad (3.11)$$

Aplicando el lema de Itô a la SDE de la Ecuación (3.11), la expansión diferencial de la función escalar $f(e_t, t)$ toma la siguiente estructura matemática:

$$df(e_t, t) = \frac{\partial f}{\partial t} dt + \frac{1}{2} \sigma_k^2 \cdot (a_k + e_t)^2 \cdot \frac{\partial^2 f}{\partial e_t^2} dt + \frac{\partial f}{\partial e_t} \cdot \sigma_k \cdot (a_k + e_t) \cdot dW_t. \quad (3.12)$$

Definiendo la transformación no lineal como $f(e_t, t) = \ln(a_k + e_t)$, se calculan las derivadas parciales correspondientes:

$$\frac{\partial f}{\partial t} = 0, \quad \frac{\partial f}{\partial e_t} = \frac{1}{(a_k + e_t)}, \quad \frac{\partial^2 f}{\partial e_t^2} = \frac{-1}{(a_k + e_t)^2}. \quad (3.13)$$

Al sustituir las derivadas de la Ecuación (3.13) en la forma generalizada de la Ecuación (3.12), se reduce a:

$$d \ln(a_k + e_t) = 0 + \frac{1}{2} \sigma_k^2 \cdot (a_k + e_t)^2 \cdot \frac{-1}{(a_k + e_t)^2} + \frac{1}{(a_k + e_t)} \cdot \sigma_k \cdot (a_k + e_t) \cdot dW_t, \quad (3.14)$$

$$d \ln(a_k + e_t) = -\frac{1}{2} \sigma_k^2 dt + \sigma_k dW_t. \quad (3.15)$$

La solución analítica exacta de la SDE se obtiene integrando directamente la Ecuación (3.15) en el horizonte temporal $[0, t]$:

$$\int_{e_0}^{e_t} d \ln(a_k + e_t) = \int_0^t \left(-\frac{1}{2} \sigma_k^2 dt + \sigma_k dW_t \right), \quad (3.16)$$

$$\frac{a_k + e_t}{a_k + e_0} = \exp \left(-\frac{1}{2} \sigma_k^2 t + \sigma_k W_t \right). \quad (3.17)$$

Considerando que el ruido inicial en la frontera es nulo ($e_0 = 0$) y restituyendo la equivalencia original de la tendencia ($a_k = x_{\text{trend},k}$), se deduce la expresión final del generador estocástico subminuto:

$$x_{k,t} = x_{\text{trend},k} \cdot \exp \left(-\frac{1}{2} \sigma_k^2 t + \sigma_k W_t \right). \quad (3.18)$$

Para complementar la formulación del modelo estocástico presentado en la Ecuación (3.18), es fundamental profundizar en la caracterización empírica de la desviación estándar, con el objetivo de cuantificar los impactos asociados a la variabilidad y la incertidumbre en escalas temporales de 5 min o inferiores. Para ello, se requiere el estudio riguroso de perfiles de demanda con alta resolución temporal, los cuales fueron recopilados a partir de las bases de datos públicas descritas en el informe técnico del NREL [3].

Los conjuntos de datos reales de demanda analizados, clasificados por regiones, horizontes temporales de registro y resoluciones métricas de origen, se consolidan detalladamente en la Tabla 3.2.

Región	Periodo	Resolución
ISO-NE	2005	1 minuto
MISO	2005	10 minutos
NYISO	2005	10 minutos
PJM	2005 y 2006	10 minutos
Southern Company	2005	10 minutos
SPP	2005 y 2006	1 minuto
ISO-NE	Parcial 2013	5 minutos
NYISO	2012	5 minutos
PJM	2012	1 minuto
SPP	2010, 2011 y 2012	5 minutos

Tabla 3.2: Conjuntos de datos de demanda real utilizados para caracterizar la variación de carga subhoraria en el estudio de NREL [3]

Con el propósito de aislar las dinámicas del sistema, se implementa una etapa de filtrado digital sobre las series de demanda para segregar las componentes de baja y alta frecuencia. La componente de baja frecuencia representa la tendencia determinista del consumo macroscópico, mientras que la componente de alta frecuencia encapsula la variabilidad aleatoria remanente en torno a dicha tendencia. Este proceso de descomposición de la señal se ilustra gráficamente en la Figura 3.3.

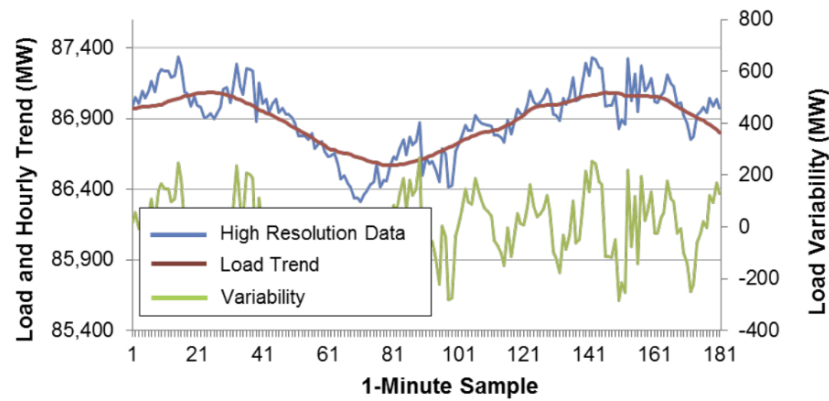


Figura 3.3: Filtrado de datos de alta resolución para obtener variabilidad de la demanda [3]

Para la selección del operador de filtrado óptimo, se evaluaron comparativamente diferentes enfoques estructurados, tales como el promedio móvil simple y filtros digitales adaptativos (filtros pasabajo y pasalto de segundo orden del tipo Butterworth). Los promedios móviles simétricos demostraron la mayor eficiencia matemática para la extracción de la tendencia de carga central; debido a que dicha estructura procesa la información de forma bidireccional en la etapa de análisis preliminar, se logra un seguimiento dinámico superior de la señal en comparación con las aproximaciones causales analizadas.

La calibración de la ventana temporal del filtro se determinó de forma iterativa para rangos de ventanas de 25 min a 65 min, según se visualiza en la Figura 3.4. Esta sintonización asegura la remoción de las fluctuaciones rápidas de corto plazo sin distorsionar la trayectoria de la tendencia de largo plazo.

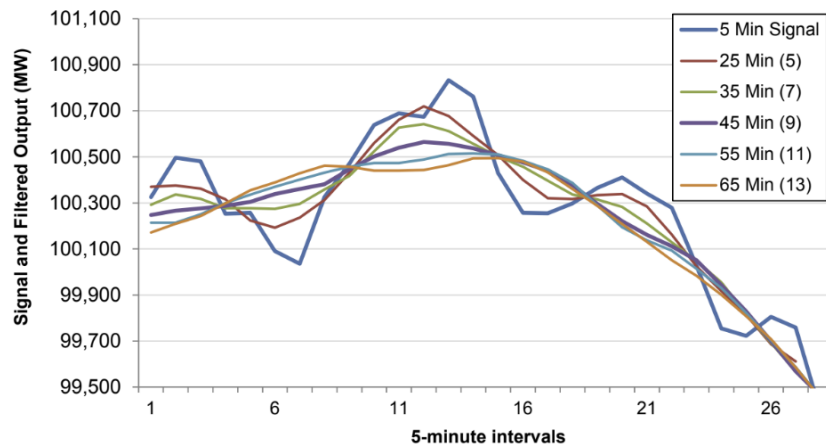


Figura 3.4: Comparación de diferentes tamaños de ventana de promedio móvil en la respuesta de frecuencia del filtro [3]

A partir de los residuos filtrados, en la Figura 3.5 se grafica la desviación estándar de la variabilidad de corto plazo indexada frente a la demanda máxima de cada zona bajo estudio. Los resultados confirman experimentalmente la existencia de una relación lineal directa entre la magnitud de la variabilidad estocástica intra-minuto y la capacidad máxima de carga de la región eléctrica evaluada.

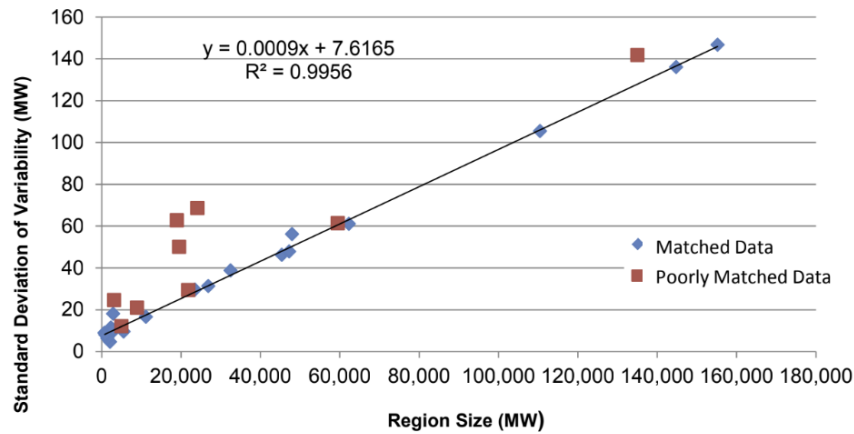


Figura 3.5: Resultados empíricos de variabilidad subhoraria frente a la demanda máxima del sistema [3]

Finalmente, la arquitectura generalizada para la síntesis de las series temporales de potencia activa y reactiva se consolida en el diagrama de bloques de la Figura 3.6. Este esquema integra de forma jerárquica el modelo de regresión lineal con errores autorregresivos junto con el generador estocástico diferencial, permitiendo inyectar señales dinámicas realistas con una resolución de 1 s en el simulador.

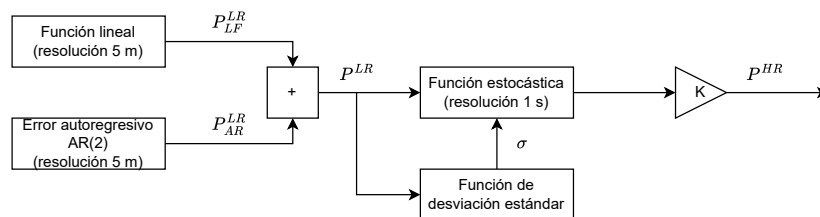


Figura 3.6: Esquema estructural del modelo de demanda para generar series de tiempo de potencia activa y reactiva con resolución de 1 s.

3.5.2. Generación solar

El modelo seleccionado corresponde a la herramienta *SoDa* expuesta en [4], el cual formula un método estocástico acotado para caracterizar las estadísticas de la potencia fotovoltaica en escalas de tiempo de minutos y subminutos bajo diferentes regímenes climáticos, utilizando como base mediciones de unidades de adquisición fasorial (PMU).

Se denota la componente alterna (CA) de la potencia activa producida por la planta fotovoltaica en el día d y en el instante discreto $k \in T = \{0, 1, \dots, nT - 1\}$ como $p_d[k]$, donde T representa el número de muestras integradas en un intervalo de baja resolución (habitualmente menor o igual a 30 min). La irradiancia solar incidente experimenta atenuaciones dinámicas debido al paso de nubes y aerosoles, modelados analíticamente como una máscara aleatoria de truncamiento. La descomposición matemática de la señal de potencia real de salida $p_d[k]$ se define por:

$$p_d[k] = s_d[k] - p_d^b[k] + p_d^e[k], \quad (3.19)$$

donde $s_d[k]$ representa la trayectoria determinista de cielo despejado en alta resolución temporal, mientras que $p_d^b[k]$ y $p_d^e[k]$ constituyen procesos estocásticos rápidos que capturan la atenuación de la componente directa de irradiancia y el efecto físico de borde de nube (*cloud-edge effect*), respectivamente. Se asume que las variaciones asociadas a la componente difusa ocurren en horizontes superiores a 30 min, por lo que sus efectos quedan completamente encapsulados en la dinámica macroscópica de $s_d[k]$.

Para construir la señal $s_d[k]$ en la resolución intra-minuto deseada, se realiza un sobremuestreo e interpolación ($\uparrow T$) de las estimaciones horarias mediante un filtro pasabajo lineal definido por la función de transferencia temporal $g[k] = (1 - k/T)\text{rect}_T(k)$, donde $\text{rect}_T(k)$ corresponde a un pulso rectangular unitario confinado en el intervalo $[0, T]$:

$$s_d[k] = \sum_{\ell=0}^{n-1} \hat{p}^{ac}[\ell] g[k - \ell T]. \quad (3.20)$$

La activación de las componentes de atenuación estocástica depende del índice de clasificación del tipo de nube $\mathcal{V} \in \{0, 1, \dots, 12\}$, provisto en series históricas por la National Solar Radiation Database (NSRDB-NREL) [16]. Debido a que la etiqueta climatológica posee la misma resolución de baja frecuencia que el intervalo ℓ , se define el conjunto indexado local como $\mathcal{T}_\ell = \{(\ell - 1)T, \dots, \ell T\}$. El comportamiento dinámico del modelo conmuta de forma lógica entre un régimen despejado y un régimen nublado para el intervalo instantáneo $k \in \mathcal{T}_\ell$ según la siguiente función de transición:

$$p_d[k] = \begin{cases} s_d[k] - p_d^b[k] & \mathcal{V} \leq 1, \\ s_d[k] - p_d^b[k] + p_d^e[k] & \mathcal{V} \geq 1. \end{cases} \quad (3.21)$$

Físicamente, la componente de incremento por borde de nube $p_d^e[k]$ se anula ante regímenes de cielo despejado ($\mathcal{V} \leq 1$) debido a la ausencia de fronteras de nubes bajas o medias capaces de inducir fenómenos de reflexión y difracción óptica local. Esta estructura lógica permite aislar las componentes para sintonizar los parámetros estocásticos de forma independiente según las etiquetas meteorológicas indexadas en la NSRDB.

Las componentes rápidas de perturbación se modelan mediante operadores de convolución unidimensionales excitados por señales estocásticas discontinuas de salto compuesto:

$$p_d^b \approx \sum_q \tilde{h}_w[q] z_w[k - q], \quad (3.22)$$

$$p_d^e \approx \sum_q \tilde{h}_m[q] z_m[k - q], \quad (3.23)$$

donde $\tilde{h}_w[q]$ y $\tilde{h}_m[q]$ representan los filtros digitales de conformación espacial de tamaño M , acoplados a las entradas estocásticas de ruido compuesto $z_w[k]$ y $z_m[k]$, respectivamente. El filtro $\tilde{h}_w[q]$ parametriza la tasa de caída de potencia directa por amortiguamiento óptico y se implementa mediante una ventana de Hamming simétrica:

$$\tilde{h}_w[q] = 0.54 - 0.46 \cos\left(\frac{2\pi q}{M-1}\right), \quad 0 \leq q \leq M-1. \quad (3.24)$$

Esta ventana atenúa las transiciones abruptas y emula el efecto de suavizado geográfico natural que exhiben las plantas fotovoltaicas de gran escala frente a perturbaciones locales. Por su parte, el filtro $\tilde{h}_m[k]$ captura los picos transitorios de irradiancia inducidos en los límites de la masa nubosa, implementándose a través de una variante analítica de la ondícula de Morlet de la forma:

$$\tilde{h}_m[k] = \exp\left(-\left(\frac{2k}{M} - 1\right)^2\right) \left| \cos\left(-20\left(1 + \frac{2k}{M}\right)\right) \right|, \quad 0 \leq k \leq M-1. \quad (3.25)$$

El esquema general del modelo y los filtros se visualizan con detalle en la figuras 3.7 y 3.8, respectivamente.

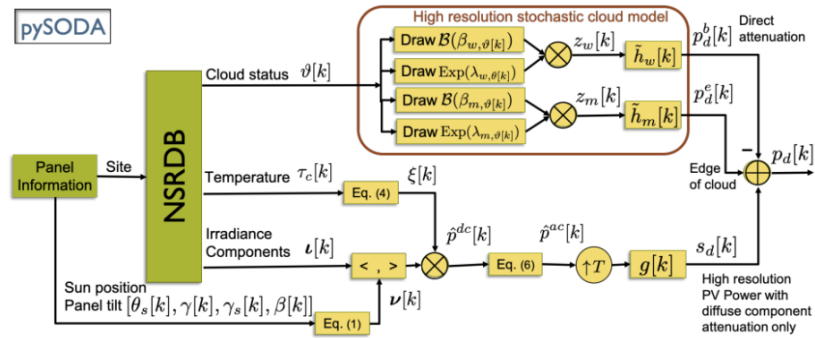


Figura 3.7: Diagrama de bloques que resume el modelado y la generación de datos solares sintéticos con una resolución de 1 segundo [4]

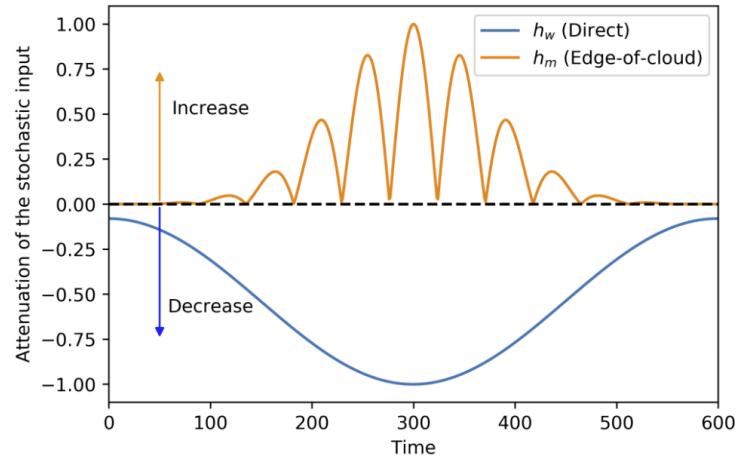


Figura 3.8: Ventana de Hamming y ondas de Morlet [4]

Las entradas de excitación ($z_m[k]$ y $z_w[k]$) corresponden a procesos estocásticos donde la magnitud del salto se rige por el producto acoplado de una variable aleatoria de Bernoulli ($b[k]$), que determina la ocurrencia del evento, y una variable de distribución exponencial ($z'[k]$), que calibra la severidad del impacto, indexadas según el tipo de nube detectado:

$$z_m[k] = b_m[k]z'_m[k], \quad z_w[k] = b_w[k]z'_w[k] \quad k \in \mathcal{T}_\ell, \quad (3.26)$$

$$b_m[k] \sim B(\beta_m, \mathcal{V}[\ell]), \quad z'_m[k] \sim \text{Exp}(\lambda_m, \mathcal{V}[\ell]), \quad (3.27)$$

$$b_w[k] \sim B(\beta_w, \mathcal{V}[\ell]), \quad z'_w[k] \sim \text{Exp}(\lambda_w, \mathcal{V}[\ell]). \quad (3.28)$$

Para la identificación paramétrica a partir de las mediciones de PMU de alta frecuencia, en primera instancia se omiten las variables de Bernoulli para inducir escasez en las señales de ruido inyectado, formulando la aproximación de la potencia atenuada diaria $\mathbf{y}_d \in \mathbb{R}^{nT}$ ($y_d[k] = s_d[k] - p_d[k]$) mediante un problema de optimización regularizado lineal del tipo LASSO:

$$\mathbf{y}_d = \mathbf{\Phi}_m \mathbf{z}_m + \mathbf{\Phi}_w \mathbf{z}_w + \epsilon, \quad \mathbf{y}_d \in \mathbb{R}^{nT}, \mathbf{z}_m, \mathbf{z}_w \in \mathbb{R}^{(nT-M)}, \quad (3.29)$$

donde ϵ representa el vector de error residual del modelo, y las matrices $\mathbf{\Phi}_m, \mathbf{\Phi}_w \in \mathbb{R}^{nT \times (nT-M)}$ corresponden a estructuras de Toeplitz que ejecutan de forma matricial las operaciones de convolución lineal del sistema. Los vectores de entrada estocásticos regularizados se calculan mediante la minimización del siguiente funcional cuadrático acotado:

$$\min_{\mathbf{z}_m, \mathbf{z}_w} \|\mathbf{y}_d - \mathbf{\Phi}_m \mathbf{z}_m - \mathbf{\Phi}_w \mathbf{z}_w\|^2 + \rho_m(\mathbf{1}^\top \mathbf{z}_m) + \rho_w(\mathbf{1}^\top \mathbf{z}_w), \quad (3.30)$$

$$\text{sujeto a } \mathbf{z}_m \geq 0, \quad \mathbf{z}_w \geq 0. \quad (3.31)$$

Tras aislar las trayectorias óptimas de $\mathbf{z}_m$ y $\mathbf{z}_w$, los datos se segmentan en subconjuntos discretos condicionados por el tipo de nube local: $Z_m^i = \{z_m[k] \mid k \in \mathcal{T}_\ell, \mathcal{V}[\ell] = i\}$ y $Z_w^i = \{z_w[k] \mid k \in \mathcal{T}_\ell, \mathcal{V}[\ell] = i\}$, $\forall i \in \{2, \dots, 12\}$. Por definición de frontera física de cielo despejado, se establece que $\lambda_{m,0} = \lambda_{m,1} = \infty$. Los parámetros de escala restantes se deducen mediante estimación por máxima verosimilitud (*maximum likelihood*) aplicando umbrales de filtrado estadístico (τ_m, τ_w):

$$\lambda_{m,i} = \frac{1}{\sum_{z_m[k] \in Z_m^i, z_m[k] > \tau_m} z_m[k]}, \quad \lambda_{w,i} = \frac{1}{\sum_{z_w[k] \in Z_w^i, z_w[k] > \tau_w} z_w[k]}, \quad \forall i \in \{2, \dots, 12\}. \quad (3.32)$$

De forma simétrica, los coeficientes de probabilidad asociados a las variables de Bernoulli se calculan directamente a partir del cardinal de los conjuntos muestrales segmentados:

$$\beta_{m,i} = |Z_m^i|^{-1} \sum_{z_m[k] \in Z_m^i, z_m[k] > \tau_m} 1, \quad \beta_{w,i} = |Z_w^i|^{-1} \sum_{z_w[k] \in Z_w^i, z_w[k] > \tau_w} 1. \quad (3.33)$$

Para la implementación de la plataforma en tiempo real del presente trabajo, se adoptaron los parámetros validados numéricamente en [4], consolidando las siguientes hipótesis y supuestos de diseño de ingeniería:

- Los efectos macroclimáticos y topográficos que actúan sobre la irradiancia local son capturados de forma suficiente por la NSRDB a través de la variable indexada del tipo de nube.
- La distribución condicional de la variabilidad subminuto de la potencia solar dado un tipo de nube específico es espacialmente invariante, lo que permite extrapolar los parámetros a diferentes coordenadas geográficas.
- Para el escalamiento físico de la planta fotovoltaica en el simulador, se seleccionó una ventana temporal de filtrado fijo $M = 600$ s, la cual modela de forma fidedigna el paso de masas nubosas desplazándose a una velocidad promedio de 40 km h^{-1} sobre una superficie de paneles de 1.5 km^2 con capacidad nominal de 7.5 MW.
- Los parámetros de regularización y filtrado estadístico se fijaron en $\rho_m = 0.1$, $\rho_w = 0.01$, $\tau_m = 0.2$ y $\tau_w = 0.1$.

Los resultados del ajuste paramétrico estocástico para cada clase climática se resumen formalmente en la Tabla 3.3.

Tabla 3.3: Sumario de los parámetros estocásticos de entrada sintonizados mediante mediciones de PMU con resolución de 1 s [4]

Tipo de nube (NSRDB)	ID Clase	$\lambda_{m,i}$	$\lambda_{w,i}$	$\beta_{m,i}$	$\beta_{w,i}$
Despejado, tipo desconocido	0, 10	∞	5.98	0.0013	0.0019
Probablemente despejado	1	∞	5.80	0.0028	0.0090
Niebla, polvo, humo	2, 11, 12	3.29	6.50	0.0097	0.0035
Agua, exceso	3, 9	3.90	6.07	0.0055	0.0028
Agua súper enfriada	4	3.25	5.88	0.0189	0.0041
Hielo opaco	6	4.19	4.83	0.0004	0.0011
Nubes grises	7	3.10	5.15	0.0074	0.0042
Mixto, superpuesto	4, 8	4.09	6.66	0.0036	0.0080

El esquema conceptual de bloques que gobierna la síntesis de potencia activa fotovoltaica a 1 s en Simulink, integrando el acoplamiento de las ventanas de Hamming y Morlet excitadas por los generadores estocásticos de Bernoulli-Exponencial en tiempo real, se detalla estructuralmente en la Figura 3.9.

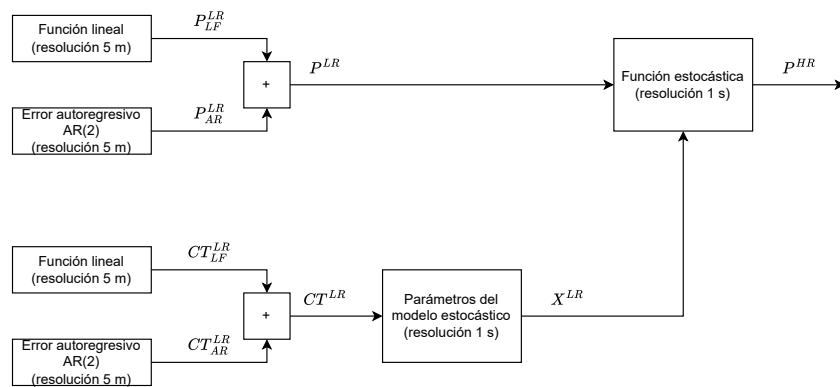


Figura 3.9: Esquema de bloques del modelo fotovoltaico para la generación de series de tiempo de potencia activa a paso fijo en la plataforma de tiempo real.

La precisión dinámica del generador estocástico fotovoltaico en el entorno de tiempo real queda supeditada a la correcta indexación de las etiquetas meteorológicas del tipo de nube provistas por la NSRDB. Debido a que estas clasificaciones actúan como variables lógicas exógenas de conmutación, el sistema exhibe una alta sensibilidad ante errores de imputación o fallas en los algoritmos de clasificación satelital. Específicamente, la ocurrencia de un falso positivo —definido como la catalogación de un régimen de cielo despejado (ID 1) bajo una etiqueta de nubosidad densa o mixta ($ID \geq 2$)— gatilla de forma errónea la inyección estocástica de perturbaciones sobre las ventanas de Hamming y las ondículas de Morlet modificadas. Este fenómeno introduce rampas severas de potencia artificiales y oscilaciones numéricas transitorias de alta frecuencia que no guardan correspondencia con las tendencias de irradiancia reales del periodo, falseando el estrés dinámico exigido a los inversores *grid-following*. Por el contrario, un falso negativo —la omisión de una transición real de nubosidad densa, manteniéndose congelado el estado ID 1— suprime por completo el efecto de borde de nube y genera perfiles de potencia deterministas idealizados, subestimando la variabilidad intra-minuto real del recurso solar.

3.5.3. Generación eólica

Un aerogenerador realiza la conversión de la energía cinética contenida en las masas de aire en potencia mecánica rotacional, la cual es posteriormente transformada en energía eléctrica mediante una máquina sincrónica o de inducción acoplada a la red. La potencia total disponible en el flujo de viento depende fundamentalmente de tres parámetros físicos: la densidad del aire local, el área de barrido del rotor y la velocidad instantánea del viento.

En primer lugar, la densidad del aire influye directamente en la masa volumétrica y, por ende, en la energía cinética total transferible a los álabes. En segundo lugar, el área geométrica del rotor determina la sección transversal de captura del flujo, un parámetro que se incrementa de forma proporcional al cuadrado del radio de la pala. Finalmente, el factor con mayor impacto sobre la dinámica del sistema es la velocidad longitudinal del viento, dado que la potencia disponible

varía con el cubo de dicha magnitud. Considerando estos principios aerodinámicos, la potencia instantánea del viento se expresa formalmente mediante la siguiente ecuación:

$$P = \frac{1}{2} \rho A V^3, \quad (3.34)$$

donde P representa la potencia instantánea disponible en el flujo de aire, A define el área de barrido del rotor, ρ es la densidad del aire local y V corresponde a la velocidad longitudinal instantánea del viento.

La velocidad del viento presenta una variabilidad estocástica errática y no estacionaria que depende de las condiciones meteorológicas y de la rugosidad topográfica del emplazamiento, lo que complejiza su modelación matemática. Esta dinámica rápida se encuentra dominada por la turbulencia local generada debido a la fricción del flujo con la superficie terrestre. Con el propósito de viabilizar la integración fidedigna del recurso en la plataforma de simulación en tiempo real, se imponen las siguientes hipótesis y supuestos iniciales de diseño:

- La densidad del aire se asume constante e invariante ante fluctuaciones térmicas locales.
- El aerogenerador opera bajo un régimen de operación normal, omitiendo condiciones climáticas extremas o ráfagas transitorias por fallas meteorológicas severas.
- La turbina cuenta con un sistema de control de orientación (*yaw control*) de seguimiento perfecto frente a variaciones lentas, lo que permite simplificar el problema modelando únicamente la componente de velocidad longitudinal del viento.

Bajo estas consideraciones, la velocidad instantánea del viento se formula como la superposición de dos componentes dinámicas ortogonales en el dominio de la frecuencia:

$$v(t) = v_m(t) + v_t(t), \quad (3.35)$$

donde $v_m(t)$ representa la componente meteorológica de baja frecuencia que rige las variaciones de largo plazo, extraída directamente de los registros históricos, y $v_t(t)$ define la componente de turbulencia rápida asociada a fluctuaciones de alta frecuencia.

Ambas componentes se identifican analíticamente en el modelo espectral de Van der Hoven, ilustrado en la Figura 3.10, el cual evidencia una brecha espectral nítida en torno a los 0.5 mHz. Esta separación energética fundamenta que la componente turbulenta $v_t(t)$ sea modelada de forma aislada como un proceso estocástico ergódico de media cero, dada la baja densidad de energía presente en el rango de frecuencias comprendido entre las 2 h y los 10 min.

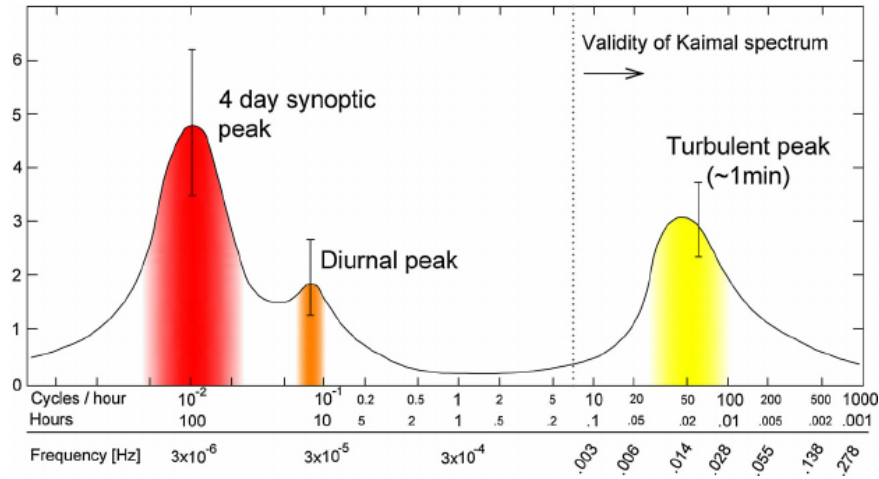


Figura 3.10: Modelo espectral de la velocidad del viento de Van der Hoven [5].

3.5.3.a. Modelamiento de la turbulencia y efectos locales

Para aproximar la dinámica de alta frecuencia de la componente turbulenta $v_t(t)$, la literatura recurre a filtros de conformación espectral excitados por ruido blanco, siendo los estándares de diseño los modelos de Kaimal y von Karman. De acuerdo con las aproximaciones analíticas validadas en [5], las densidades espectrales de potencia de ambos modelos se definen por:

$$\Phi_{\text{Kaimal}}(\omega) = \frac{K_v}{(1 + \omega \cdot T_v)^{5/3}}, \quad (3.36)$$

$$\Phi_{\text{Karman}}(\omega) = \frac{K_v}{(1 + (\omega \cdot T_v)^2)^{5/6}}. \quad (3.37)$$

Ambos espectros se encuentran parametrizados por los coeficientes de escala K_v y T_v , los cuales dependen directamente de la velocidad media del viento y de las constantes geográficas del sitio, tales como la intensidad de la turbulencia y la longitud de escala local.

No obstante, la operación real del rotor introduce perturbaciones determinísticas adicionales inducidas por la sombra de la torre (*tower shadow*) y la cizalladura del viento (*wind shear*). Debido al gradiente logarítmico vertical de velocidad (ley de Prandtl), las palas experimentan variaciones cíclicas de fuerza según su posición angular instantánea. Para reproducir estos fenómenos en Simulink sin incurrir en una excesiva carga computacional en tiempo real, se implementa el método de filtros armónicos estructurado en [5, 19], el cual combina un filtro racional pasabajo para aproximar el espectro de Kaimal junto con filtros de admitancia rotacionales para capturar los efectos de promediación del disco y muestreo angular, según la arquitectura detallada en la Figura 3.11.

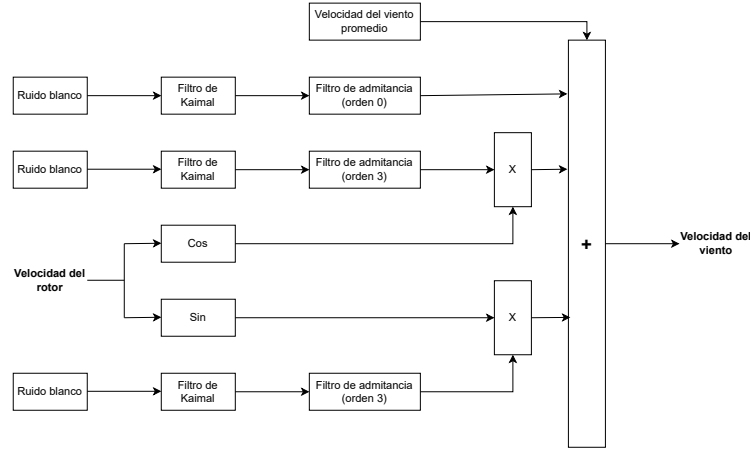


Figura 3.11: Diagrama estructural del método de filtros armónicos para la síntesis de viento [5].

A partir del ajuste empírico de funciones de transferencia de orden reducido detallado en [5], las expresiones algebraicas sintonizadas para el filtro de Kaimal de segundo orden y los filtros de admitancia del armónico cero (H_{0adm}) y tercer armónico (H_{3adm}) quedan establecidas por:

$$H_{kaimal}(s) = K \cdot \frac{0.0182c^2s^2 + 1.3652cs + 0.9846}{1.3462cs^2 + 3.7593cs + 1}, \quad (3.38)$$

$$H_{0adm}(s) = \frac{4.7869d^2s^2 + 0.9904}{7.6823d^2s^2 + 7.3518ds + 1}, \quad (3.39)$$

$$H_{3adm}(s) = \frac{0.2766d^2s^2 + 0.0307}{0.3691d^2s^2 + 1.7722ds + 1}, \quad (3.40)$$

donde las constantes operacionales se definen por los parámetros acoplados del sitio $c = V_m/L_t$ y $K = V_m/\sqrt{2L_t\sigma^2}$, siendo L_t la escala de longitud de la turbulencia, V_m la velocidad media meteorológica y σ la desviación estándar de la componente rápida. Los coeficientes H_{0adm} y H_{3adm} se sintonizan para representar la simetría perfecta de un rotor trifásico de tres palas, actuando como atenuadores de paso bajo para emular la promediación espacial del flujo sobre el área total del disco de rotación.

3.5.4. Modelamiento de la dirección del viento

La evolución espacial del vector de viento se simula tratando su ángulo de dirección como un proceso estocástico continuo. Para incorporar la correlación temporal de las variaciones previas en pasos de simulación discretos, se implementa un modelo de Gauss-Markov de primer orden (FOGM) [20]:

$$x_{k+1} = \Phi_k x_k + \delta_k Z_k, \quad (3.41)$$

donde x_k representa la dirección angular instantánea en el paso discreto k , $Z_k \sim \mathcal{N}(0, 1)$ corresponde a una variable normal estándar independiente, y el operador de transición queda definido

por $\Phi_k = \exp(-\Delta t/\tau)$. La magnitud de la varianza inyectada se calibra mediante el término de difusión:

$$\delta_k = \sigma_w \sqrt{1 - \exp\left(\frac{-2\Delta t}{\tau}\right)}, \quad (3.42)$$

donde σ_w representa la desviación estándar muestral de los registros semanales históricos y τ define la constante de tiempo de correlación fija del proceso, establecida en 1 h.

3.5.4.a. Modelamiento y algoritmo de la estela

Para evaluar las pérdidas aerodinámicas por interferencia mutua dentro de un parque eólico, se implementa el modelo analítico gaussiano de Bastankhah [21]. Este enfoque caracteriza bidimensionalmente la dispersión de la estela y el déficit de velocidad normalizado mediante las siguientes ecuaciones de acoplamiento:

$$\frac{\Delta V}{V_\infty} = \begin{cases} \left(1 - \sqrt{1 - \frac{C_T}{8\sigma_y^2/D^2}}\right) \exp\left(-0.5 \left(\frac{y_i - y_g}{\sigma_y}\right)^2\right), & \text{si } (x_i - x_g) > 0, \\ 0, & \text{de lo contrario,} \end{cases} \quad (3.43)$$

$$\sigma_y = k_y(x_i - x_g) + \frac{D}{\sqrt{8}}, \quad (3.44)$$

donde $\Delta V/V_\infty$ es el déficit de velocidad normalizado, C_T define el coeficiente de empuje dinámico de la turbina, D representa el diámetro del rotor, σ_y es la desviación estándar espacial del cono de estela, y el parámetro k_y calibra la tasa de expansión geométrica en función de la intensidad de la turbulencia del sitio. Las coordenadas $(x_i - x_g)$ e $(y_i - y_g)$ definen las distancias relativas longitudinales y transversales entre el aerogenerador emisor de estela y la unidad bajo análisis en el marco de referencia intrínseco del viento.

Para configuraciones complejas de múltiples aerogeneradores interconectados en cascada, la superposición total de pérdidas de velocidad se calcula mediante el criterio de suma cuadrática convencional:

$$\left(\frac{\Delta V}{V_\infty}\right)_{\text{total}} = \sqrt{\sum_{j=1}^n \left(\frac{\Delta V}{V_\infty}\right)_j^2}. \quad (3.45)$$

El cálculo algorítmico continuo ejecutándose en la plataforma Simulink para determinar la potencia neta agregada de la planta comprende las siguientes etapas de procesamiento:

1. Lectura paramétrica de hardware: Inicialización matricial de las posiciones relativas (x, y) de los aerogeneradores junto con sus curvas características técnicas de potencia (velocidades de corte inferior *cut-in*, nominal y desconexión *cut-out*).
2. Transformación de coordenadas rotacionales: Para cada paso de tiempo, las posiciones geográficas (x, y) se proyectan dinámicamente al marco síncrono del flujo de viento (x_w, y_w)

mediante la matriz de rotación angular:

$$\phi_k = -\left(\frac{\pi}{2} + \theta_k\right), \quad (3.46)$$

$$x_w = x \cos(\phi_k) + y \sin(\phi_k), \quad (3.47)$$

$$y_w = -x \sin(\phi_k) + y \cos(\phi_k). \quad (3.48)$$

3. Evaluación iterativa de pérdidas: Se calcula la matriz de interferencia cruzada aplicando de forma secuencial la Ecuación (3.45) para aislar la velocidad efectiva neta resultante (V_e) en la cara del plano de cada rotor:

$$V_e = V_\infty \left(1 - \left(\frac{\Delta V}{V_\infty}\right)_{\text{total}}\right). \quad (3.49)$$

4. Mapeo de potencia neta: La velocidad efectiva V_e alimenta la tabla de interpolación no lineal de la curva de potencia para computar la inyección individual de cada unidad, consolidando la potencia total de salida de la planta eólica mediante el operador de agregación lineal:

$$P_{\text{planta}} = \sum_{j=1}^n P_{\text{turb},j}. \quad (3.50)$$

El diagrama de bloques jerárquico definitivo diseñado para Simulink, que integra de manera síncrona el lazo del modelo FOGM de dirección del viento, los filtros armónicos de Kaimal-Admitancia y el algoritmo matricial de estelas a una resolución de paso fijo de 1 s, se esquematiza estructuralmente en la Figura 3.12.

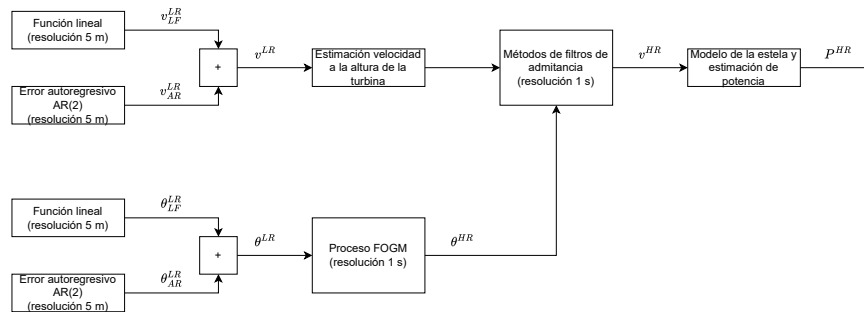


Figura 3.12: Esquema del modelo de generación eólica (potencia activa) para generar series de tiempo con resolución de 1 s

Con el propósito de garantizar la representatividad física y la consistencia analítica de las simulaciones dinámicas frente a las condiciones aerodinámicas locales, las propiedades mecánicas y coeficientes operacionales del parque eólico se calibraron utilizando los datos de diseño de la turbina de referencia de la IEA (*IEA 3.4-130 RWT*) [22]. La Tabla 3.4 resume de manera explícita el conjunto de parámetros del sistema, detallando las dimensiones geométricas del rotor, las constantes aerodinámicas del modelo de estela y la densidad atmosférica local ajustada, estableciendo así el sustento formal de los ensayos.

Tabla 3.4: Parámetros locales y especificaciones técnicas del modelo de generación eólica compuesto

Parámetro operativo	Símbolo	Valor numérico	Unidad física	Fuente / Justificación
Número de aerogeneradores	N_{wt}	25	Adimensional	Configuración de planta agregada [22]
Potencia nominal unitaria	P_{nom}	3.4	MW	Repositorio oficial IEA [22]
Diámetro del rotor	D	130	m	Hoja de datos del fabricante [22]
Altura del buje (<i>hub</i>)	z_{hub}	110	m	Perfil topográfico de acoplamiento [22]
Densidad del aire local	ρ	1.225	kg m^{-3}	Condición ISA estándar a nivel del mar
Coeficiente de empuje dinámico	C_T	0.72	Adimensional	Curva característica de empuje [22]
Factor de expansión de estela	k_y	0.04	Adimensional	Modelo de Bastankhah en terreno plano

3.6. Modelos físicos

3.6.1. SOGI-PLL

El lazo de seguimiento de fase o PLL (del inglés *phase-locked loop*) constituye un sistema de control en lazo cerrado basado en una estructura de realimentación negativa. Su arquitectura estándar se compone fundamentalmente de tres etapas operacionales conectadas en serie: un detector de fase o PD (*Phase Detector*), un filtro de bucle o LF (*Loop Filter*) y un oscilador controlado por voltaje o VCO (*Voltage-Controlled Oscillator*) [6].

La diferencia analítica entre las diversas variantes de PLL documentadas en la literatura radica principalmente en la formulación matemática del detector de fase y en el método implementado para aislar la señal de error angular. En aplicaciones trifásicas acopladas a sistemas de potencia, un par de señales ortogonales en cuadratura puede ser obtenido directamente mediante la aplicación de matrices algebraicas de transformación de coordenadas invariantes en el tiempo (transformación de Clarke).

Por el contrario, en aplicaciones monofásicas, la disponibilidad de una única señal de voltaje vectorizada complejiza el diseño de la estructura del PD, requiriendo el desarrollo de esquemas avanzados para emular un sistema ortogonal virtual con dinámicas transitorias sintonizadas.

Bajo este escenario, el lazo basado en un integrador generalizado de segundo orden (SOGI-PLL) se consolida como una de las soluciones monofásicas más robustas debido a su inmunidad intrínseca ante oscilaciones de la frecuencia fundamental de la red, y a que posee propiedades selectivas de filtrado paso banda ante armónicos y componentes de corriente continua de alta velocidad. El SOGI-PLL emplea estructuralmente dos integradores de primer orden realimentados para constituir un generador de señales ortogonales en el marco estacionario. Esta topología minimiza las no linealidades operacionales respecto a estructuras basadas en el PLL de Park directo, simplificando drásticamente su discretización y posterior ejecución a paso de tiempo fijo en procesadores digitales de señales [6].

La arquitectura analítica del SOGI-PLL se ilustra en el diagrama de bloques de la Figura 3.13. En este esquema, u_g define la señal monofásica de voltaje de entrada extraída de la red activa, ω_{ff} representa la frecuencia angular central de prealimentación (*feedforward*), mientras que ω_{PLL} y θ_{PLL} corresponden a la frecuencia angular estimada y al ángulo de fase síncrono instantáneo,

respectivamente.

Como se observa, el núcleo del SOGI sintetiza un par de señales ortogonales vectorizadas en cuadratura de fase, denominadas u_α y u_β . Estas componentes se inyectan directamente al bloque de transformación de Park ($\alpha\beta \rightarrow dq$), proyectando los vectores al marco de referencia rotatorio síncrono para aislar las componentes continua de eje directo u_d y de eje en cuadratura u_q .

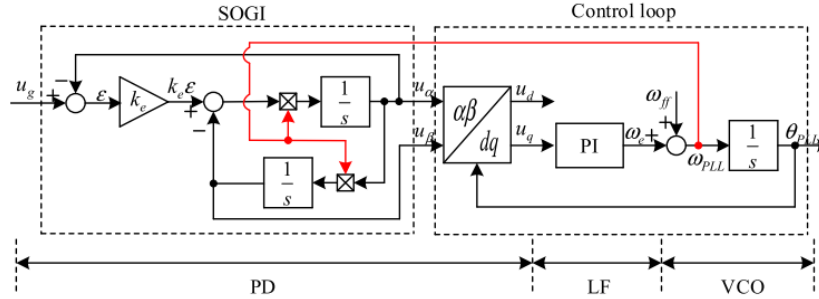


Figura 3.13: Diagrama de bloques estructural del lazo de seguimiento de fase SOGI-PLL [6].

Las implementaciones específicas del lazo de sincronización desarrolladas en el entorno Simulink para las arquitecturas de conexión monofásica y trifásica se detallan en las Figuras 3.14 y 3.15, respectivamente.

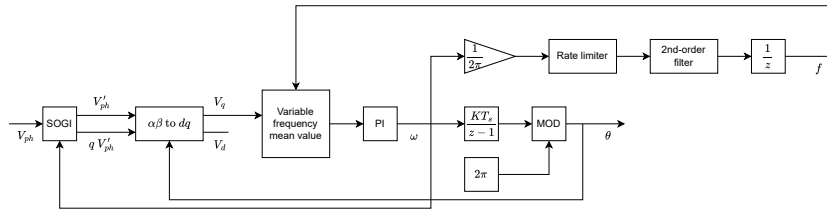


Figura 3.14: SOGI-PLL para una conexión monofásica

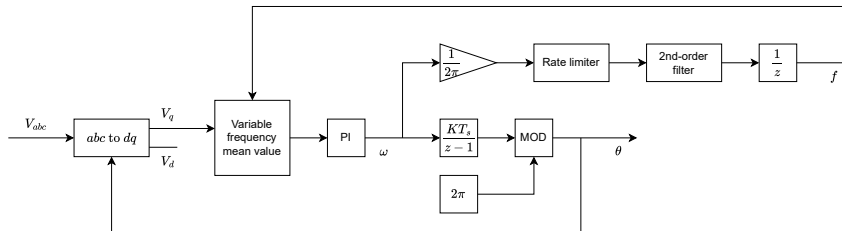


Figura 3.15: PLL para una conexión trifásica

3.6.2. Interacción con la red eléctrica

Debido a que los generadores estocásticos subhorarios desarrollados en las secciones previas sintetizan perfiles dinámicos de potencia activa y reactiva a una resolución de 1 s, resulta imperativo

estructurar una estrategia de acoplamiento físico que garantice la estabilidad numérica del solucionador, la confiabilidad de los flujos de potencia y la ausencia de singularidades algebraicas durante la ejecución en tiempo real. Con este propósito, se adopta un enfoque de interfaz basado en los principios de control de seguimiento de red o *grid-following*, el cual se ejecuta de forma continua mediante una secuencia de tres etapas síncronas de control de potencia.

En primera instancia, el sistema realiza la medición instantánea de las señales de tensión fasorial en la barra física de acoplamiento. Posteriormente, el lazo captura las referencias dinámicas de potencia activa (P^*) y reactiva (Q^*) deseadas, las cuales son calculadas en tiempo real por los bloques generadores de series sintéticas estocásticas.

Finalmente, las referencias se transforman en comandos físicos operacionales: en el caso de modelar las plantas de energías renovables variables (ERNC), el control calcula e inyecta una corriente equivalente ajustada estrictamente a la componente de secuencia positiva del sistema; por el contrario, en el caso de representar consumos residenciales o comerciales, el algoritmo transforma los comandos de potencia en parámetros de impedancia resistivo-inductivo(RL) variables equivalentes.

Los diagramas de interacción eléctrica diseñados para las configuraciones monofásicas y trifásicas se presentan detalladamente en las Figuras 3.16 y 3.17, respectivamente.

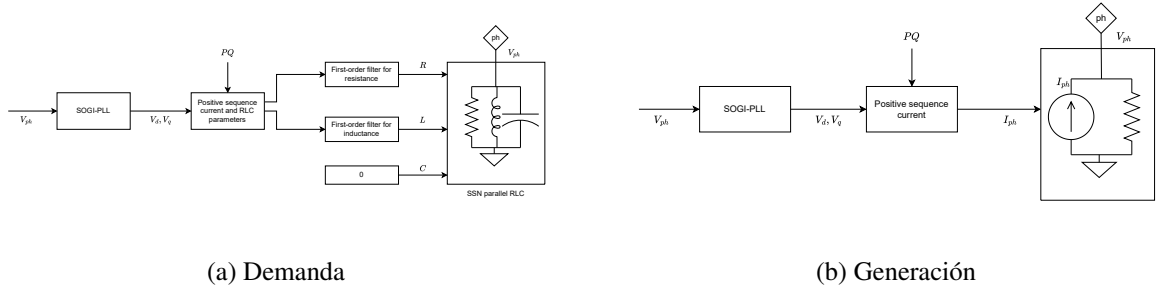


Figura 3.16: Interacción de los modelos de demanda y generación con la red eléctrica mediante conexión monofásica

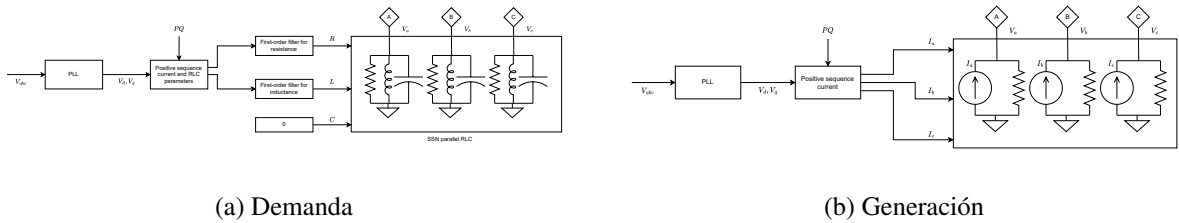


Figura 3.17: Interacción de los modelos de demanda y generación con la red eléctrica mediante conexión trifásica

Esta estrategia de acoplamiento se fundamenta en el aislamiento y procesamiento exclusivo de la componente de secuencia positiva de la tensión de red. A partir de este vector de tensión limpia, se calculan de forma fidedigna las consignas de inyección de corriente o las matrices de admitancia variables.

Con el propósito de mitigar transitorios numéricos espurios, oscilaciones de alta frecuencia o inestabilidades numéricas severas durante el flanco de arranque de la simulación o ante la ocurrencia de fallas asimétricas en los nodos, se integra el lazo PLL monofásico o trifásico como elemento central de la interfaz. Este módulo asegura una estimación exacta y robusta del ángulo de fase de la tensión fundamental, garantizando transiciones suaves y estables en los perfiles de corriente calculados, un factor crítico para preservar la coherencia y validez física de la simulación frente a transitorios electromagnéticos (EMT).

Finalmente, para viabilizar una interacción estable y computacionalmente eficiente con el entorno de hardware en tiempo real en los escenarios de demanda adaptativa, se implementa el bloque nodal de espacio de estados (SSN, del inglés *State-Space Nodal*) provisto por la librería especializada ARTEMiS de la plataforma de simulación. Esta herramienta se encuentra optimizada para interactuar directamente con el núcleo de cálculo numérico propietario de OPAL-RT, lo que permite particionar el sistema y resolver simultáneamente las ecuaciones algebraico-diferenciales de las impedancias RLC equivalentes. Esta integración suprime los retrasos artificiales de transporte de señales y elimina los bucles algebraicos ficticios, garantizando una alta precisión y reproducibilidad en los resultados obtenidos durante los ensayos en tiempo real en el laboratorio.

3.7. Modelos para redes de prueba

Los sistemas de prueba eléctricos implementados en este trabajo corresponden a las redes topológicas estándares normalizadas por la IEEE, integradas de forma rigurosa sin introducir modificaciones en la conectividad de los nodos ni en los valores nominales de potencia activa y reactiva de las demandas basales.

Sobre estas plataformas de distribución, se posicionan estratégicamente plantas de generación fotovoltaica y eólica en barras predeterminadas. Asimismo, se identifican y configuran los puntos de interés de la red para la inserción de los bloques de desacoplamiento de la librería ARTEMiS, viabilizando el particionamiento eficiente del sistema.

3.7.1. Desacoplamiento de la red

Una de las principales ventajas operacionales de los bloques de líneas provistos por la librería ARTEMiS, tales como las líneas de parámetros distribuidos y las líneas de retardo corto acopladas (denominadas *Stublines*), radica en su capacidad para ejecutar el desacoplamiento del circuito eléctrico en subredes independientes de menor dimensión lineal. Esta propiedad matemática permite al simulador en tiempo real procesar redes complejas que integran un elevado número de elementos de conmutación forzada.

En simulaciones de transitorios electromagnéticos (EMT), una de las restricciones críticas de hardware está vinculada al tiempo de cómputo requerido ante la operación de interruptores binarios. Cuando ocurre un evento de maniobra que altera la topología del circuito, los solucionadores convencionales de Simscape Electrical de MATLAB y ARTEMiS necesitan recalcular de forma síncrona la matriz de espacio de estados global del sistema, lo que induce una severa sobrecarga

en el procesador digital y eleva el riesgo de desbordamientos temporales (*overruns*).

Para mitigar este problema, ARTEMiS precalcula y almacena en la memoria caché del hardware las matrices de estado correspondientes a las combinaciones topológicas posibles del circuito, indexándolas para su uso inmediato.

No obstante, la capacidad de la memoria caché limita el número máximo de conmutadores gestionables, dado que el volumen de matrices requeridas crece de forma exponencial con el número de interruptores. La propiedad de desacoplamiento de líneas de ARTEMiS aborda esta limitación al particionar el sistema original en sistemas de espacio de estados desacoplados y aislados galvánicamente por el tiempo de viaje de la onda, reduciendo significativamente la dimensión de las matrices individuales y optimizando el uso de la memoria volátil del simulador.

En la Figura 3.18 se presentan las diferentes configuraciones analíticas y bloques disponibles en la librería de ARTEMiS para ejecutar el desacoplamiento de topologías eléctricas.

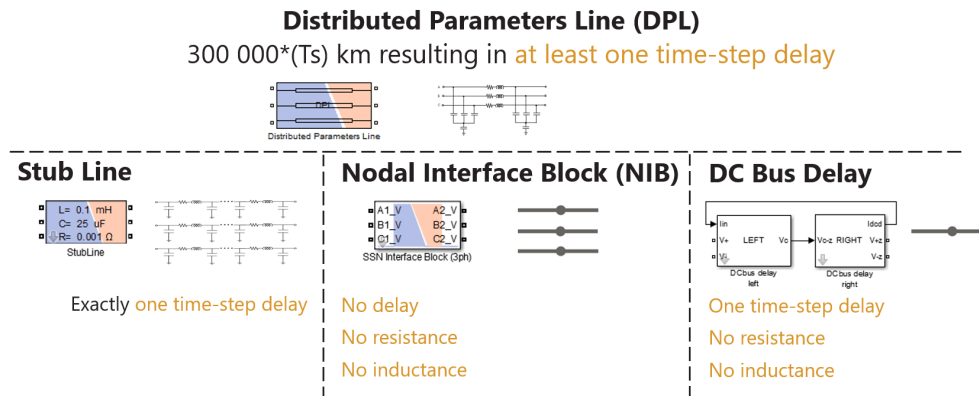


Figura 3.18: Métodos de desacoplamiento de la red en la librería de ARTEMiS.

La ubicación de los puntos de desacoplamiento matricial —identificados gráficamente mediante círculos rojos en los esquemas de los circuitos eléctricos detallados en las Figuras A.16, A.17 y A.18 del Anexo— responde a una estrategia estricta de optimización topológica orientada a maximizar la eficiencia en la ejecución del solucionador de espacio de estados nodal (SSN). La selección de estos nodos de corte específicos se fundamenta transversalmente en dos criterios de diseño para la simulación en tiempo real: el balance simétrico de la carga de cómputo y el aislamiento físico de discontinuidades no lineales mediante elementos de conmutación (*switches*).

El primer criterio busca fragmentar las redes multifásicas desbalanceadas en subestructuras independientes que alberguen una cantidad homogénea de nodos algebraicos y variables de estado dinámicas. Esto optimiza el aprovechamiento de la memoria cache del hardware, permitiendo que las ecuaciones en diferencias de cada bloque se resuelvan de forma balanceada y en estricto sincronismo con el paso de tiempo microsegundo (T_s) configurado. El segundo criterio consiste en posicionar el corte de desacoplamiento inmediatamente en los bornes de dispositivos de maniobra y regulación, tales como interruptores de seccionamiento, reguladores de *tap* bajo carga o inversores electrónicos de las plantas DERs. Al aislar algebraicamente estos elementos de tipo *switch*, se confinan las operaciones de conmutación e interpolación subsegundo a una sola submatriz local, evitando que las mutaciones topológicas del circuito obliguen al simulador a refactorizar la matriz

global de admitancia de la red completa en cada paso de tiempo, resguardando la estabilidad del procesador ante transitorios severos y evitando el colapso de memoria del simulador.

3.8. Sistema de adquisición de datos

Bloque OpWriteFile

El bloque *OpWriteFile*, perteneciente a la librería interna de RT-LAB, constituye la herramienta primaria para el almacenamiento masivo de las trayectorias de variables simuladas en tiempo real. Este módulo vuelca los registros del búfer del hardware directamente en archivos binarios estructurados de formato `.mat`, habilitando el posterior análisis estadístico fuera de línea (*offline*) de los resultados del ensayo.

Para garantizar la integridad de las marcas de tiempo y evitar corrupciones de datos en simulaciones de larga duración, los parámetros de configuración del bloque deben ser dimensionados matemáticamente. Los campos operacionales editables del módulo se ilustran en la Figura 3.19.

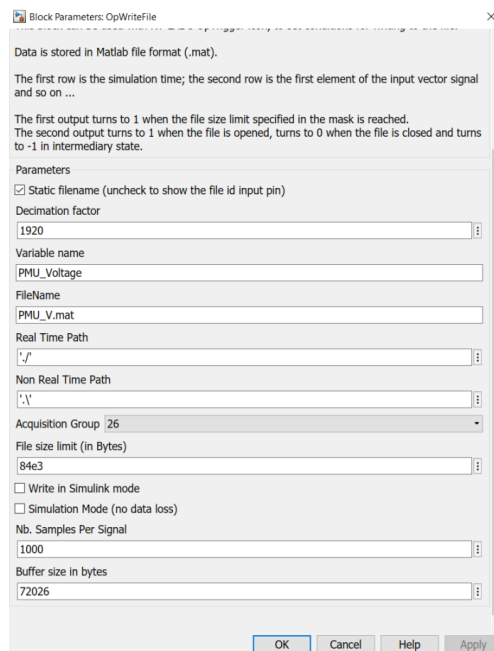


Figura 3.19: Interfaz de configuración y parámetros de asignación del bloque *OpWriteFile* en RT-LAB.

Los parámetros críticos de diseño para la asignación de memoria corresponden al tamaño del búfer (BS, *buffer size*), el factor de diezmado (DF, *decimation factor*) y el tamaño límite del archivo (FS, *file size*). El tamaño del búfer, expresado en bytes, actúa como una frontera de asignación dinámica que debe satisfacer estrictamente la condición de desigualdad lineal expuesta en la Ecuación (3.51):

$$BS \geq (N_{\text{sig}} + 1) \cdot N_{\text{sam}} \cdot 8 \quad (3.51)$$

donde N_{sig} representa el número de señales monitoreadas de forma simultánea, N_{sam} denota el número de muestras por ráfaga (*samples per buffer*) y el factor constante 8 corresponde al peso en bytes de una variable de precisión doble (*double-precision float*).

Por su parte, el factor de diezmado (DF) define un coeficiente entero de submuestreo que sincroniza la captura de datos con el paso de tiempo exacto o múltiplos enteros del reloj del simulador. Por ejemplo, si se emula una unidad de medición fasorial (PMU) con una tasa de reporte requerida de 10 frames/s, la relación analítica de ajuste queda determinada por la Ecuación (3.52):

$$DF = \frac{1}{f_{\text{rep}} \cdot T_s} = \frac{T_{\text{rep}}}{T_s} \quad (3.52)$$

donde f_{rep} es la frecuencia de reporte de la subestación externa ($1/T_{\text{rep}}$) y T_s representa el paso de tiempo fijo de ejecución del modelo de transitorios electromagnéticos (EMT).

Finalmente, el tamaño máximo de archivo (FS), expresado en bytes, limita la capacidad de almacenamiento continuo por sesión y se calcula analíticamente mediante la ponderación del horizonte temporal de registro (t_{log}) de acuerdo con la siguiente expresión matemática:

$$FS = 1.5 \cdot (N_{\text{sig}} + 1) \cdot 8 \cdot \left(\frac{t_{\text{log}}}{DF \cdot T_s} \right) \quad (3.53)$$

donde t_{log} denota la duración total del intervalo de almacenamiento continuo (*logging duration*) expresada en segundos. El factor numérico 1.5 constituye un margen de seguridad implícito del formato binario de RT-LAB para absorber la sobrecarga de metadatos de las cabeceras de archivo de MATLAB.

El dimensionamiento erróneo o la subestimación de cualquiera de los tres límites paramétricos descritos (BS , DF o FS) provocará la pérdida irreversible de las marcas de tiempo síncronas o abortará de forma automática la creación física del archivo binario en el disco duro del equipo.

Señales mediante conexión TCP/UDP

Los módulos de software que viabilizan el intercambio de información síncrona con el exterior corresponden a los bloques *OpInput* y *OpOutput*, ilustrados en la Figura 3.20. El primero actúa como un puerto de captura de tramas externas inyectadas al entorno virtual, mientras que el segundo empaqueta y transmite variables de estado del modelo hacia la red de laboratorio a través de protocolos de transporte UDP o TCP de capa cuatro.

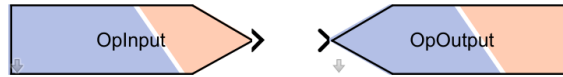


Figura 3.20: Bloques funcionales *OpInput* y *OpOutput* para comunicación de datos en red

Posteriormente, en el entorno de configuración de la interfaz de usuario de RT-LAB, se debe inicializar el módulo *New I/O Interface* y mapear los canales de red UDP/TCP correspondientes, indexando de forma biunívoca las variables asignadas a los bloques de entrada y salida físicos.

Para la centralización de datos, se integra la plataforma de código abierto *openHistorian*. Este sistema administrativo se encuentra optimizado para la compresión, almacenamiento y recuperación a alta velocidad de series temporales masivas de procesos industriales, tales como registros SCADA o sincrofasores procedentes de PMU.

En la arquitectura implementada en este trabajo, el sistema se emplea para capturar de forma continua las ráfagas de datos empaquetadas en tramas UDP, transmitidas mediante un cable de categoría técnica ethernet desde los puertos físicos del simulador OPAL-RT hacia una subestación de adquisición remota, almacenando la información estocástica subsegundo de forma segura para su validación posterior.

Capítulo 4

Experimentos computacionales

4.1. Ajuste de modelo autoregresivo

4.1.1. Aproximación lineal base y extracción del error

La primera etapa consistió en acoplar la aproximación lineal por tramos calculada en el entorno de optimización AMPL con la parametrización analítica implementada en Simulink a través de la ecuación segmentada horaria:

$$\hat{Y}_t = \alpha_h + \beta_h \cdot m \quad (4.1)$$

Donde α_h y β_h representan el intercepto y la pendiente asignados para cada hora de la semana ($h \in \{1, \dots, 168\}$), y m denota el paso discreto de sintonización interno de 5 minutos ($m \in \{1, \dots, 12\}$). La concordancia algebraica absoluta entre las plataformas fue verificada mediante inspección visual directa (ver Figura 4.1), descartando cualquier pérdida de consistencia en la transferencia de los vectores de datos reales.

El desvío continuo resultante, definido como el error bruto $e_t = Y_t - \hat{Y}_t$, constituye una serie temporal estrictamente estacionaria que arrastra la memoria dinámica intrínseca y los patrones de inercia acoplados al consumo eléctrico de alta frecuencia.

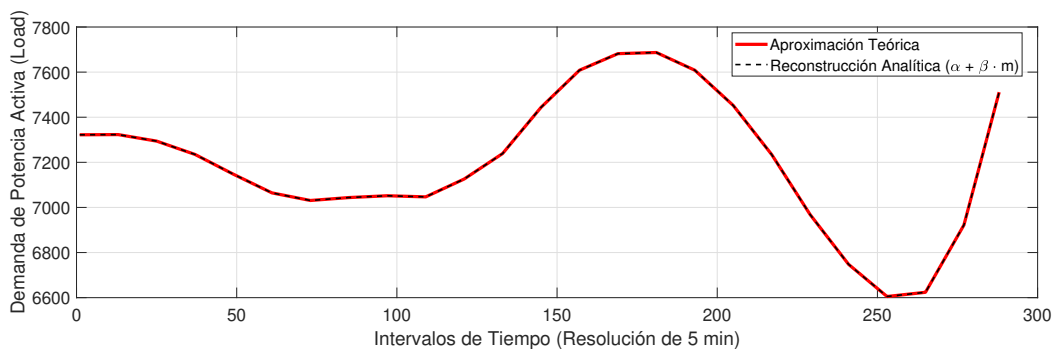


Figura 4.1: Verificación de consistencia y validación del perfil horario estimado entre AMPL y la ecuación explícita parametrizada en Simulink para caso ejemplo SPP-CSWS.

4.1.2. Criterio de selección del orden estocástico

Para determinar de forma objetiva y parsimoniosa la estructura autorregresiva y de media móvil del error bruto (e_t), se evaluó una grilla de diseño expandida para configuraciones $ARMA(p, q)$, variando tanto el orden autorregresivo (p) como el de media móvil (q) de forma exhaustiva en el rango $\{0, \dots, 4\}$.

La discriminación entre los modelos candidatos se rigió estrictamente por el Criterio de Información Bayesiano (BIC), el cual penaliza la introducción de parámetros redundantes en función del tamaño muestral continuo de la serie ($N = 2016$). Los indicadores numéricos obtenidos se consolidan en la Tabla 4.1.

Tabla 4.1: Resultados numéricos del Criterio de Información Bayesiano (BIC) para la grilla de búsqueda expandida para el caso de estudio SPP-CSWS

Modelo	Orden AR (p)	Orden MA (q)	Métrica BIC
<i>ARMA</i> (0, 1)	0	1	15894.46
<i>ARMA</i> (0, 2)	0	2	15666.66
<i>ARMA</i> (0, 3)	0	3	15612.24
<i>ARMA</i> (0, 4)	0	4	15605.35
<i>ARMA</i> (1, 0)	1	0	15686.14
<i>ARMA</i> (1, 1)	1	1	15645.84
<i>ARMA</i> (1, 2)	1	2	15622.22
<i>ARMA</i> (1, 3)	1	3	15613.40
<i>ARMA</i> (1, 4)	1	4	15611.66
<i>ARMA</i> (2, 0)	2	0	15619.01
<i>ARMA</i> (2, 1)	2	1	15132.81
<i>ARMA</i> (2, 2)	2	2	15132.33
<i>ARMA</i> (2, 3)	2	3	15138.36
<i>ARMA</i> (2, 4)	2	4	15138.51
<i>ARMA</i> (3, 0)	3	0	15551.22
<i>ARMA</i>(3, 1)	3	1	15130.45
<i>ARMA</i> (3, 2)	3	2	15137.07
<i>ARMA</i> (3, 3)	3	3	15137.71
<i>ARMA</i> (3, 4)	3	4	15135.72
<i>ARMA</i> (4, 0)	4	0	15507.09
<i>ARMA</i> (4, 1)	4	1	15133.23
<i>ARMA</i> (4, 2)	4	2	15139.00
<i>ARMA</i> (4, 3)	4	3	15145.25
<i>ARMA</i> (4, 4)	4	4	15135.99

Al analizar los registros de la grilla expandida, la estructura mixta ***ARMA*(3, 1)** minimiza de forma estricta la métrica global (BIC = 15130.45), superando la barrera local previa del orden (2, 2) y demostrando mayor eficiencia que las aproximaciones truncadas tradicionales. Consecuentemente, el algoritmo selecciona formalmente dicha combinación como la topología estocástica óptima para gobernar el error del sistema en el caso de estudio SPP-CSWS.

4.1.3. Estimación de parámetros y reporte de ajuste

El ajuste del proceso estructural mediante optimización por máxima verosimilitud determinó la irrelevancia estadística de la constante del sistema ($\delta = -0.000898$, con un valor- $p = 0.40012$), confirmando que los residuos se encuentran asintóticamente centralizados en cero.

El desglose completo de los parámetros dinámicos estimados para la estructura operacional definitiva se detalla en el Tabla 4.2.

Tabla 4.2: Reporte estadístico del ajuste y calibración paramétrica del modelo óptimo $ARMA(3, 1)$ para el caso de estudio SPP-CSWS

Parámetro	Valor Estimado	Error Estándar	Estadístico T	Valor- p
Constante (δ)	-0.000886	0.001024	-0.86481	0.38714
AR{1} (ϕ_1)	1.486800	0.016514	90.0290	0.00000
AR{2} (ϕ_2)	-0.609810	0.030419	-20.0470	2.1458e-89
AR{3} (ϕ_3)	-0.070187	0.018945	-3.7047	0.00021
MA{1} (θ_1)	-0.996010	0.002326	-428.1300	0.00000
Varianza (σ^2)	104.420000	1.931900	54.0520	0.00000

La significancia estadística de los coeficientes dinámicos calculados es absoluta, registrando valores- p nulos o en órdenes de magnitud marcadamente inferiores al límite crítico de significancia ($\alpha = 0.05$), destacando el valor de $p = 0.00021$ obtenido para el tercer término autorregresivo (ϕ_3). De este modo, al incorporar las estimaciones de máxima verosimilitud reportadas en la Tabla 4.2, el comportamiento analítico del desvío queda formalmente gobernado por la siguiente ecuación en diferencias estocásticas:

$$e_t = 1.48680 e_{t-1} - 0.60981 e_{t-2} - 0.070187 e_{t-3} + \varepsilon_t - 0.99601 \varepsilon_{t-1} \quad (4.2)$$

Donde ε_t representa el término de innovación o residuo puro, cuya varianza estimada se estabiliza en un valor de $\sigma^2 = 104.420$, lo que confirma una amortiguación eficiente de la variabilidad desestructurada remanente.

4.1.4. Análisis de los residuos y validación de supuestos

Para evaluar la consistencia del filtro, las innovaciones extraídas (ε_t) se sometieron a una rigurosa batería de diagnósticos geométricos y temporales.

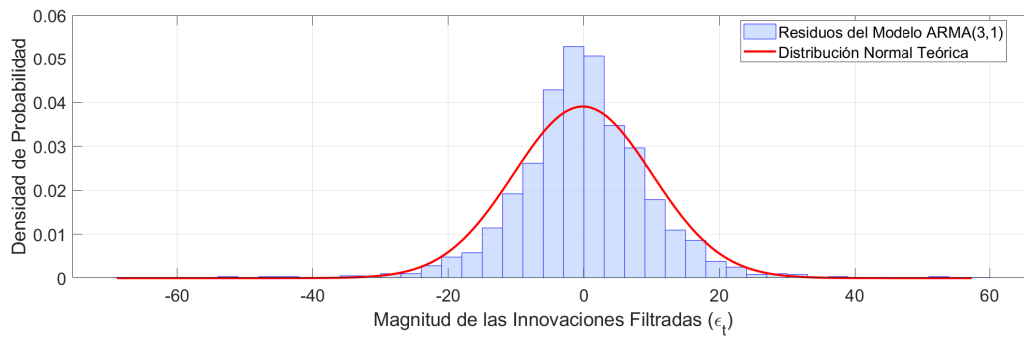


Figura 4.2: Distribución empírica de las innovaciones del modelo óptimo frente a la densidad de Gauss para caso ejemplo SPP-CSWS.

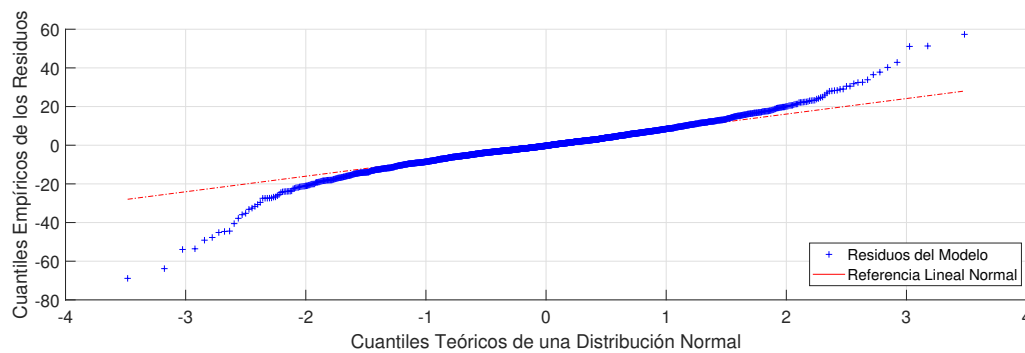


Figura 4.3: Gráfico de probabilidad Cuantil-Cuantil (Q-Q Plot) para la validación del supuesto gaussiano para caso ejemplo SPP-CSWS.

La distribución empírica del error filtrado exhibe una morfología predominantemente simétrica y unimodal (ver Figura 4.2). Si bien se constata un perfil leptocúrtico con una concentración aguda en torno al origen y sutiles desviaciones en los extremos del gráfico Q-Q (ver Figura 4.3), este fenómeno constituye una característica estándar en registros de demanda a alta resolución temporal, validando la aproximación normal asintótica para las inferencias del sistema.

Asimismo, la secuencia temporal del residuo expone un confinamiento estable dentro de las bandas de dispersión críticas de $\pm 2\sigma$ (ver Figura 4.4), lo que ratifica empíricamente el cumplimiento del supuesto de homocedasticidad y estabilidad de la varianza a lo largo de todo el horizonte de planificación semanal.

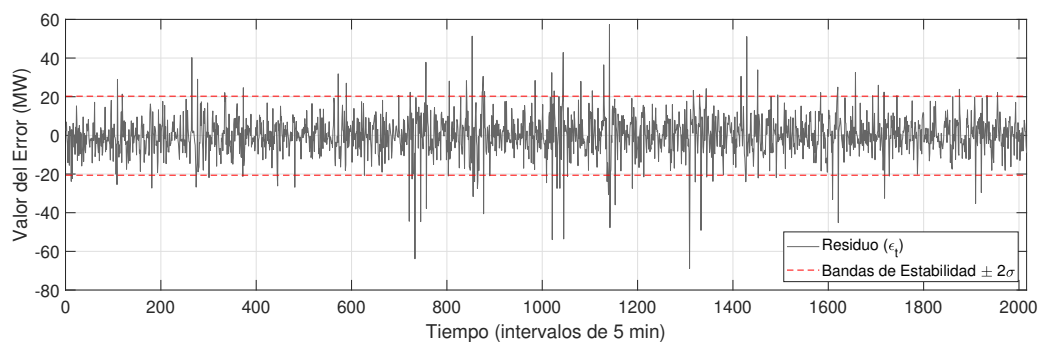


Figura 4.4: Secuencia temporal de los residuos del proceso y bandas de confinamiento asociadas a estabilidad estadística.

4.1.5. Evaluación inferencial de autocorrelación

La independencia temporal de las innovaciones fue evaluada cuantitativamente mediante el test formal de Ljung-Box aplicado a diferentes escalas de rezago corto. Los estadísticos muestrales y sus respectivos niveles de significancia se exponen de forma explícita en la Tabla 4.3.

Tabla 4.3: Resultados numéricos de la prueba de independencia de Ljung-Box sobre los residuos del modelo óptimo $ARMA(3, 1)$ para el caso de estudio SPP-CSWS

Rezago (<i>Lag</i>)	Valor- <i>p</i> obtenido	Diagnóstico del residuo
Lag 2	0.5390	No se rechaza H_0 : Ruido blanco
Lag 4	0.4864	No se rechaza H_0 : Ruido blanco
Lag 6	0.2702	No se rechaza H_0 : Ruido blanco
Lag 8	0.2096	No se rechaza H_0 : Ruido blanco

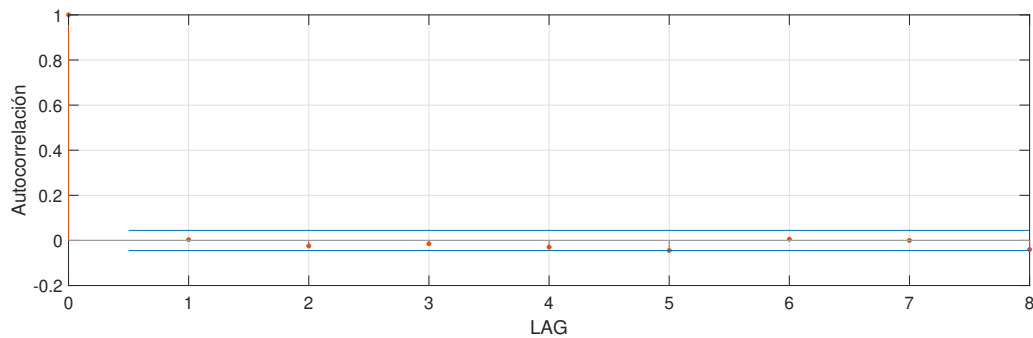


Figura 4.5: Correlograma de la Función de Autocorrelación (ACF) del modelo óptimo $ARMA(3, 1)$ para el caso de estudio SPP-CSWS.

El diagnóstico inferencial revela un comportamiento altamente satisfactorio desde la perspectiva de la modelación estadística. Para todos los rezagos analizados y resumidos en la Tabla 4.3 (*Lag* 2 a *Lag* 8), la prueba falla contundentemente en rechazar la hipótesis nula de independencia, obteniendo valores-*p* robustos (que varían entre 0.2096 y 0.5390) que se posicionan de forma holgada por sobre el límite crítico de significancia ($\alpha = 0.05$).

Esto demuestra matemáticamente que la estructura dinámica acoplada al filtro $ARMA(3, 1)$ logró capturar y remover con éxito la totalidad de la correlación secuencial de corto y mediano plazo presente en la serie temporal original. El error quedó transformado en un proceso de ruido blanco puro incorrelacionado, fenómeno que es validado visualmente en el correlograma de la Función de Autocorrelación (ACF) ilustrado en la Figura 4.5, donde los coeficientes decaen instantáneamente y se confinan de forma estricta dentro de las bandas de confianza estadística de la estimación.

La demanda eléctrica del nodo CSWS responde a hábitos de consumo antropogénicos complejos que introducen dependencias intra-horarias recurrentes. En este escenario, la selección del orden expandido $ARMA(3, 1)$ demuestra ser una solución de ingeniería altamente eficiente y parsimoniosa. Al añadir el tercer término autorregresivo acoplado a la componente de media móvil, se erradicó por completo la formación de dinámicas huérfanas en el desvío sin necesidad de recurrir

a parametrizaciones lineales masivas de alto impacto computacional. En consecuencia, la configuración mixta $ARMA(3, 1)$ se consolida como la topología matemática definitiva, garantizando innovaciones completamente incorrelacionadas y listas para su inyección estocástica directa en la plataforma de simulación en tiempo real.

4.2. Modelos estocásticos en la escala intra-minuto

4.2.1. Modelo demanda

En las Figuras 4.6 y 4.8 se presentan los perfiles dinámicos sintetizados para un horizonte temporal de una semana, mientras que en las Figuras 4.7 y 4.9 se detalla la respuesta de alta resolución en ventanas acotadas de 1 h.

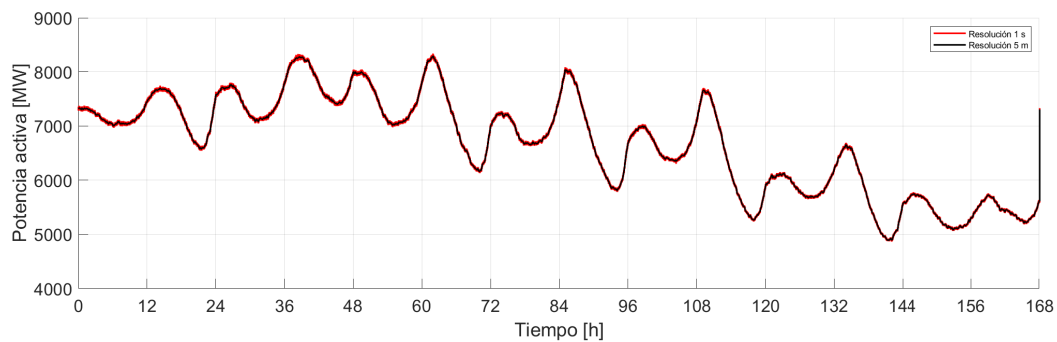


Figura 4.6: Perfil de potencia activa para el caso SPP - CSWS (Ventana semanal con resoluciones de 5 min y 1 s).

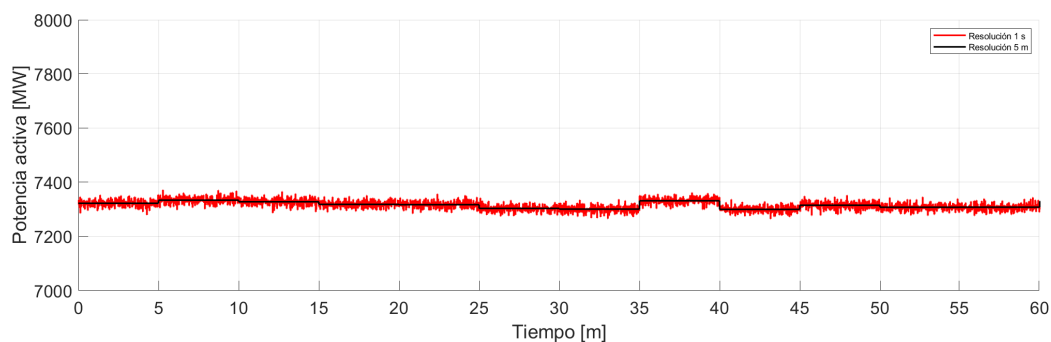


Figura 4.7: Zoom de potencia activa para el caso SPP - CSWS (Ventana de 1 h con resoluciones de 5 min y 1 s).

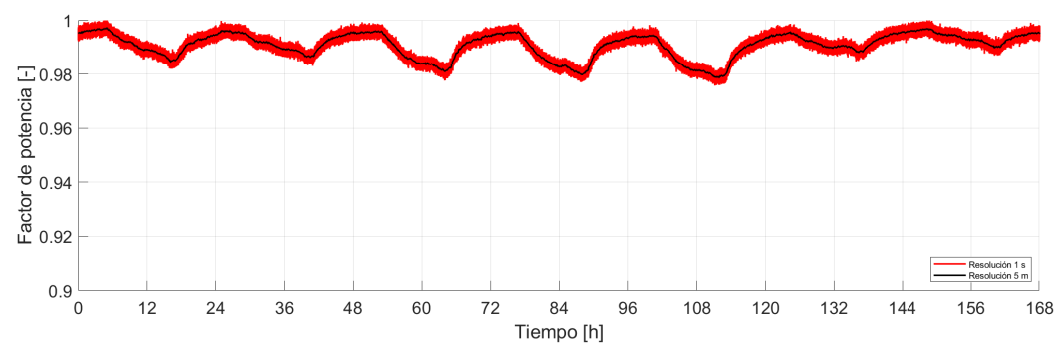


Figura 4.8: Perfil de factor de potencia para el caso TRANSPower - NZ TOTAL (Ventana semanal con resoluciones de 5 min y 1 s).

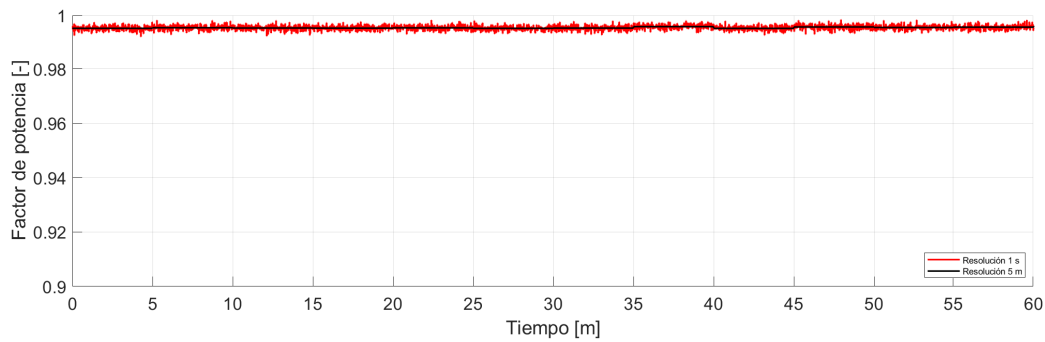


Figura 4.9: Zoom de factor de potencia para el caso TRANSPOWER - NZ TOTAL (Ventana de 1 h con resoluciones de 5 min y 1 s).

Las trayectorias de demanda activa generadas reproducen de forma fidedigna las tendencias base establecidas originalmente en la escala de 5 min, validando el acoplamiento del término de difusión y las restricciones de desviación estándar analizadas por el NREL. Debido a que el perfil evaluado modela un consumo de agregación zonal —el cual absorbe el comportamiento simultáneo de múltiples centros urbanos—, las fluctuaciones rápidas resultantes se mantienen confinadas estadísticamente en torno a la tendencia central.

Por el contrario, si el alcance espacial de la carga disminuye hacia consumos residenciales unitarios (escala de kilovatios), el sistema físico real exhibe variaciones escalonadas y rampas severas asociadas al arranque de cargas individuales, dinámicas que exceden el límite de variabilidad del proceso de Itô calibrado. Por consiguiente, la validez operacional de la discretización implementada a paso de tiempo fijo es óptima para consumos agregados en el rango de los megavatios (MW). Para extrapolaciones a redes secundarias de baja tensión (kW), se requerirá recalibrar de manera independiente la función de dispersión estocástica.

Como se constata en la Tabla 4.4, la demanda total presenta una media robusta de 6677.700 MW con una dispersión controlada por una desviación estándar de 890.430 MW. El perfil dinámico exhibe una asimetría operacional severa en sus tasas de cambio intra-minuto: la rampa máxima positiva alcanza los 1723.800 MW/s, gatillada por los escalones de carga base, mientras que la rampa máxima negativa se confina de forma suave en los 90.711 MW/s.

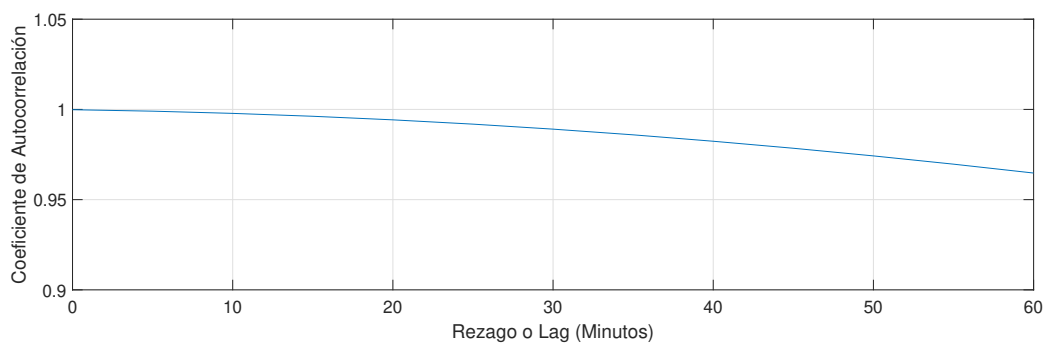


Figura 4.10: Función de autocorrelación (FAC) de la potencia activa para el caso SPP - CSWS, considerando una ventana de observación semanal.

La consistencia temporal de esta síntesis se ratifica mediante la función de autocorrelación (FAC)

expuesta en la Figura 4.10. El decaimiento monótono y lento del coeficiente confirma la preservación de la memoria macroscópica de la serie de tiempo de demanda, demostrando que la inyección del ruido de Itô no corrompe la correlación serial de largo plazo ni introduce componentes de ruido blanco desordenado de alta frecuencia.

Por el contrario, si el alcance espacial de la carga disminuye hacia consumos residenciales unitarios (escala de kilovatios), el sistema físico real exhibe variaciones escalonadas y rampas severas asociadas al arranque de cargas individuales, dinámicas que exceden el límite de variabilidad del proceso de Itô calibrado. Por consiguiente, la validez operacional de la discretización implementada a paso de tiempo fijo es óptima para consumos agregados en el rango de los megavatios (MW). Para extrapolaciones a redes secundarias de baja tensión (kW), se requerirá recalibrar de manera independiente la función de dispersión estocástica.

En lo que respecta a la inyección del factor de potencia, dado que los registros históricos provienen de subestaciones de transmisión fuertemente compensadas (con valores operacionales muy cercanos a la unidad), la serie sintética intra-minuto preserva dicha estabilidad, induciendo únicamente oscilaciones residuales de baja magnitud que no comprometen la convergencia del solucionador de admitancia nodal.

Recurso Energético	Media (MW)	Desviación estandar (MW)	Rampa máxima positiva (MW/s)	Rampa máxima negativa (MW/s)
Demanda	6677.700	890.430	172.380	90.711

Tabla 4.4: Indicadores estadísticos y dinámicos de demanda sintetizadas para un horizonte de diseño semanal.

4.2.2. Modelo de generación solar

En las Figuras 4.11 y 4.13 se exponen las curvas dinámicas de potencia fotovoltaica activa y los índices climáticos semanales correlacionados, mientras que en la Figura 4.12 se detalla el comportamiento del transitorio en una ventana horaria de alta irradiancia entre las 14:00 y las 15:00 h.

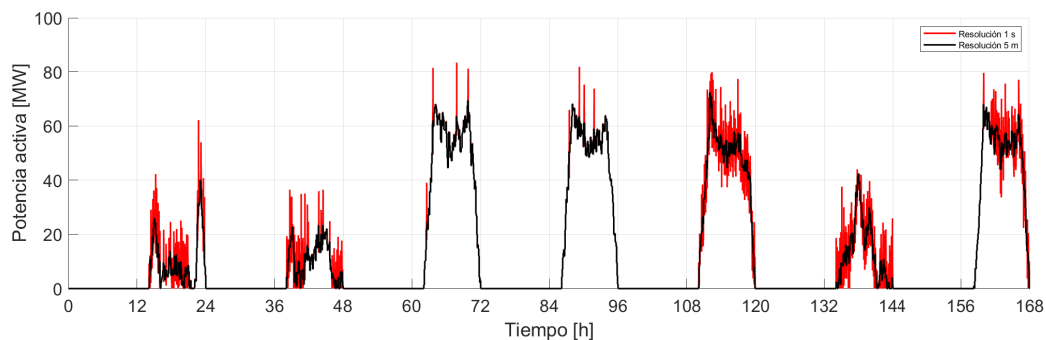


Figura 4.11: Perfil de potencia activa generada por el sistema fotovoltaico para el caso SPP - Chaves Solar (Ventana semanal).

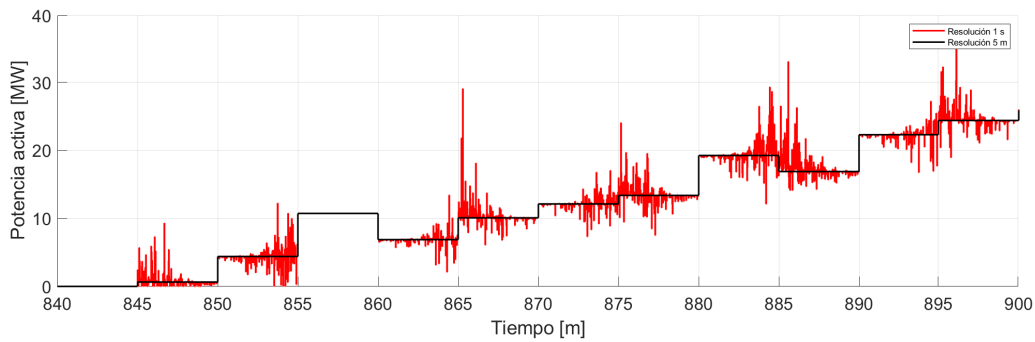


Figura 4.12: Zoom del perfil de generación fotovoltaica para el caso SPP - Chaves Solar (Ventana diaria entre las 14:00 y 15:00 h).

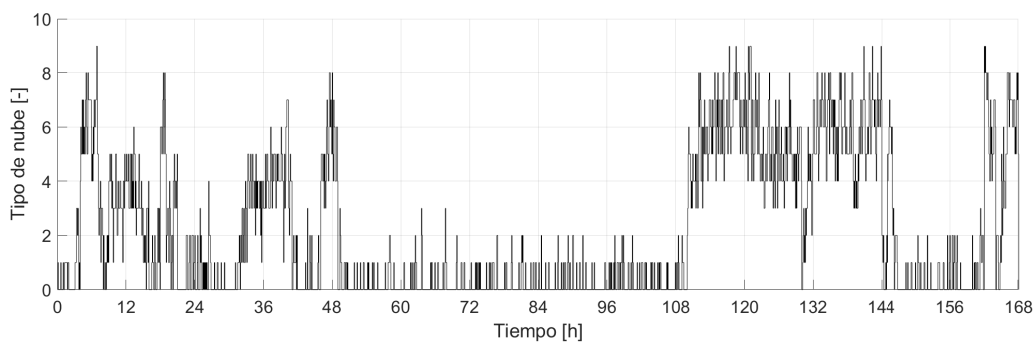


Figura 4.13: Evolución del tipo de nubosidad (Cloud Type) para el caso SPP - Chaves Solar (Ventana de observación semanal).

La variabilidad intra-minuto de la inyección fotovoltaica exhibe una dependencia directa respecto a las transiciones lógicas impuestas por el índice del tipo de nube, ratificando experimentalmente la robustez del modelo de conmutación. Se constata que durante los días 3 y 4, el estado estacionario del cielo se mantiene en la clasificación ID 1 (condiciones despejadas), lo que inhibe de forma matemática los generadores de Bernoulli-Exponencial y suprime el efecto de borde de nube. Esto resulta en curvas continuas y suaves de potencia que representan con precisión un régimen de cielo despejado.

Por el contrario, durante las jornadas 1, 2, 5, 6 y 7, la persistencia de índices mayores o iguales a ID 2 gatilla la inyección estocástica de perturbaciones sobre las ventanas de Hamming y las ondículas de Morlet modificadas. De acuerdo con los datos consolidados en la Tabla 4.5, la severidad del paso de nubes densas induce fluctuaciones extremas en la planta, registrando una rampa máxima positiva de 30.188 MW/s y una rampa de atenuación directa de hasta 35.556 MW/s, valores que imponen exigencias de control severas a los inversores *grid-following*. Debido al ciclo diario, la potencia media integrada semanal se sitúa en 13.071 MW con una alta variabilidad global manifestada por una desviación estándar de 21.283 MW.

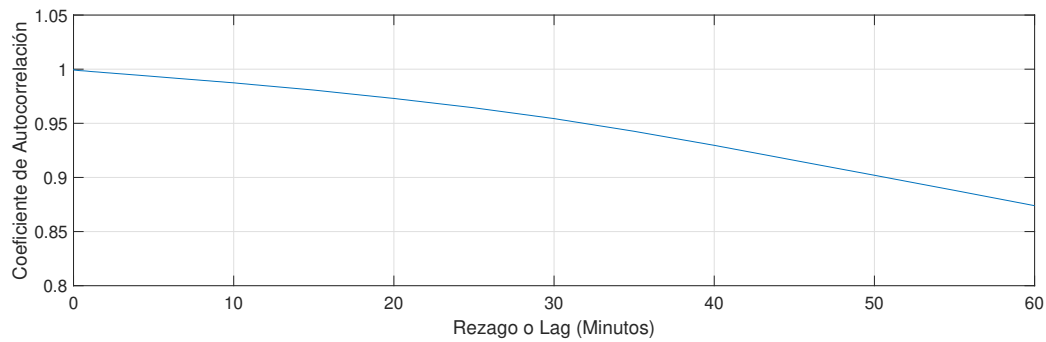


Figura 4.14: Función de autocorrelación (FAC) de la generación fotovoltaica para el caso SPP - Chaves Solar, considerando una ventana de observación semanal.

El análisis espectral implícito en la curva de autocorrelación de la Figura 4.14 exhibe un patrón oscilatorio periódico de periodicidad diaria de 24 h. Este perfil valida cuantitativamente que el algoritmo *SoDa* preserva el acoplamiento armónico natural de la irradiancia astronómica determinada de cielo despejado, aislando las componentes de fluctuación rápida exclusivamente como transitorios acotados en las horas de irradiación efectiva [4].

Recurso Energético	Media (MW)	Desviación estandar (MW)	Rampa máxima positiva (MW/s)	Rampa máxima negativa (MW/s)
Generación Fotovoltaica	13.071	21.283	30.188	35.556

Tabla 4.5: Indicadores estadísticos y dinámicos de generación fotovoltaica sintetizadas para un horizonte de diseño semanal.

4.2.3. Modelo de generación eólica

En las Figuras 4.15, 4.16 y 4.17 se presentan las trayectorias de simulación sintonizadas para la velocidad efectiva del viento, el vector de dirección estocástica FOGM y la potencia activa neta inyectada por el parque eólico en el nodo de acoplamiento, respectivamente.

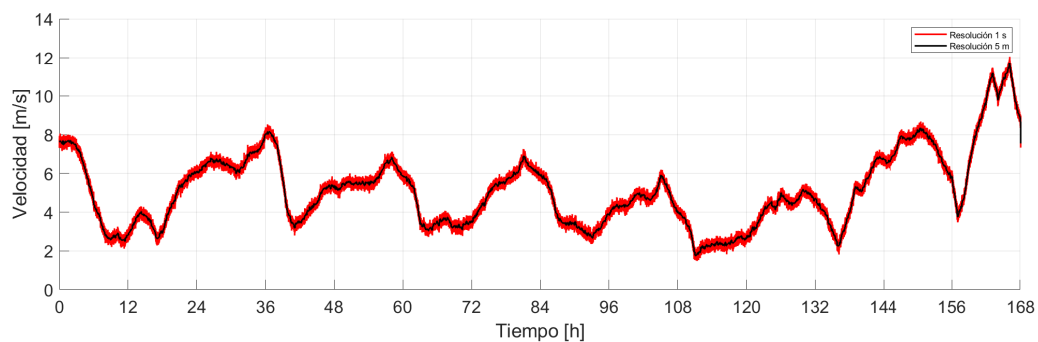


Figura 4.15: Perfil de velocidad del viento para el caso SPP - Ainsworth (Ventana de observación semanal).

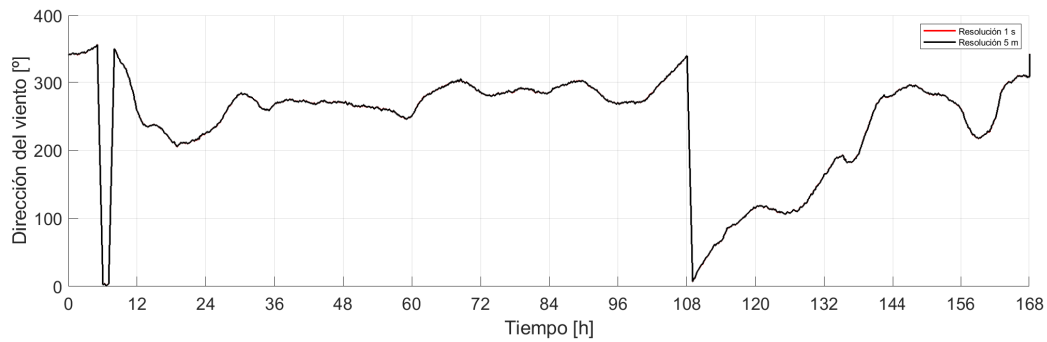


Figura 4.16: Evolución de la dirección del viento para el caso SPP - Ainsworth (Ventana de observación semanal).

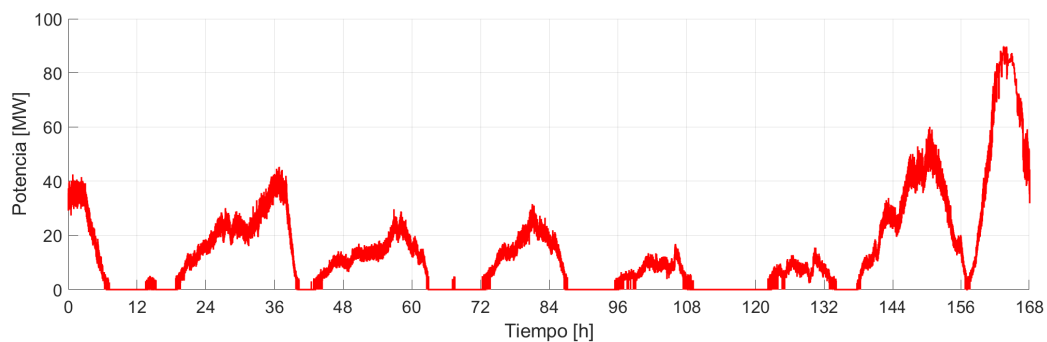


Figura 4.17: Perfil de potencia activa generada por el sistema eólico para el caso SPP - Ainsworth (Ventana de observación semanal).

El perfil de velocidad de viento longitudinal sintetizado no registra discontinuidades artificiales, demostrando la estabilidad del filtro racional de Kaimal de segundo orden sintonizado para el régimen normal de operación. La dirección del viento simulada mediante el modelo Gauss-Markov de primer orden opera en sincronismo con el algoritmo de estelas de Bastankhah. Debido a la geometría estática de la planta, ángulos de incidencia específicos provocan el solapamiento de los conos de sombra aerodinámica, induciendo reducciones severas en la velocidad efectiva del viento de las turbinas ubicadas aguas abajo del flujo libre.

Como se detalla en la Tabla 4.6, la central eólica registra una potencia activa media de 14.120 MW con una desviación estándar de 17.386 MW. Las rampas de potencia simétricas resultantes, con máximos de 11.871 MW/s (positiva) y 11.106 MW/s (negativa), reflejan el amortiguamiento inercial de la masa rotatoria del rotor, cuya constante de tiempo actúa como un filtro de baja frecuencia frente a ráfagas turbulentas rápidas.

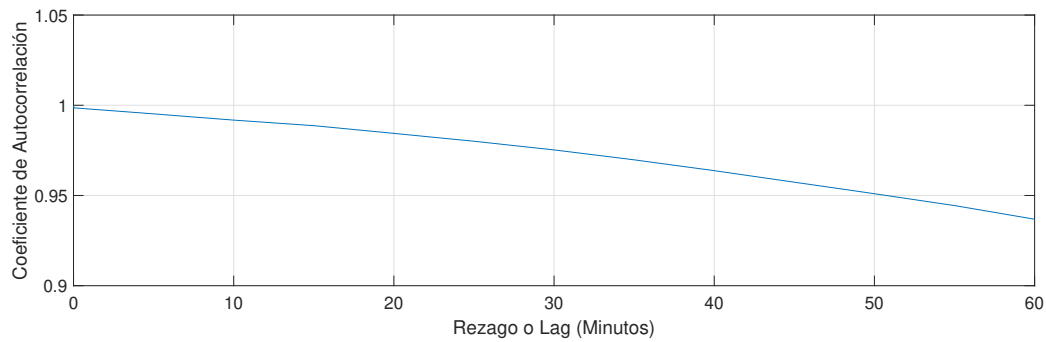


Figura 4.18: Función de autocorrelación (FAC) de la generación eólica para el caso SPP - Ainsworth, considerando una ventana de observación semanal.

La consistencia estadística y el comportamiento espectral del viento se validan mediante la curva de autocorrelación expuesta en la Figura 4.18. El decaimiento exponencial característico de la FAC confirma la correcta calibración de la constante de tiempo del proceso FOGM y la respuesta en frecuencia del filtro de Kaimal, logrando reproducir fielmente la macro-memoria del recurso meteorológico sin inducir oscilaciones numéricas artificiales en la inyección del resolutor en tiempo real [5].

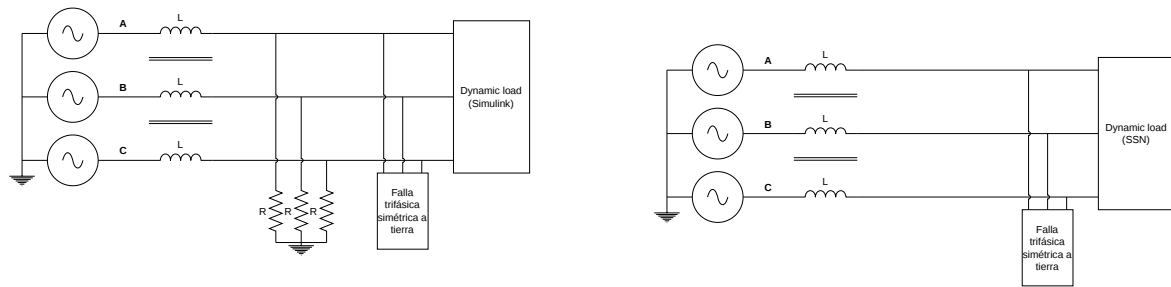
Para minimizar la penalización por pérdidas de estela en disposiciones industriales, es imprescindible acoplar estos generadores con rutinas de optimización de emplazamiento basadas en la rosa de vientos predominante del sitio [21]. Finalmente, la curva de potencia activa neta de la planta eléctrica refleja fielmente los límites de operación mecánica del aerogenerador, evidenciando períodos extendidos de generación nula cuando las ráfagas turbulentas se sitúan fuera de las fronteras físicas de conexión (*cut-in*) y desconexión (*cut-out*) especificadas por el fabricante.

Recurso Energético	Media (MW)	Desviación estandar (MW)	Rampa máxima positiva (MW/s)	Rampa máxima negativa (MW/s)
Generación Eólica	14.120	17.386	11.871	11.106

Tabla 4.6: Indicadores estadísticos y dinámicos de generación eólica sintetizadas para un horizonte de diseño semanal.

4.3. Modelos físicos

Para verificar la robustez dinámica del lazo de seguimiento de fase (PLL) y la estabilidad del método propuesto de espacio de estados nodal (SSN) de la librería ARTEMiS ante transitorios severos, se estructuró el circuito eléctrico de prueba ilustrado en la Figura 4.19. El ensayo comprende una secuencia de siete tramos operacionales y eventos transitorios que se resumen cronológicamente en la Tabla 4.7.



(a) Modelación mediante bloque convencional de Simulink.

(b) Modelación implementando particionamiento SSN.

Figura 4.19: Circuitos eléctricos equivalentes configurados para los ensayos de validación transitoria con bloques de carga dinámica clásicos y solucionadores node-splitting SSN.

Tabla 4.7: Resumen de la secuencia de eventos y condiciones operacionales del ensayo transitorio

Tramo	Tensión nominal (kV)	Potencia activa (MW)	Potencia reactiva (MVAR)	Intervalo temporal (s)	Condición de operación del sistema
1	500	50	25	0.000 – 1.016	Régimen permanente normal
2	500	50	25	1.016 – 1.083	Falla simétrica trifásica a tierra
3	500	50	25	1.083 – 2.000	Régimen permanente normal
4	550	50	25	2.000 – 2.500	Escalón positivo de tensión
5	450	50	25	2.500 – 3.000	Escalón negativo de tensión
6	450	70	25	3.000 – 4.000	Escalón de carga activa
7	450	70	40	4.000 – 5.000	Escalón de carga reactiva

La estructuración secuencial y los parámetros operacionales definidos para el ensayo y resumidos en la Tabla 4.7 constituyen un marco analítico riguroso de pruebas de esfuerzo diseñado específicamente para evaluar los límites de estabilidad, robustez dinámica y velocidad de convergencia de la plataforma. El establecimiento de un régimen permanente inicial de 1.016 s (Tramo 1) tiene como propósito técnico estabilizar las condiciones de borde y verificar que las ecuaciones en diferencias del solucionador SSN converjan asintóticamente al estado estacionario de la red a partir de las condiciones iniciales nulas. Posteriormente, la inserción de una falla simétrica trifásica a tierra con una duración crítica de 67 ms (Tramo 2) representa la perturbación transitoria más severa en el dominio EMT. Este evento fuerza un colapso abrupto en el perfil de tensiones instantáneas, induciendo una discontinuidad no lineal extrema en las matrices de admitancia nodales que pone a prueba la capacidad de amortiguamiento matemático del algoritmo frente a la acumulación de energía ficticia y oscilaciones numéricas espurias originadas en el flanco de despeje de la falla (inicio del Tramo 3).

Por su parte, los escalones positivos y negativos de tensión del $\pm 10\%$ en la fuente de suministro (Tramos 4 y 5), con ventanas de permanencia fijas de 0.5 s, fueron dimensionados matemáticamente para evaluar la robustez no lineal y los márgenes de estabilidad del lazo de seguimiento de fase (SOGI-PLL). Al alterar la amplitud fundamental en bornes, se somete al integrador generalizado de segundo orden a un desvío dinámico de su frecuencia de sincronismo, permitiendo cuantificar con precisión el tiempo de asentamiento (t_s) y la capacidad de la plataforma para readecuar las ganancias adaptativas del control *grid-following* sin gatillar inestabilidades numéricas en los ejes de Park (dq). Finalmente, los escalones netos y desacoplados de potencia activa de 20 MW (Tramo 6) y de potencia reactiva de 15 MVAR (Tramo 7), sostenidos por intervalos de 1.0 s, proveen el escenario

analítico ideal para verificar la pureza operacional del desacoplamiento multivariable del sistema. Estas transiciones abruptas exigen que los reguladores de corriente respondan ante dinámicas de carga variables en sus bornes sin inducir acoplamientos cruzados espurios en el eje ortogonal complementario, demostrando que la representación de la demanda como impedancia variable equivalente responde con fidelidad física y estabilidad matemática ante cualquier perturbación exógena indexada en la plataforma en tiempo real.

Las trayectorias temporales y la respuesta dinámica de las variables eléctricas resultantes de la ejecución de este ensayo comparativo se exponen en las Figuras 4.20 a 4.23.

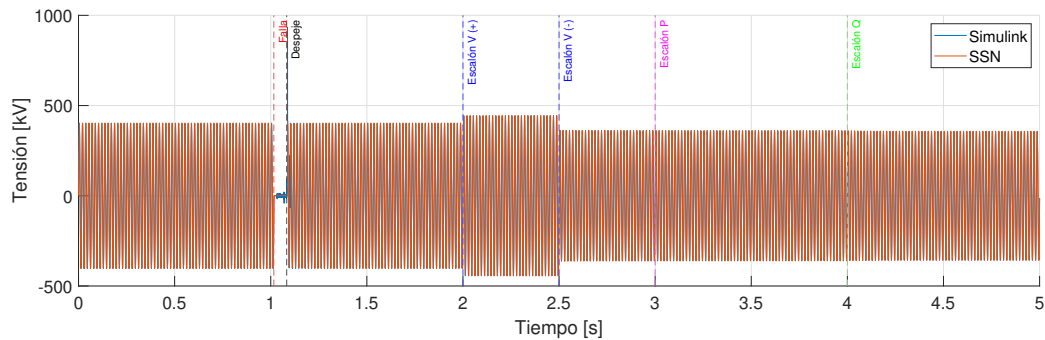


Figura 4.20: Comparación de perfiles de tensión instantánea en la fase A obtenidos con el bloque convencional de Simulink y el resolutor SSN

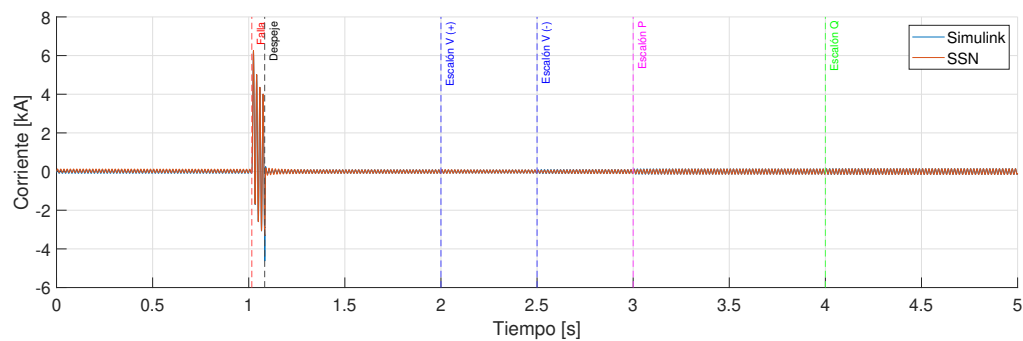


Figura 4.21: Comparación de perfiles de corriente instantánea en la fase A obtenidos con el bloque convencional de Simulink y el resolutor SSN

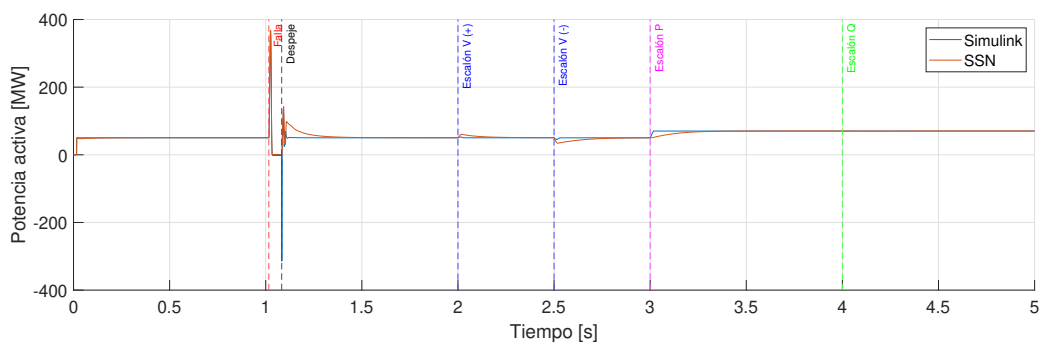


Figura 4.22: Comparación del comportamiento de la potencia activa instantánea inyectada bajo ambos resolvedores

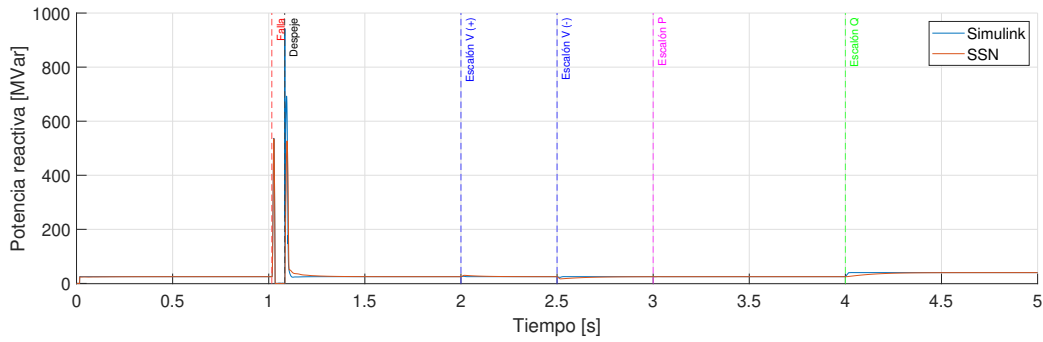


Figura 4.23: Comparación del comportamiento de la potencia reactiva instantánea inyectada bajo ambos resolutores

A partir de los perfiles dinámicos analizados, se constata que el bloque de carga dinámica convencional de Simulink (*dynamic load*) experimenta severas oscilaciones numéricas espurias y retardos de transporte artificiales durante el flanco de despeje de la falla en comparación con el bloque formulado mediante variables de estado nodales en SSN. Para cuantificar estas discrepancias transitorias EMT, las Tablas 4.8 y 4.9 resumen los indicadores analíticos de desviación para los flujos de potencia activa (P) y reactiva (Q), respectivamente.

Al evaluar el despeje de la falla (inicio del Tramo 3), el bloque convencional de Simulink exhibe un acentuado colapso de estabilidad, registrando una sobreoscilación transitoria extrema de 528.812 % en potencia activa y de 3670.60 % en potencia reactiva, producto de la acumulación de energía ficticia en las inductancias parásitas de acoplamiento. Por el contrario, el resolutor algebraico SSN amortigua eficazmente este transitorio, acotando las sobreoscilaciones a un 184.86 % en P y un 2009.20 % en Q . Esta reducción crítica del estrés numérico se complementa con una rápida convergencia en la ventana post-falla, donde el solucionador SSN alcanza la estabilización en régimen permanente con un error RMS relativo controlado, mitigando las anomalías de alta frecuencia sin requerir la inserción de *stubbles* artificiales o cargas resistivas parásitas de amortiguamiento.

Ante perturbaciones controladas en la amplitud de la tensión de la fuente (Tramos 4 y 5), las métricas confirman desviaciones acotadas en ambos resolutores. Durante el escalón positivo del Tramo 4, el error RMSE en potencia activa se sitúa en 3.322 MW, con un tiempo de asentamiento de apenas 0.0246 s para Simulink frente a los 0.3178 s requeridos por la arquitectura SSN. Esta diferencia temporal menor constituye el costo computacional asociado al procesamiento del particionamiento matricial (*node-splitting*) en tiempo real, el cual penaliza levemente la velocidad de respuesta transitoria a cambio de erradicar los bucles algebraicos y resguardar la inmunidad numérica global del hardware.

Por otra parte, se verifica el correcto desempeño del lazo de control y la acción de sincronización del PLL diseñado. El desacoplamiento de variables en los ejes síncronos de Park (dq) permite que el sistema realice un seguimiento preciso de las consignas de potencia activa y reactiva sin acoplamientos cruzados significativos. Como se evidencia en los Tramos 6 y 7 de la Tabla 4.9, ante un escalón neto de carga activa (Tramo 6), la sobreoscilación de la componente reactiva es nula (0.00 %) y su tiempo de asentamiento decae instantáneamente a 0.0000 s. De este modo, el perfil de tensión fundamental en bornes permanece invariante ante escalones de potencia, viéndose

afectado única y exclusivamente ante las perturbaciones introducidas directamente en la red de suministro.

Tabla 4.8: Métricas analíticas de desviación y dinámica transitoria en Potencia Activa (P)

Tramo	RMSE (MW)	Sobreoscilación (%)		Tiempo de Asentamiento (s)	
		Simulink	SSN	Simulink	SSN
1	0.206	0.49	1.00	0.0000	0.0000
2	0.592	-	-	-	-
3	11.026	528.812	184.86	0.0479	0.4263
4	3.322	5.57	21.40	0.0246	0.3178
5	5.803	0.59	1.22	0.0257	0.3065
6	4.852	0.44	0.61	0.0154	0.2827
7	0.299	0.28	0.89	0.0000	0.0000

Tabla 4.9: Métricas analíticas de desviación y dinámica transitoria en Potencia Reactiva (Q)

Tramo	RMSE (MVar)	Sobreoscilación (%)		Tiempo de Asentamiento (s)	
		Simulink	SSN	Simulink	SSN
1	0.135	0.00	0.00	0.0000	0.0000
2	0.955	-	-	-	-
3	35.077	3670.60	2009.20	0.1030	0.3273
4	1.526	5.18	20.02	0.0227	0.2217
5	3.051	0.35	0.00	0.0261	0.3631
6	0.106	1.15	0.00	0.0000	0.0000
7	3.919	0.11	0.00	0.0161	0.3720

4.4. Casos de prueba en modelos IEEE

4.4.1. Comparación de métricas de rendimiento en hardware

En la Tabla 4.10 se consolidan las métricas de rendimiento y esfuerzo computacional extraídas directamente de la pestaña de diagnóstico *Monitoring* del entorno RT-LAB. Los valores reportados constituyen medias estadísticas del comportamiento de los núcleos tras estabilizar la ejecución continua en tiempo real durante un intervalo mínimo de guarda de 5 min.

Tabla 4.10: Métricas técnicas de desempeño extraídas de la pantalla de monitoreo en tiempo real para los sistemas estándares IEEE

Caso de prueba	Adquisición de datos (μ s)	Mayor tiempo de cómputo (μ s)	Menor tiempo de cómputo (μ s)	Ciclo de ejecución (μ s)	Tamaño total del paso (μ s)	Inactivo total (μ s)
IEEE 13 barras	0.15	102.85	6.05	110.89	200.05	88.58
IEEE 34 barras	0.17	132.95	5.73	140.59	250.06	108.83
IEEE 123 barras	0.24	196.42	9.79	209.47	500.12	289.73

A partir de los vectores cuantitativos consolidados en la Tabla 4.10, se define la naturaleza operativa

de cada indicador técnico de diagnóstico provisto por el entorno RT-LAB. El *Tiempo de adquisición de datos* determina el intervalo neto empleado por el procesador del simulador para registrar las variables de estado internas del modelo EMT, excluyendo de forma matemática los retrasos por transferencia asíncrona hacia la estación de mando principal.

Por su parte, el *Mayor tiempo de cómputo* y el *Menor tiempo de cómputo* cuantifican el esfuerzo algebraico requerido por el solucionador de paso fijo (ej., Art5) para resolver las ecuaciones de la red en los pasos macroscópicos y microscópicos discretizados, respectivamente, variando en función de la densidad de elementos no lineales presentes en el circuito.

El comportamiento global del hardware queda determinado por el *Ciclo de ejecución*, el cual integra la suma del tiempo de cálculo del modelo (pasos mayores y menores) añadiendo la sobrecarga (*overhead*) de gestión del núcleo en tiempo real para servicios críticos, tales como la actualización de estados de red, rutinas de comunicación inter-nodo y transferencia de datos de entrada y salida (E/S).

A su vez, el *Tamaño total del paso* se define como la composición del ciclo de ejecución más el tiempo de espera imperante hasta la siguiente interrupción de reloj del hardware. En condiciones estables de sincronismo, esta métrica debe converger de forma asintótica hacia el paso de tiempo nominal (T_s) configurado en el archivo base de Simulink.

Finalmente, el *Inactivo total (Idle Time)* representa el porcentaje de reserva del paso temporal remanente en el núcleo de la CPU; aritméticamente constituye la diferencia entre el tamaño total del paso y el ciclo de ejecución, consolidándose como el indicador de margen de seguridad fundamental del sistema ante variaciones dinámicas de carga computacional.

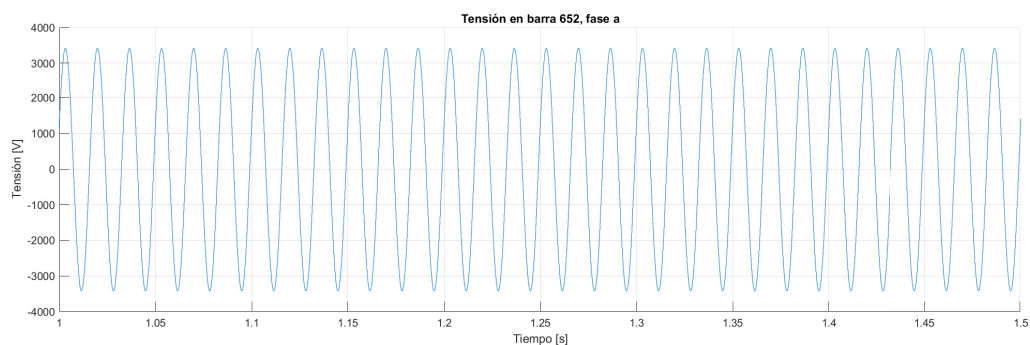
A partir de las componentes cuantitativas expuestas en la Tabla 4.10, se analizan las siguientes dinámicas de procesamiento:

- **Adquisición de variables:** El intervalo asignado a la lectura de registros exhibe un crecimiento proporcional a la escala de la red debido al incremento en el número de señales fasoriales monitoreadas concurrentemente en las barras, conforme a los requisitos de interfaz definidos.
- **Esfuerzo del resolutor en el paso mayor:** El tiempo de cómputo del resolutor Art5 de ARTEMiS aumenta progresiva y linealmente con la densidad de nodos eléctricos y de interruptores topológicos. Esto refleja el costo computacional asociado a resolver los sistemas lineales independientes precalculados en caché.
- **Inversión local en el paso menor:** Se observa una anomalía local al contrastar el paso menor de los sistemas de 13 y 34 barras, registrando un tiempo discretizado ligeramente superior en el caso IEEE 13 barras. Este comportamiento se justifica por la alta densidad operacional del algoritmo de estelas de Bastankhah para la planta eólica, el cual fue integrado de forma exclusiva sobre la red de 13 barras, demandando un esfuerzo matemático subsegundo superior.
- **Ciclo de ejecución y tamaño del paso:** El ciclo de cálculo global se incrementa con la complejidad del circuito. Para blindar el procesamiento contra fallas de sincronización por desbordamiento temporal (*overruns*), el paso fijo de simulación (T_s) se configuró de forma

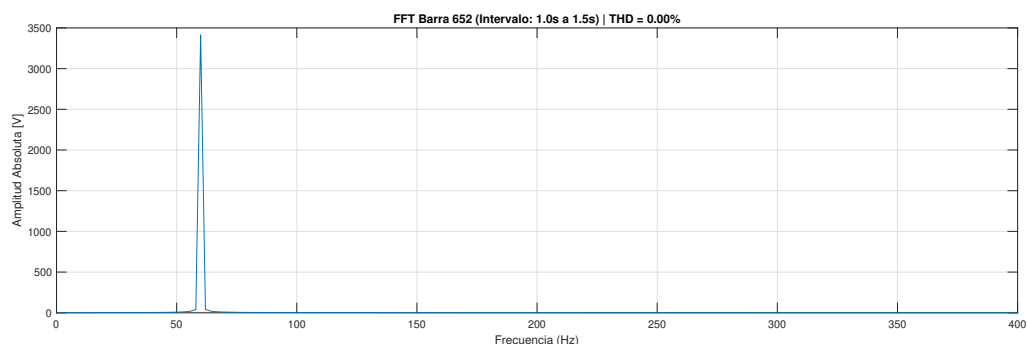
adaptativa (200 μ s, 250 μ s y 500 μ s) atendiendo a las necesidades específicas de estabilidad matemática de cada red. Si bien este ajuste individualizado restringe una comparación directa de escalabilidad pura bajo un paso de tiempo global unificado, la selección de cada valor de T_s se fundamenta estrictamente en un criterio de factibilidad técnica y optimización operativa de los recursos del hardware. El objetivo primordial de este diseño no es saturar la capacidad de cómputo del procesador OPAL-RT, sino asegurar de manera forzada una disponibilidad de tiempo remanente superior al 40 %, valor deducido numéricamente a partir de la razón entre la medición de *Inactivo Total* y el *Tamaño del Paso* de cada escenario. Esta holgura calculada en el procesador constituye una reserva estratégica de hardware diseñada intencionalmente para proveer la base computacional y los recursos excedentes requeridos para la ejecución simultánea de otros experimentos eléctricos en tiempo real, tales como el lazo cerrado de esquemas de protección, controles avanzados de inversores o la interacción física con dispositivos externos en entornos HIL.

4.4.2. Registro de pequeña señal

En las Figuras 4.24 a 4.26 se exponen las oscilaciones de pequeña señal para la tensión fundamental registradas en nodos críticos de los sistemas IEEE activos. Las trayectorias EMT fueron extraídas de forma síncrona desde los hilos del procesador OPAL-RT mediante el empaquetado de sockets UDP y almacenadas de forma remota en la base de datos de *openHistorian*.

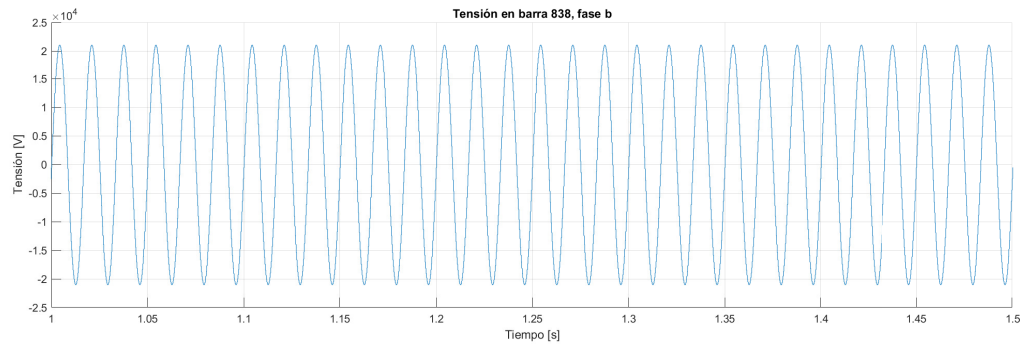


(a) Pequeña señal.

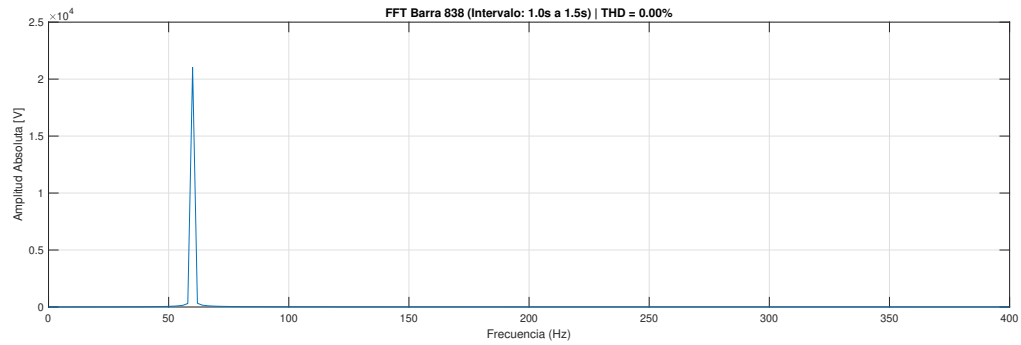


(b) FFT.

Figura 4.24: Perfil instantáneo de la tensión en la barra 652 (fase a) para el escenario activo del caso IEEE 13 barras.

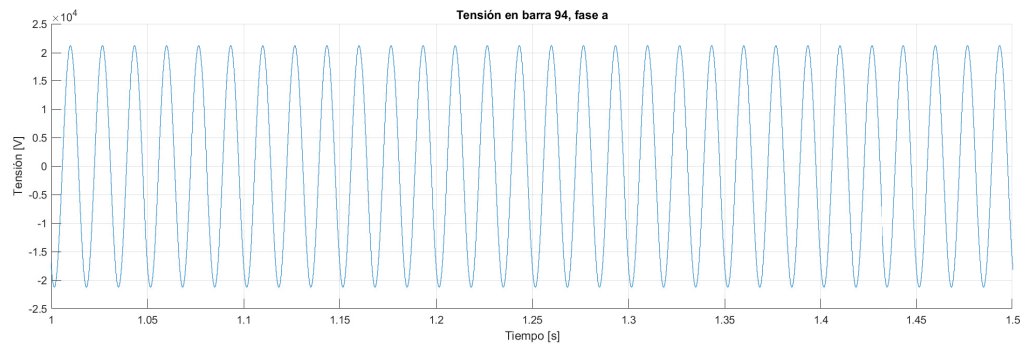


(a) Pequeña señal.

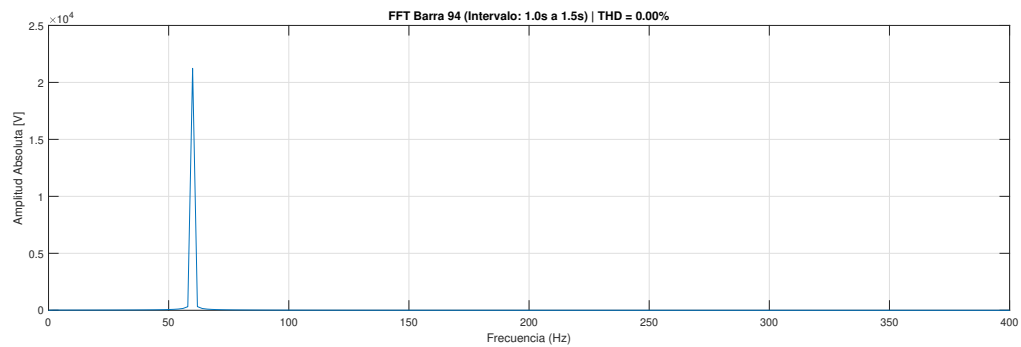


(b) FFT.

Figura 4.25: Perfil instantáneo de la tensión en la barra 838 (fase b) para el escenario activo del caso IEEE 34 barras.



(a) Pequeña señal.



(b) FFT.

Figura 4.26: Perfil instantáneo de la tensión en la barra 94 (fase a) para el escenario activo del caso IEEE 123 barras.

Las formas de onda fundamentales filtradas en alta resolución exhiben diferentes envolventes asociadas al esfuerzo de procesamiento del simulador, cuya densidad matricial de elementos pasivos (resistencias, inductancias y capacitores) e interruptores topológicos condiciona el tamaño de la ráfaga de datos transferida. Para respaldar de forma cuantitativa la calidad de estas señales, el análisis de frecuencia mediante la transformada rápida de fourier (FFT) expuesto en las subfiguras (b) revela una concentración absoluta de energía en el componente fundamental de 50 Hz, registrando una magnitud normalizada de 1.0 pu

El espectro confirma la supresión total de componentes armónicos de alta frecuencia en estado estacionario, resultando en una distorsión armónica total (THD, *Total Harmonic Distortion*) calculada de estrictamente 0 % en los tres sistemas de prueba evaluados

Este comportamiento espectral valida la robustez de la simulación, descartando la aparición de modos resonantes artificiales u oscilaciones numéricas espurias asociadas al resolutor de espacio de estados nodal (SSN). Por consiguiente, los resultados ratifican que el acoplamiento físico mediante impedancias variables equivalentes en ARTEMiS preserva la pureza sinusoidal del sistema de potencia, garantizando la estabilidad y fidelidad dinámica de la inyección estocástica de tiempo real directamente sobre la infraestructura de hardware de OPAL-RT.

Capítulo 5

Conclusiones y trabajo futuro

5.1. Conclusiones

En la presente memoria de título se diseñó, desarrolló e implementó exitosamente una plataforma computacional orientada a la simulación en tiempo real (RTS) de redes de distribución activas trifásicas y desbalanceadas sobre la infraestructura de hardware del simulador OPAL-RT 4510. La integración de una arquitectura jerárquica multiescala —que acopla estimaciones base de baja resolución mediante modelos de regresión lineal con errores autorregresivos y difusiones estocásticas continuas a paso de 1 s— demostró ser una solución de ingeniería altamente eficiente y de bajo costo computacional. Esta metodología permitió reproducir de forma fidedigna la incertidumbre de recursos distribuidos (DERs) sin alterar sus propiedades espectrales originales ni comprometer el reloj del sistema en simulaciones de transitorios electromagnéticos (EMT).

La formulación e incorporación del solucionador de espacio de estados nodal (SSN) de la librería especializada ARTEMiS constituyó el núcleo de la estabilidad de la plataforma. A través del particionamiento matricial (*node-splitting*) y el modelamiento de las demandas como impedancias variables equivalentes sintonizadas por SOGI-PLL, se logró erradicar la formación de bucles algebraicos espurios en las interfaces de acoplamiento físico. Las validaciones transitorias evidenciaron que, ante contingencias severas como cortocircuitos trifásicos, el resolutor SSN mitigó el estrés numérico del simulador, acotando de forma drástica las sobreoscilaciones de potencia activa y reactiva en comparación con los bloques de carga dinámica convencionales de Simulink, salvaguardando la pureza sinusoidal y la convergencia del solucionador en bornes críticos del sistema.

Como balance cuantitativo de cierre de esta investigación, el éxito operativo de la plataforma integrada se fundamenta y consolida a partir de los siguientes resultados numéricos y técnicos extraídos directamente de los ensayos de validación física en hardware:

- **Escalabilidad en topologías desbalanceadas:** Se demostró la viabilidad matemática y la estabilidad computacional de la metodología multiescala propuesta al ser integrada sobre tres sistemas de prueba estándares internacionales correspondientes a las redes de distribución de **IEEE de 13, 34 y 123 barras**, cuyas estructuras topológicas completas e interfaces se encuentran documentadas en las Figuras A.16, A.17 y A.18 del Anexo, respectivamente. El entorno absorbió de forma robusta la inyección masiva y simultánea de perfiles estocásticos de recursos energéticos distribuidos (DERs) en múltiples nodos fasoriales, garantizando la convergencia del solucionador numérico y anulando por completo la aparición de desbordamientos temporales (*overruns*) durante la ejecución continua del hardware en el horizonte semanal de ensayo.

- **Optimización y parsimonia del modelamiento estocástico:** La grilla de búsqueda expandida para la caracterización de la inercia macroscópica de la demanda validó de forma rigurosa la selección de la estructura mixta $ARMA(3, 1)$, la cual minimizó de manera estricta el Criterio de Información Bayesiano con una métrica de $BIC = 15130.45$. Los diagnósticos inferenciales de Ljung-Box sobre los residuos del filtro confirmaron la remoción absoluta de las dependencias lineales seriales en todas las escalas temporales de corto y mediano alcance analizadas (*Lag 2 a Lag 8*), obteniendo valores- p robustos distribuidos entre 0.2096 y 0.5390. Esto demostró matemáticamente la transformación exitosa del error bruto en innovaciones puras de ruido blanco centralizadas en cero ($\delta = -0.000886$) y con varianza controlada ($\sigma^2 = 104.42$), garantizando perfiles de perturbación realistas e incorrelacionados antes de su inyección en alta frecuencia.
- **Configuración adaptativa de paso de tiempo:** El blindaje numérico del solucionador contra fallas de sincronismo se garantizó mediante el establecimiento de pasos fijos de simulación (T_s) escalados de forma adaptativa en valores de 200 μs para el sistema de 13 barras, 250 μs para la red de 34 barras y 500 μs para la infraestructura masiva de 123 barras, adaptando la tasa de muestreo de transitorios a la densidad matricial de cada escenario.
- **Preservación de holgura computacional segura:** La telemetría directa extraída del procesador en tiempo real certificó la obtención de un índice de tiempo inactivo (*Idle Time Percent*) estrictamente superior al límite crítico de seguridad, registrando de forma exacta un 44.28 % de reserva para la red de 13 barras, un 43.52 % para el caso de 34 barras y un 57.93 % de holgura computacional remanente para el sistema de 123 barras. Esta holgura calculada en el procesador constituye una reserva estratégica de hardware diseñada intencionalmente para proveer la base computacional y los recursos excedentes requeridos para la ejecución simultánea de otros experimentos eléctricos en tiempo real, tales como el lazo cerrado de esquemas de protección, controles avanzados de inversores o la interacción física con dispositivos externos en entornos HIL.
- **Atenuación del estrés numérico transitorio:** Las pruebas de esfuerzo electromagnético (EMT) demostraron la superioridad analítica de la modelación por espacio de estados nodal (SSN) frente al modelamiento convencional de Simulink ante cortocircuitos trifásicos severos. Al evaluar el flanco de despeje de la falla, el método propuesto amortiguó eficazmente la energía ficticia del circuito, reduciendo drásticamente la sobreoscilación transitoria extrema de potencia activa desde un 528.812 % a un 184.86 %, y la de potencia reactiva desde un 3670.60 % a un 2009.20 %. Asimismo, la sintonización acoplada mediante el lazo de seguimiento de fase (SOGI-PLL) garantizó que ante escalones controlados de amplitud de tensión del ± 10 %, el sistema recuperara su estabilidad en régimen permanente con perfiles de tensión e inyección de corriente puramente sinusoidales, registrando un tiempo de asentamiento controlado de 0.3178 s en el entorno de procesamiento en tiempo real.

5.2. Limitaciones del estudio

A pesar del desempeño satisfactorio de la plataforma, la validez del modelo y el alcance operativo del entorno de simulación diseñado quedan delimitados por las siguientes restricciones técnicas específicas:

- **Escala espacial y agregación en el rango de los megavatios:** Los modelos estocásticos y multiescala desarrollados para la demanda y la generación distribuida (fotovoltaica y eólica) fueron calibrados utilizando curvas de dispersión, perfiles climáticos y tendencias de inercia agregadas correspondientes al rango operacional de los megavatios (MW). Por consiguiente, la validez analítica de las discretizaciones implementadas se restringe estrictamente a barras de transmisión, subestaciones de distribución primaria o puntos de agregación media del sistema. Si la metodología se extrapola hacia consumos residenciales individuales o unidades de microgeneración exógenas a nivel de kilovatios (kW), el desvanecimiento del efecto de agregación espacial e intermitencia climática provocaría que las variaciones escalonadas discretas y las rampas severas del arranque de cargas o ráfagas locales superen los límites de variabilidad estadística modelados. Esto comprometería la pureza del residuo incorrelacionado y exigiría una redefinición completa de las tasas de conmutación probabilísticas y los parámetros autorregresivos sobre los supuestos expuestos.
- **Restricción de procesamiento mononúcleo en hardware:** La ejecución de los ensayos en el simulador OPAL-RT 4510 se limitó de forma estricta al uso de un único núcleo físico de procesamiento para el subsistema maestro (SM). Esta centralización del cómputo restringe la escalabilidad de la red EMT ante topologías masivas que superen las 123 barras, ya que el incremento exponencial en las dimensiones de las matrices nodales de admitancia saturaría la memoria caché del procesador, disparando el tiempo de ciclo de ejecución por sobre el paso fijo nominal del hardware. Como también, mejorar el paso de tiempo (T_s) en los casos existente, distribuyendo la carga computacional en otros núcleos mediante el desacoplamiento SSN.
- **Paso de tiempo adaptativo por caso de estudio:** La validación de la escalabilidad de las redes IEEE no se realizó bajo un paso de tiempo (T_s) global unificado, sino que se ajustó de forma adaptativa por caso (200 μ s, 250 μ s y 500 μ s) para resguardar la holgura del procesador y evitar la ocurrencia de *overruns*. Si bien este ajuste individualizado valida de forma realista la viabilidad operativa por escenario, limita la comparación directa del rendimiento computacional puro y la escalabilidad lineal estricta del hardware ante una tasa de muestreo fija y constante de alta frecuencia.
- **Ausencia de validación en lazo cerrado físico (PHIL):** El alcance del presente trabajo se confinó a simulaciones de hardware puramente numéricas (*Hardware-in-the-Loop* virtual) mediante la telemetría interna de RT-LAB. Al no incorporar ensayos de Power Hardware-in-the-Loop (PHIL), el modelo no experimenta el impacto real de los retardos de transporte asíncronos de los convertidores analógico-digitales externos, el ruido de medición de alta frecuencia de transductores físicos, ni las caídas de tensión introducidas por la impedancia

de salida del amplificador de potencia, variables que podrían alterar localmente los tiempos de asentamiento y la sobreoscilación transitoria calculada para los lazos de control.

5.3. Trabajo futuro

A partir de los resultados obtenidos y las limitaciones identificadas en esta investigación, se proponen las siguientes líneas de desarrollo para trabajos futuros:

- **Diversificación de vectores y recursos de transición energética:** Expandir la biblioteca de bloques en Simulink mediante el modelamiento e inclusión de nuevos vectores energéticos distribuidos, orientándose preferentemente a la emulación electroquímica e integración de sistemas de producción de hidrógeno verde —tales como electrolizadores alcalinos y de membrana de intercambio protónico (PEM)— y dispositivos de almacenamiento masivo por baterías (BESS), evaluando su impacto dinámico sobre la estabilidad del lazo de frecuencia y tensión de la red.
- **Procesamiento distribuido y externalización de perfiles en hardware de bajo costo:** Evaluar la factibilidad técnica de programar la ejecución de las series sintéticas estocásticas de forma externa en microcontroladores dedicados o microcomputadores de arquitectura ARM de bajo costo (ej., *Raspberry Pi*). La transmisión de los perfiles resultantes a 1 s hacia el simulador OPAL-RT mediante el empaquetado de tramas en sockets bajo protocolo UDP permitirá externalizar la generación de perturbaciones, liberando valioso tiempo de cómputo en los procesadores principales del simulador para habilitar la simulación de redes EMT de mayor complejidad nodal.

Referencias

- [1] J. Bélanger, P. Venne, and J.-N. Paquin, “The what, where, and why of real-time simulation,” *Planet RT*, vol. 1, no. 1, pp. 37–49, 2010. [Online]. Available: <https://www.opal-rt.com/>
- [2] T. Kirk and R. Doerfler, “Real-time simulation framework for advanced energy storage applications,” in *2019 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, 2019, pp. 1420–1426.
- [3] A. Bloom and J. Novacheck, “The eastern renewable generation integration study: Insights on system stress,” National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO, United States, Technical Report NREL/TP-6A20-67434, 2017. [Online]. Available: <https://www.nrel.gov/docs/fy17osti/67434.pdf>
- [4] I. Losada Carreño, R. Ramakrishna, A. Scaglione, D. Arnold, C. Roberts, S.-T. Ngo, S. Peisert, and D. Pinney, “Soda: An irradiance-based synthetic solar data generation tool,” in *2020 IEEE International Conference on Communications, Control, and Computing Technologies for Smart Grids (SmartGridComm)*, 2020, pp. 1–6.
- [5] C. Gavriluta, S. Spataru, I. Mosincat, C. Citro, I. Candela, and P. Rodriguez, “Complete methodology on generating realistic wind speed profiles based on measurements,” *Renewable Energy and Power Quality Journal*, vol. 10, no. 1, pp. 1757–1762, 2012.
- [6] J. Xu, H. Qian, Y. Hu, S. Bian, and S. Xie, “Overview of sogi-based single-phase phase-locked loops for grid synchronization under complex grid conditions,” *IEEE Access*, vol. 9, pp. 39 275–39 291, 2021.
- [7] International Energy Agency (IEA), “World energy outlook 2023,” Informe Técnico Corporativo, 2023, disponible en: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023>.
- [8] S. Junlakarn, R. Diewvilai, and K. Audomvongseree, “Stochastic modeling of renewable energy sources for capacity credit evaluation,” *Energies*, vol. 15, no. 14, pp. 1–27, 2022.
- [9] *RT-LAB User Guide: Real-Time Simulation Software Environment*, v2024.1 ed., OPAL-RT Technologies, Inc., Montreal, Quebec, Canada, 2024, manual de usuario oficial del sistema de hardware OPAL-RT 4510.
- [10] *ARTEMiS User Guide: Advanced Real-Time ElectroMechanical Simulator*, v7.5.2 ed., OPAL-RT Technologies, Inc., Montreal, Quebec, Canada, 2023, librería de extensión EMT para el modelamiento de redes de distribución activas.
- [11] C. Dufour, J. Mahseredjian, and J. Bélanger, “A combined state-space nodal method for the simulation of power system transients,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 26, no. 2, pp. 928–935, 2011.
- [12] C. Dufour, *Custom-Coded Models in the State Space Nodal Solver of ARTEMiS*, OPAL-RT Technologies, Inc., Montreal, Quebec, Canada, 2023, nota técnica y documentación de desarrollo para resolvedores en tiempo real.

- [13] B. Singh and D. Pozo, “A guide to solar power forecasting using arma models,” in *2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT-Europe)*, 2019, pp. 1–4.
- [14] H. Nembhard and D. Nembhard, “Dynamic simulation for time series modeling,” in *Proceedings of the 1996 Winter Simulation Conference*, 1996, pp. 1407–1412.
- [15] National Renewable Energy Laboratory (NREL), “Arpa-e perform datasets: Time-coincident load, wind, and solar probabilistic forecasts,” *OpenEI Data Repository*, 2022. [Online]. Available: <https://data.openei.org/submissions/5772>
- [16] M. Sengupta, Y. Xie, A. Lopez, A. Habte, G. Maclaurin, and J. Shelby, “The national solar radiation data base (nsrdb),” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 89, pp. 51–60, 2018.
- [17] S. Moritz and T. Bartz-Beielstein, “imputets: Time series missing value imputation in r,” *The R Journal*, vol. 9, no. 1, pp. 207–218, 2017.
- [18] M. Narajewski, J. Kley-Holsteg, and F. Ziel, “tsrobprep: An r package for robust preprocessing of time series data,” *SoftwareX*, vol. 15, p. 100732, 2021.
- [19] F. Iov, A. D. Hansen, P.-A. Soerensen, and F. Blaabjerg, “Wind turbine blockset in matlab/simulink: General overview and description of the models,” Institute of Energy Technology, Aalborg University, Aalborg, Denmark, Research Report ISBN 87-89179-46-3, 2004.
- [20] S. Masoudian, J. J. Sharples, Z. Jovanoski, S. Watt, and I. Towers, “Stochastic modelling of wind and its implication for wildfire spread predictions,” *Environmental Modelling & Software*, vol. 144, p. 105154, 2021.
- [21] J. Thomas and A. Ning, “A method for reducing multi-modality in the wind farm layout optimization problem,” *Journal of Physics: Conference Series*, vol. 1037, no. 4, p. 042012, 2018.
- [22] IEA Wind Task 37, “IEA Wind 3.4 MW Reference Wind Turbine with a 130-meter Rotor Diameter,” <https://github.com/IEAWindSystems/IEA-3.4-130-RWT>, 2020, accedido: 07 de Diciembre de 2024.

Anexo A

Anexo

A.1. MATLAB

A.1.1. Código para generar los archivos de lectura en SIMULINK de acuerdo a la selección de parámetros del modelo de demanda o generación

```
1  %% Definition model
2  name_csv="IEEE34";
3  RNG_seed=1;
4  grid_info_load=readtable(strcat(name_csv,".xlsx"),"Sheet","Model_load");
5  grid_info_pv=readtable(strcat(name_csv,".xlsx"),"Sheet","Model_PV");
6  grid_info_wt=readtable(strcat(name_csv,".xlsx"),"Sheet","Model_WT");
7
8  %% Load parameters
9  bus_load=size(grid_info_load,1);
10 load_aux=cell(1,bus_load);
11 for i=1:bus_load
12     load_iso=grid_info_load{i,8};
13     load_zone=grid_info_load{i,9};
14     load_week=grid_info_load{i,11};
15     load_node_A=grid_info_load{i,1};
16     load_node_B=grid_info_load{i,2};
17     load_node_ph=grid_info_load{i,4};
18     load_ph_AP=grid_info_load{i,5};
19     load_ph_RP=grid_info_load{i,6};
20     load_ph_PF=grid_info_load{i,7};
21     pf_iso=grid_info_load{i,12};
22     pf_zone=grid_info_load{i,13};
23     pf_week=grid_info_load{i,15};
24     if isnan(load_node_B)
25         load_node=strcat('load_N',num2str(load_node_A),'_',load_node_ph);
26         pf_node=strcat('pf_N',num2str(load_node_A),'_',load_node_ph);
27     else
28         load_node=strcat('load_N',num2str(load_node_A),'_',num2str(
29             ↳ load_node_B),'_',load_node_ph);
30         pf_node=strcat('pf_N',num2str(load_node_A),'_',num2str(load_node_B)
31             ↳ ,'_',load_node_ph);
```

```

30     end
31     load_aux{i}=load_node;
32     load_list.(string(load_node))=get_coef_load3_node(string(load_iso),
    ↪ string(load_zone),load_week,load_ph_AP);
33     load_list.(string(pf_node))=get_coef_powerfactor5_node(string(pf_iso),
    ↪ string(pf_zone),pf_week,load_ph_PF);
34     load_list.(string(load_node)).S_0=[load_ph_AP load_ph_RP];
35 end
36
37 %% PV parameters
38
39 bus_pv=size(grid_info_pv,1);
40 pv_aux=cell(1,bus_pv);
41 for i=1:bus_pv
42     pv_iso=grid_info_pv{i,6};
43     pv_zone=grid_info_pv{i,7};
44     pv_week=grid_info_pv{i,9};
45     pv_node_A=grid_info_pv{i,1};
46     pv_node_B=grid_info_pv{i,2};
47     pv_node_ph=grid_info_pv{i,4};
48     pv_ph_AP=grid_info_pv{i,5};
49     if isnan(pv_node_B)
50         pv_node=strcat('pv_N',num2str(pv_node_A),'_',pv_node_ph);
51         ct_node=strcat('ct_N',num2str(pv_node_A),'_',pv_node_ph);
52     else
53         pv_node=strcat('pv_N',num2str(pv_node_A),'_',num2str(pv_node_B),'_'
    ↪ ,pv_node_ph);
54         ct_node=strcat('ct_N',num2str(pv_node_A),'_',num2str(pv_node_B),'_'
    ↪ ,pv_node_ph);
55     end
56     pv_list.(string(pv_node))=get_coef_pv3_node(string(pv_iso),string(
    ↪ pv_zone),pv_week,pv_ph_AP);
57     pv_list.(string(ct_node))=get_coef_cloudtype3_node(string(pv_iso),
    ↪ string(pv_zone),pv_week);
58 end
59
60
61 %% WT parameters
62
63
64 bus_wt=size(grid_info_wt,1);
65 for i=1:bus_wt
66     wt_iso=grid_info_wt{i,6};

```

```

67     wt_zone=grid_info_wt{i,7};
68     wt_week=grid_info_wt{i,11};
69     wt_node_A=grid_info_wt{i,1};
70     wt_node_B=grid_info_wt{i,2};
71     wt_node_ph=grid_info_wt{i,4};
72     wt_ph_AP=grid_info_wt{i,5};
73     wt_size=grid_info_wt{i,9};
74     wt_type=grid_info_wt{i,10};
75     if isnan(wt_node_B)
76         ws_node=strcat('ws_N',num2str(wt_node_A),'_',wt_node_ph);
77         wd_node=strcat('wd_N',num2str(wt_node_A),'_',wt_node_ph);
78         wtd_node=strcat('wtd_N',num2str(wt_node_A),'_',wt_node_ph);
79     else
80         ws_node=strcat('ws_N',num2str(wt_node_A),'_',num2str(wt_node_B),'_'
81             ↳ ,wt_node_ph);
82         wd_node=strcat('wd_N',num2str(wt_node_A),'_',num2str(wt_node_B),'_'
83             ↳ ,wt_node_ph);
84         wtb_node=strcat('wtd_N',num2str(wt_node_A),'_',num2str(wt_node_B),'_'
85             ↳ ,wt_node_ph);
86     end
87     wt_list.(string(ws_node))=get_coef_wind2_speed_node(string(wt_iso),
88             ↳ string(wt_zone),wt_week);
89     wt_list.(string(wd_node))=get_coef_wind_direction_node(string(wt_iso),
90             ↳ string(wt_zone),wt_week);
91     wt_list.(string(wtd_node))=get_turbine3_data_node(wt_size,wt_type,
92             ↳ wt_list.(string(ws_node)).Vm_week,10,0.05,wt_ph_AP)
93 end
94
95 %% save files
96 save(strcat("data/",name_csv,"_load.mat"),'-struct','load_list')
97 save(strcat("data/",name_csv,"_pv.mat"),'-struct','pv_list')
98 save(strcat("data/",name_csv,"_wt.mat"),'-struct','wt_list')

```

A.1.2. Código para generar la función lineal en SIMULINK

```

1  function y = fcn(time,coef)
2  aux=time/60;
3  h=mod(floor(aux/60),168)+1;
4  m=mod(floor(aux/5),12)+1;
5  alfa=coef(h,1);
6  beta=coef(h,2);
7  y = alfa+beta*m;

```

8 `end`

A.1.3. Código para calcular los déficit de la velocidad del viento producto de la estela en cada turbina

```

1  function speed_deficit = fcn(turb_coords,wind_direct,turb_diam)
2  C_t=8/9;
3  k_y=0.00324555;
4  % The wind flow direction aligns with the +ve x-axis.
5  wind_direct=(270-wind_direct);
6
7  % Convert inflow wind direction from degrees to radians
8  wind_direct_rad=wind_direct*pi/180;
9
10 % Constants for coordinate transformation
11 cos_dir = cos(-wind_direct_rad);
12 sin_dir = sin(-wind_direct_rad);
13 n_turbs=length(turb_coords);
14 rotate_coords=zeros(n_turbs,n_turbs);
15
16 % Coordinate Transformation. Rotate coordinates to downwind, crosswind
    ↪ coordinates
17 rotate_coords(:,1) = (turb_coords(:,1) * cos_dir) - (turb_coords(:,2) *
    ↪ sin_dir);
18 rotate_coords(:,2) = (turb_coords(:,1) * sin_dir) + (turb_coords(:,2) *
    ↪ cos_dir);
19 impact_on_ibyj=zeros(n_turbs,n_turbs);
20 for i=1:n_turbs
21 %looping over all other turbs to check their effect
22     for j=1:n_turbs
23         % Calculate the x-dist and the y-offset
24         % (wrt downwind/crosswind coordinates)
25         dx = rotate_coords(i,1) - rotate_coords(j,1);
26         dy = rotate_coords(i,2) - rotate_coords(j,2);
27         sigma_y=k_y*dx+turb_diam/sqrt(8);
28         % Naturally, no wake effect of turbine on itself
29         if i~=j
30             % either j not an upstream turbine or wake not happening
31             % on i because its outside of the wake region of j
32             if (dx>0)
33                 impact_on_ibyj(i,j) = (1-sqrt(1-C_t/(8*sigma_y^2/turb_diam
    ↪ ^2))))*exp(-0.5*(dy/sigma_y)^2);

```

```

34         end
35     end
36 end
37 end
38 speed_deficit=sqrt(sum(impact_on_ibyj.^2,1));

```

A.1.4. Código para el calculo de potencia en una planta eólica

```

1  function wind_power_total = fcn(wind_speed_table,wind_power_table,
    ↪ speed_deficit, wind_speed_1s, cutin_wind_speed,cutout_wind_speed,
    ↪ rated_wind_speed,rated_power)
2  n_turbs=length(speed_deficit);
3  wind_power_eff=zeros(1,n_turbs);
4  wind_speed_eff = wind_speed_1s.*(1 - speed_deficit);
5  for i=1:n_turbs
6      % Effective windspeed due to the happening wake
7      if wind_speed_eff(1,i)<cutin_wind_speed
8          wind_power_eff(1,i)=0;
9      elseif (cutin_wind_speed<=wind_speed_eff(1,i) && wind_speed_eff(1,i)<
    ↪ rated_wind_speed)
10         wind_power_eff(1,i) = interp1(wind_speed_table,wind_power_table,
    ↪ wind_speed_eff(1,i));
11     elseif (rated_wind_speed<=wind_speed_eff(1,i) && wind_speed_eff(1,i)<
    ↪ cutout_wind_speed)
12         wind_power_eff(1,i)=rated_power;
13     elseif wind_speed_eff(1,i)>=cutout_wind_speed
14         wind_power_eff(1,i)=0;
15     end
16 end
17 wind_power_total=sum(wind_power_eff,2);
18 end

```

A.2. Simulink

A.2.1. Modelo de demanda

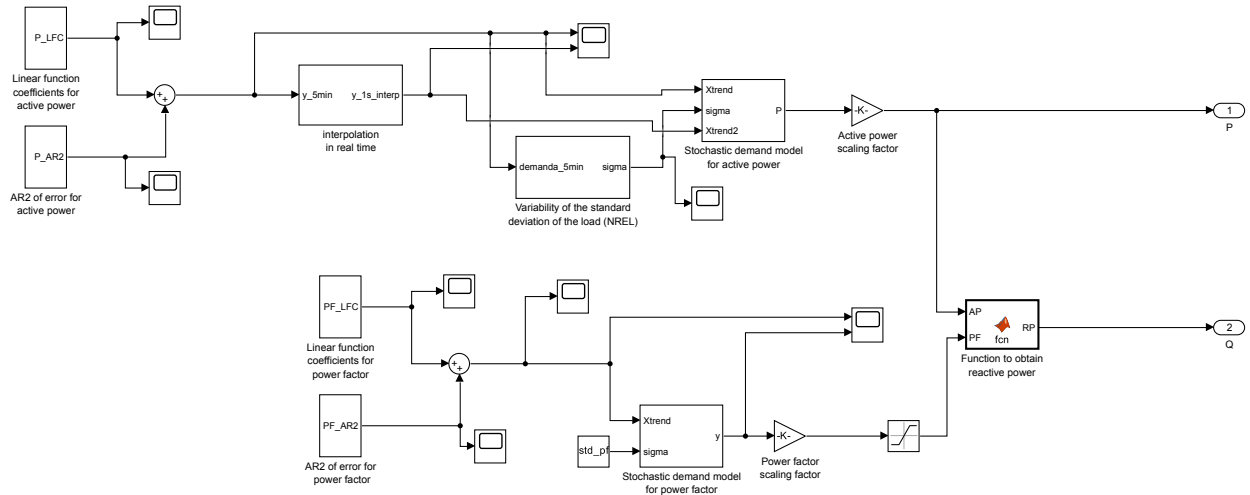


Figura A.1: Diagrama de modelo demanda en SIMULINK

A.2.2. Modelo de generación solar

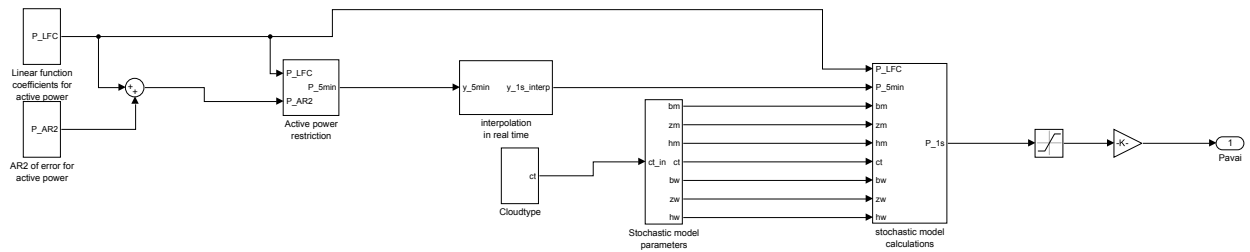


Figura A.2: Diagrama de modelo generación solar en SIMULINK

A.2.3. Modelo de generación eólica

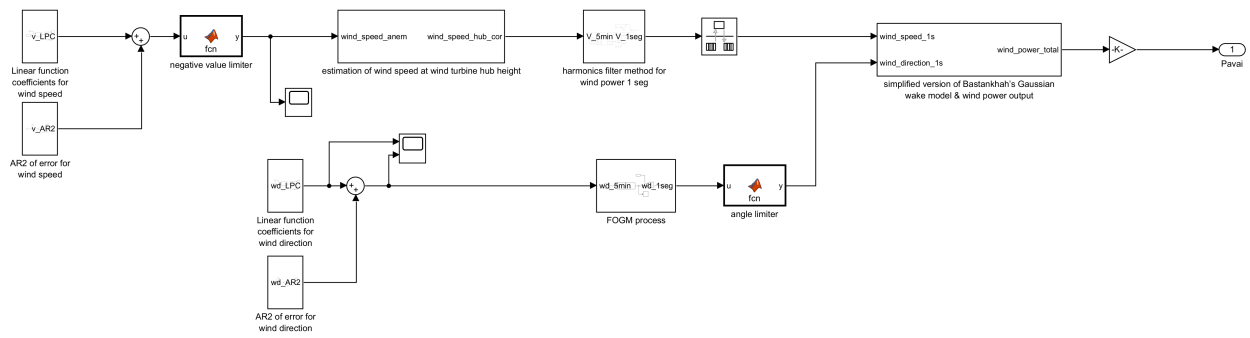


Figura A.5: Diagrama de modelo generación eólica en SIMULINK

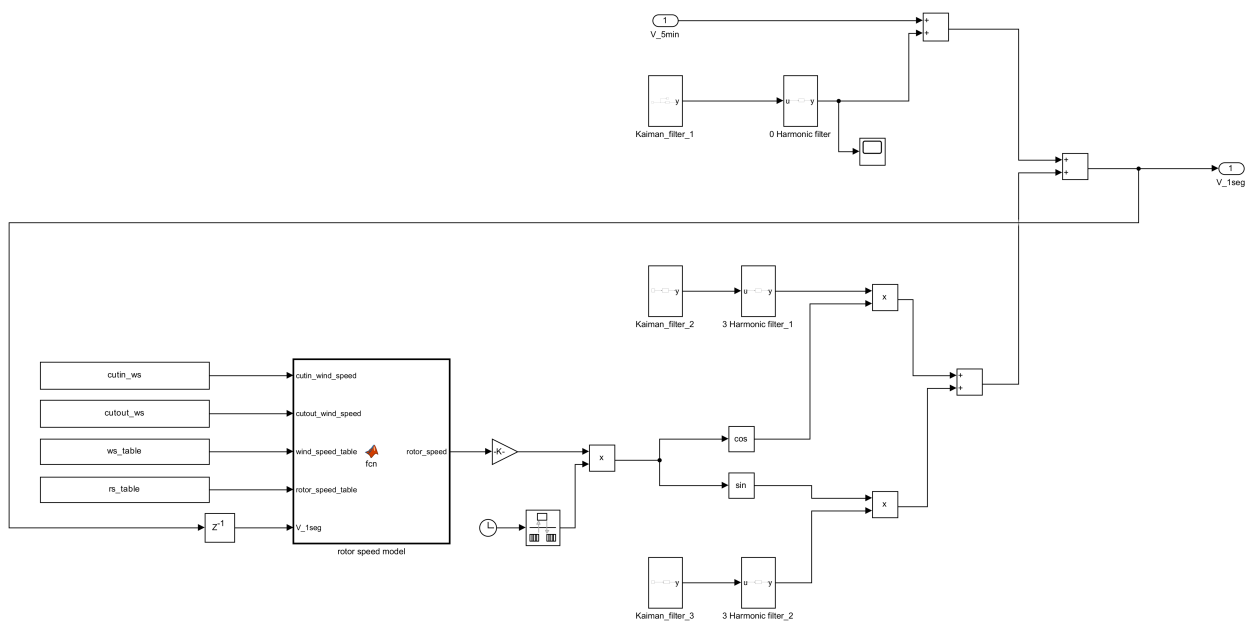


Figura A.6: Diagrama de modelo generación eólica en SIMULINK, bloque *harmonics filter method for wind power 1 seg*

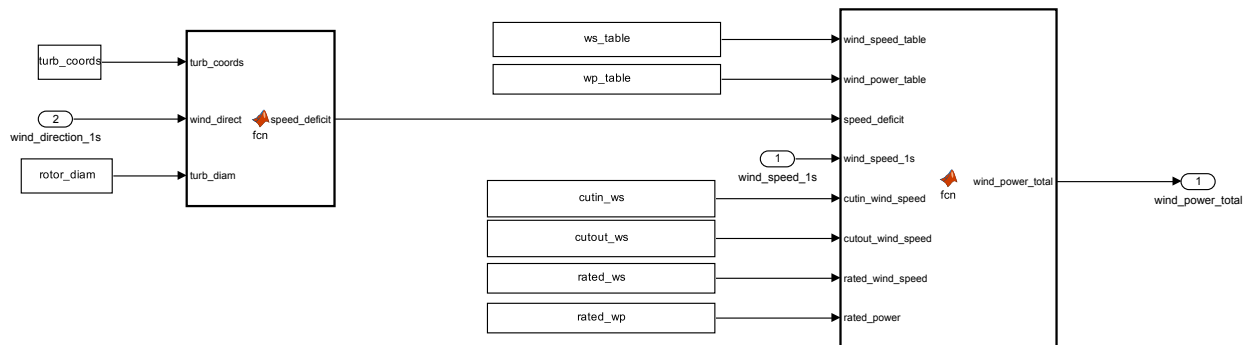


Figura A.7: Diagrama de modelo generación eólica en SIMULINK, bloque *simplified version of Bastankhah's Gaussian wake model & wind power output*

A.2.4. Interacción con la red eléctrico y el modelo de demanda

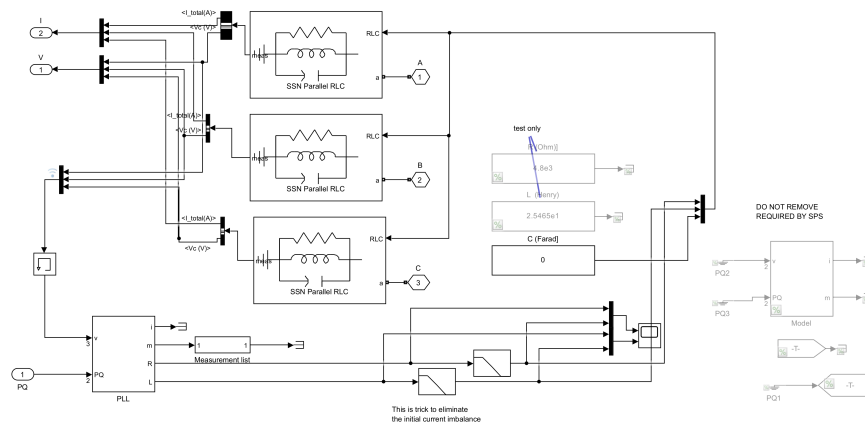


Figura A.8: Modelo de demanda monofásico en SIMULINK.

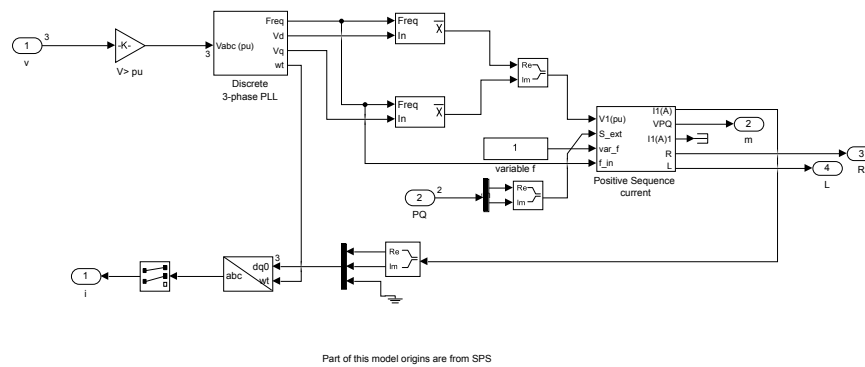


Figura A.9: Modelo de demanda monofásico en SIMULINK, bloque PLL.

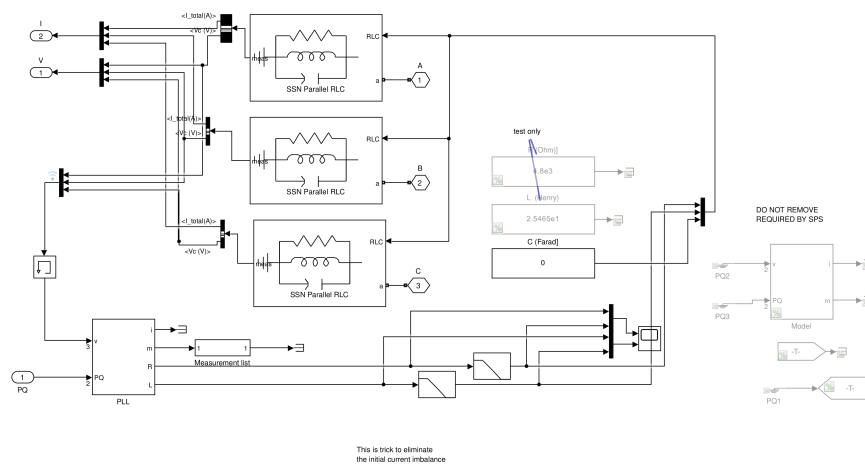


Figura A.10: Modelo de demanda trifásico en SIMULINK.

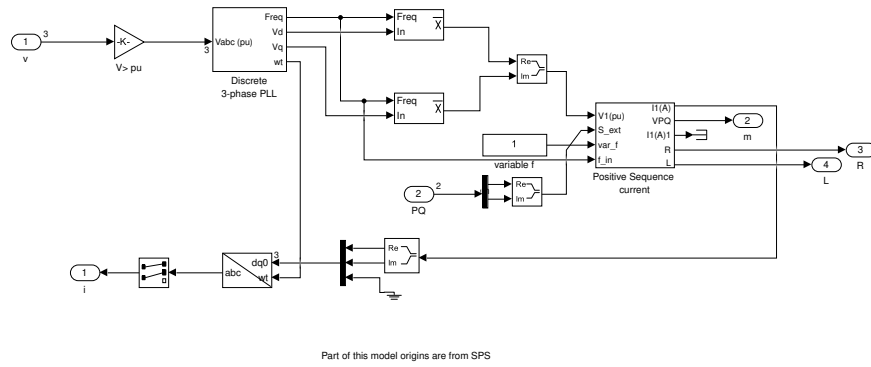


Figura A.11: Modelo de demanda trifásico en SIMULINK, bloque *PLL*.

A.2.5. Interacción con la red eléctrica y el modelo de generación

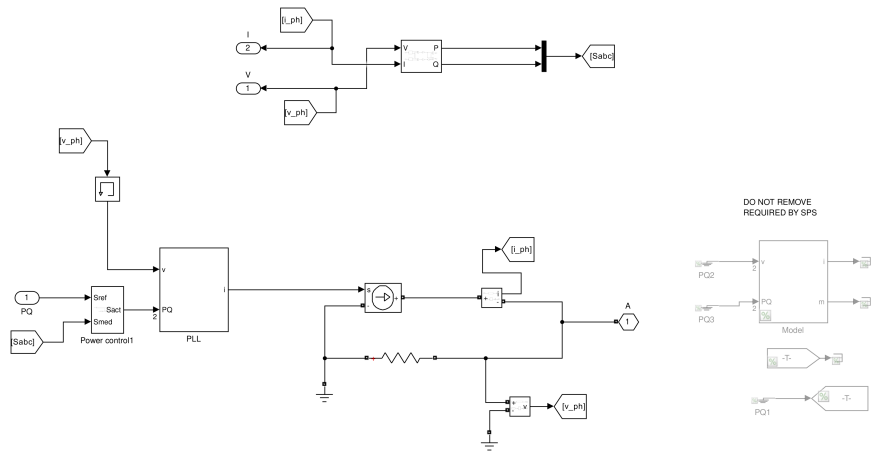


Figura A.12: Modelo de generación monofásico en SIMULINK

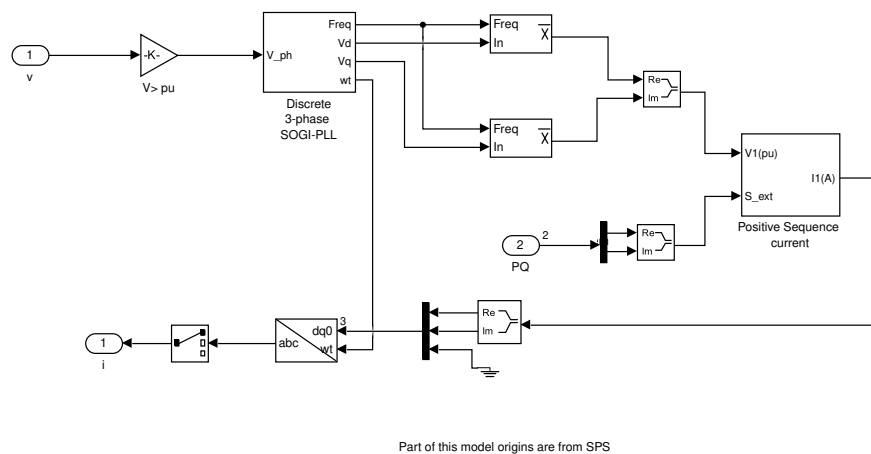


Figura A.13: Modelo de generación monofásico en SIMULINK, bloque *PLL*.

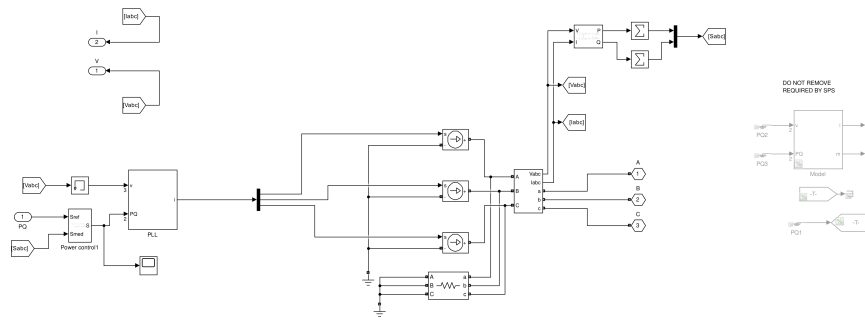


Figura A.14: Modelo de generación trifásico en SIMULINK

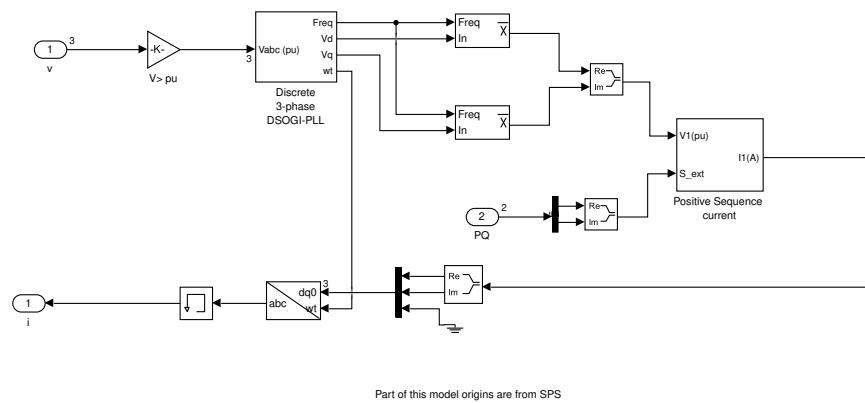


Figura A.15: Modelo de generación trifásico en SIMULINK, bloque PLL.

A.3. Diagrama de modelos IEEE

En los casos de prueba se indica con un círculo de color rojo el lugar donde se incorporó el bloque de desacoplamiento en los respectivos modelos de la IEEE.

A.3.1. IEEE13

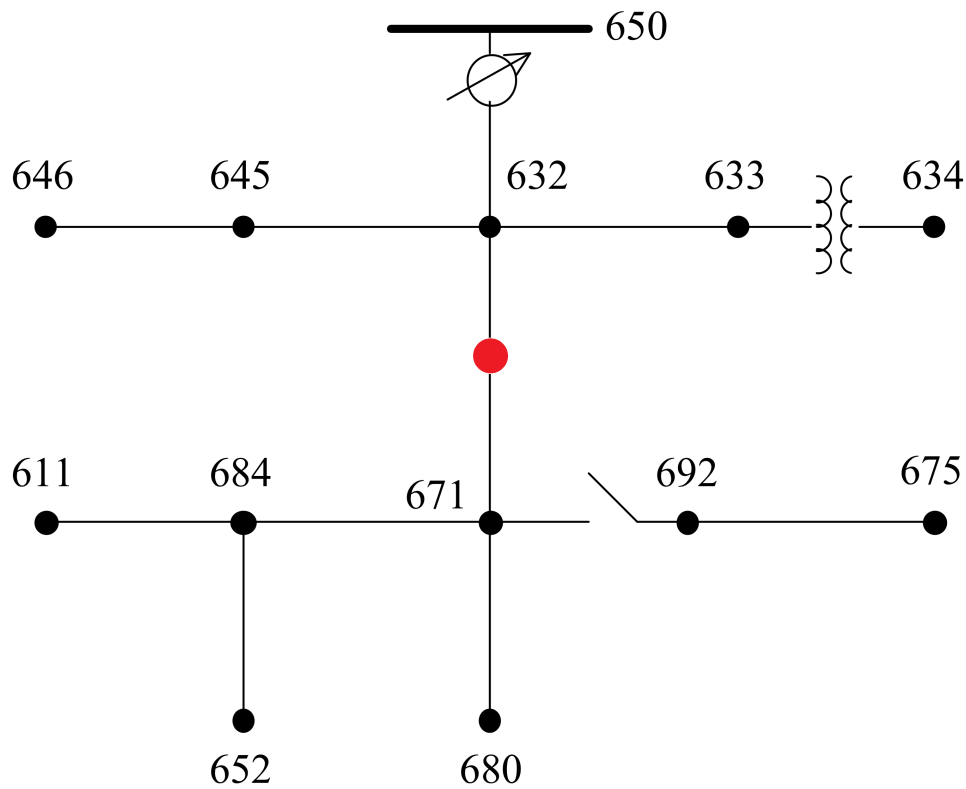


Figura A.16: Red de prueba IEEE13

A.3.2. IEEE34

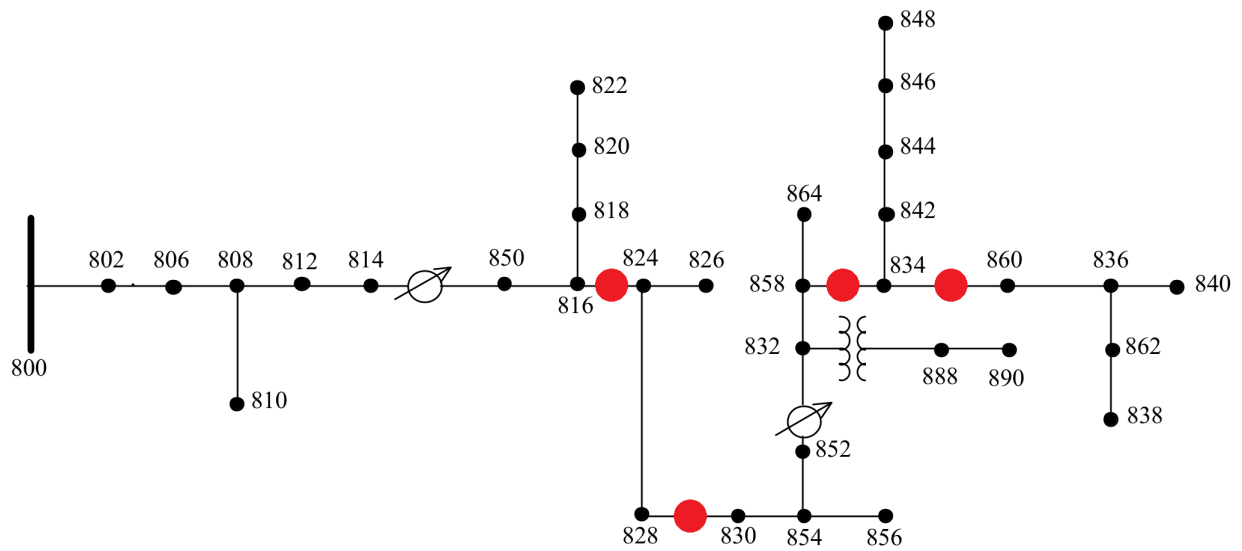


Figura A.17: Red de prueba IEEE34

A.3.3. IEEE123

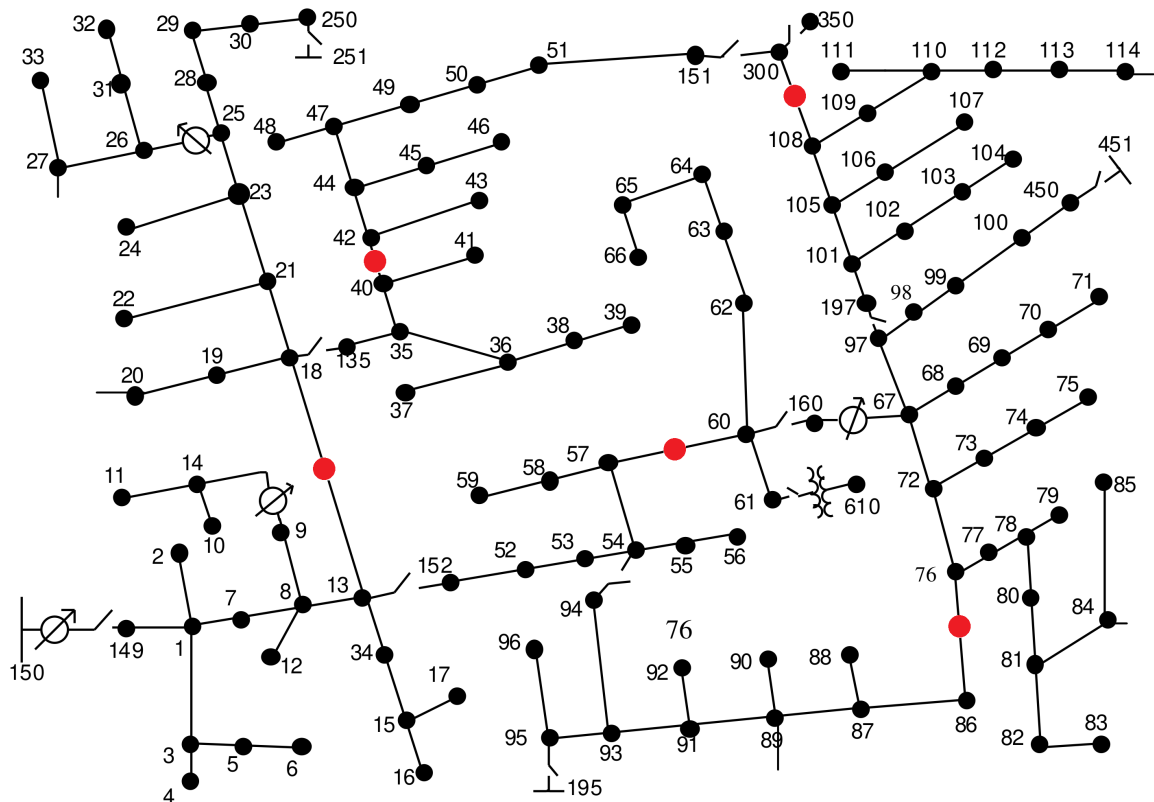


Figura A.18: Red de prueba IEEE123

A.3.4. Parámetros seleccionados en demanda y generación

Tabla A.1: Datos de entrada para el modelo de demanda en el caso de prueba IEEE de 13 barras.

Node A	Node B	Model	Ph	Ph AP kW	Ph RP kVAr	Ph PF	Load ISO	Load Zone	Load Info	Load Week	PF ISO	PF Zone	PF Info	PF Week	General Notes
634		Y	a	160	110	0.8240	MISO	LRZ1		1	TRANSPOWER	NZ_TOTAL		1	
634			b	120	90	0.8000	NYISO	CAPITL		1	TRANSPOWER	NI_TOTAL		1	
634			c	120	90	0.8000	SPP	GRDA		1	TRANSPOWER	SI_TOTAL		1	
645		Y	b	170	125	0.8057	SPP	INDN		1	TRANSPOWER	GZ1		1	
646		D	b	230	132	0.8673	SPP	KACY		1	TRANSPOWER	GZ2		1	
652		Y	a	128	86	0.8300	SPP	KCPD		1	TRANSPOWER	GZ3		1	
671		D	a	385	220	0.8682	SPP	LES		1	TRANSPOWER	GZ4		1	
671			b	385	220	0.8682	SPP	MPS		1	TRANSPOWER	GZ5		1	
671			c	385	220	0.8682	SPP	NPPD		1	TRANSPOWER	GZ6		1	
675		Y	a	485	190	0.9311	SPP	OKGE		1	TRANSPOWER	GZ7		1	
675			b	68	60	0.7498	SPP	OPPD		1	TRANSPOWER	GZ8		1	
675			c	290	212	0.8073	SPP	SECI		1	TRANSPOWER	GZ9		1	
692		D	c	170	151	0.7477	SPP	SPRM		1	TRANSPOWER	GZ10		1	
611		Y	c	170	80	0.9048	SPP	SPS		1	TRANSPOWER	GZ11		1	
632	671	Y	a	17	10	0.8619	SPP	WAUE		1	TRANSPOWER	GZ12		1	
632	671		b	66	38	0.8666	SPP	WFEC		1	TRANSPOWER	GZ13		1	
632	671		c	117	68	0.8646	SPP	WR		1	TRANSPOWER	GZ14		1	

Tabla A.2: Datos de entrada para el modelo de demanda en el caso de prueba IEEE de 34 barras.

Node A	Node B	Model	Ph	Ph AP kW	Ph RP kVAr	Ph PF	Load ISO	Load Zone	Load Info	Load Week	PF ISO	PF Zone	PF Info	PF Week	General Notes
860		Y	abc	60	48	0.7809	SPP	CSWS		1	TRANSPOWER	NZ_TOTAL		1	
840		Y	abc	27	21	0.7894	SPP	EDE		1	TRANSPOWER	NI_TOTAL		1	
844		Y	abc	405	315	0.7894	SPP	INDN		1	TRANSPOWER	SI_TOTAL		1	
848		Y	abc	60	48	0.7809	SPP	KACY		1	TRANSPOWER	GZ1		1	
890		D	abc	450	225	0.8944	SPP	KACY		1	TRANSPOWER	GZ2		1	
830		Y	abc	30	15	0.8944	SPP	LES		1	TRANSPOWER	GZ3		1	
802	806	Y	b	30	15	0.8944	SPP	MPS		1	TRANSPOWER	GZ4		1	
802	806		c	25	14	0.8725	SPP	NPPD		1	TRANSPOWER	GZ4		2	
808	810	Y	b	16	8	0.8944	SPP	NPPD		1	TRANSPOWER	GZ5		1	
818	820	Y	a	34	17	0.8944	SPP	OKGE		1	TRANSPOWER	GZ6		1	
820	822	Y	a	135	70	0.8878	SPP	OPPD		1	TRANSPOWER	GZ7		1	
816	824	D	b	5	2	0.9285	SPP	SECI		1	TRANSPOWER	GZ8		1	
824	826	Y	b	40	20	0.8944	SPP	SPRM		1	TRANSPOWER	GZ9		1	
824	828	Y	c	4	3	0.8000	SPP	SPS		1	TRANSPOWER	GZ10		1	
828	830	Y	a	7	3	0.9191	SPP	WAUE		1	TRANSPOWER	GZ11		1	
854	856	Y	b	4	2	0.8944	SPP	WFEC		1	TRANSPOWER	GZ12		1	
832	858	D	a	7	3	0.9191	SPP	WR		1	TRANSPOWER	GZ13		1	
832	858		b	2	1	0.8944	NYISO	CAPITL		1	TRANSPOWER	GZ13		2	
832	858		c	6	3	0.8944	NYISO	CENTRL		1	TRANSPOWER	GZ13		3	
858	864	Y	a	2	1	0.8944	NYISO	DUNWOD		1	TRANSPOWER	GZ14		1	
858	834	D	a	4	2	0.8944	NYISO	GENESE		1	TRANSPOWER	NZ_TOTAL		1	
858	834		b	15	8	0.8824	NYISO	HUD_VL		1	TRANSPOWER	NZ_TOTAL		2	
858	834		c	13	7	0.8805	NYISO	LONGIL		1	TRANSPOWER	NZ_TOTAL		3	
834	860	D	a	16	8	0.8944	NYISO	MHK_VL		1	TRANSPOWER	NI_TOTAL		1	
834	860		b	20	10	0.8944	NYISO	MILLWD		1	TRANSPOWER	NI_TOTAL		2	
834	860		c	110	55	0.8944	NYISO	N.Y.C.		1	TRANSPOWER	NI_TOTAL		3	
860	836	D	a	30	15	0.8944	NYISO	NORTH		1	TRANSPOWER	SI_TOTAL		1	
860	836		b	10	6	0.8575	NYISO	WEST		1	TRANSPOWER	SI_TOTAL		2	
860	836		c	42	22	0.8858	MISO	LRZ1		1	TRANSPOWER	SI_TOTAL		3	
836	840	D	a	180	9	0.9988	MISO	LRZ2_7		1	TRANSPOWER	GZ1		1	
836	840		b	22	11	0.8944	MISO	LRZ3_5		1	TRANSPOWER	GZ1		2	
862	838	Y	b	28	14	0.8944	MISO	LRZ4		1	TRANSPOWER	GZ2		1	
842	844	Y	a	9	5	0.8742	MISO	LRZ6		1	TRANSPOWER	GZ3		1	
844	846	Y	b	25	12	0.9015	MISO	LRZ9_10		1	TRANSPOWER	GZ4		1	
844	846		c	20	11	0.8762	ERCOT	West		1	TRANSPOWER	GZ5		2	
846	848	Y	b	23	11	0.9021	ERCOT	Southern		1	TRANSPOWER	GZ6		1	

Tabla A.3: Datos de entrada para el modelo de demanda en el caso de prueba IEEE de 123 barras.

Node A	Node B	Model	Ph	Ph AP kW	Ph RP kVA	Ph PF	Load ISO	Load Zone	Load Info	Load Week	PF ISO	PF Zone	PF Info	PF Week	General Notes
1		Y	a	40	20	0.8944	SPP	CSWS		1	TRANSPower	NZ_TOTAL		1	
2		Y	b	20	10	0.8944	SPP	EDE		1	TRANSPower	NI_TOTAL		1	
4		Y	c	40	20	0.8944	SPP	INDN		1	TRANSPower	SI_TOTAL		1	
5		Y	c	20	10	0.8944	SPP	KACY		1	TRANSPower	GZ1		1	
6		Y	c	40	10	0.9701	SPP	KACY		1	TRANSPower	GZ2		1	
7		Y	a	20	10	0.8944	SPP	LES		1	TRANSPower	GZ3		1	
9		Y	a	40	20	0.8944	SPP	MPS		1	TRANSPower	GZ4		1	
10		Y	a	20	10	0.8944	SPP	NPPD		1	TRANSPower	GZ4		1	
11		Y	a	40	20	0.8944	SPP	NPPD		1	TRANSPower	GZ5		1	
12		Y	b	20	10	0.8944	SPP	OKGE		1	TRANSPower	GZ6		1	
16		Y	c	40	20	0.8944	SPP	OPPD		1	TRANSPower	GZ7		1	
17		Y	c	20	10	0.8944	SPP	SECI		1	TRANSPower	GZ8		1	
19		Y	a	40	20	0.8944	SPP	SPRM		1	TRANSPower	GZ9		1	
20		Y	a	40	20	0.8944	SPP	SPS		1	TRANSPower	GZ10		1	
22		Y	b	40	20	0.8944	SPP	WAUE		1	TRANSPower	GZ11		1	
24		Y	c	40	20	0.8944	SPP	WFEC		1	TRANSPower	GZ12		1	
28		Y	a	40	20	0.8944	SPP	WR		1	TRANSPower	GZ13		1	
29		Y	a	40	20	0.8944	NYISO	CAPITL		1	TRANSPower	GZ14		1	
30		Y	c	40	10	0.9701	NYISO	CENTRL		1	TRANSPower	NZ_TOTAL		2	
31		Y	c	20	10	0.8944	NYISO	DUNWOD		1	TRANSPower	NI_TOTAL		2	
32		Y	c	20	10	0.8944	NYISO	GENESE		1	TRANSPower	SI_TOTAL		2	
33		Y	a	40	20	0.8944	NYISO	HUD_VL		1	TRANSPower	GZ1		2	
34		Y	c	40	20	0.8944	NYISO	LONGIL		1	TRANSPower	GZ2		2	
35		Y	a	40	20	0.8944	NYISO	MHK_VL		1	TRANSPower	GZ3		2	
37		Y	a	40	20	0.8944	NYISO	MILLWD		1	TRANSPower	GZ4		2	
38		Y	b	20	10	0.8944	NYISO	N.Y.C.		1	TRANSPower	GZ4		2	
39		Y	b	20	10	0.8944	NYISO	NORTH		1	TRANSPower	GZ5		2	
41		Y	c	20	10	0.8944	NYISO	WEST		1	TRANSPower	GZ6		2	
42		Y	a	20	10	0.8944	MISO	LRZ1		1	TRANSPower	GZ7		2	
43		Y	b	40	20	0.8944	MISO	LRZ2_7		1	TRANSPower	GZ8		2	
45		Y	a	20	10	0.8944	MISO	LRZ3_5		1	TRANSPower	GZ9		2	
46		Y	a	20	10	0.8944	MISO	LRZ4		1	TRANSPower	GZ10		2	
47		Y	abc	105	75	0.8137	MISO	LRZ6		1	TRANSPower	GZ11		2	
48		Y	abc	210	150	0.8137	MISO	LRZ9_10		1	TRANSPower	GZ12		2	
49		Y	abc	140	95	0.8275	ERCOT	Coast		1	TRANSPower	GZ13		2	
50		Y	c	40	20	0.8944	ERCOT	East		1	TRANSPower	GZ14		2	
51		Y	a	20	10	0.8944	ERCOT	Far_West		1	TRANSPower	NZ_TOTAL		3	
52		Y	a	40	20	0.8944	ERCOT	North_Central		1	TRANSPower	NI_TOTAL		3	
53		Y	a	40	20	0.8944	ERCOT	North		1	TRANSPower	SI_TOTAL		3	
55		Y	a	20	20	0.7071	ERCOT	South_Central		1	TRANSPower	GZ1		3	
56		Y	b	20	10	0.8944	ERCOT	Southern		1	TRANSPower	GZ2		3	
58		Y	b	20	10	0.8944	ERCOT	West		1	TRANSPower	GZ3		3	
59		Y	b	20	10	0.8944	SPP	CSWS		1	TRANSPower	GZ4		3	
60		Y	a	20	10	0.8944	SPP	EDE		1	TRANSPower	GZ4		3	
62		Y	c	40	20	0.8944	SPP	GRDA		1	TRANSPower	GZ5		3	
63		Y	a	40	20	0.8944	SPP	INDN		1	TRANSPower	GZ6		3	
64		Y	b	75	35	0.9062	SPP	KACY		1	TRANSPower	GZ7		3	
65		Y	abc	140	100	0.8137	SPP	KCPL		1	TRANSPower	GZ8		3	
66		Y	c	75	35	0.9062	SPP	LES		1	TRANSPower	GZ9		3	
68		Y	a	20	10	0.8944	SPP	MPS		1	TRANSPower	GZ10		3	
69		Y	a	40	20	0.8944	SPP	NPPD		1	TRANSPower	GZ11		3	
70		Y	a	20	10	0.8944	SPP	OKGE		1	TRANSPower	GZ12		3	
71		Y	a	40	20	0.8944	SPP	OPPD		1	TRANSPower	GZ13		3	
73		Y	c	40	20	0.8944	SPP	SECI		1	TRANSPower	GZ14		3	
74		Y	c	40	20	0.8944	SPP	SPRM		1	TRANSPower	NZ_TOTAL		4	
75		Y	c	40	20	0.8944	SPP	SPS		1	TRANSPower	NI_TOTAL		4	
76		Y	abc	245	180	0.8059	SPP	WAUE		1	TRANSPower	SI_TOTAL		4	
77		Y	b	40	20	0.8944	SPP	WFEC		1	TRANSPower	GZ1		4	
79		Y	a	40	20	0.8944	SPP	WR		1	TRANSPower	GZ2		4	
80		Y	b	40	20	0.8944	NYISO	CAPITL		1	TRANSPower	GZ3		4	
82		Y	a	40	20	0.8944	NYISO	CENTRL		1	TRANSPower	GZ4		4	
83		Y	c	20	10	0.8944	NYISO	DUNWOD		1	TRANSPower	GZ4		4	
84		Y	c	20	10	0.8944	NYISO	GENESE		1	TRANSPower	GZ5		4	
85		Y	c	40	20	0.8944	NYISO	HUD_VL		1	TRANSPower	GZ6		4	
86		Y	b	20	10	0.8944	NYISO	LONGIL		1	TRANSPower	GZ7		4	
87		Y	b	40	20	0.8944	NYISO	MHK_VL		1	TRANSPower	GZ8		4	
88		Y	a	40	20	0.8944	NYISO	MILLWD		1	TRANSPower	GZ9		4	
90		Y	b	40	20	0.8944	NYISO	N.Y.C.		1	TRANSPower	GZ10		4	
92		Y	c	40	20	0.8944	NYISO	NORTH		1	TRANSPower	GZ11		4	
94		Y	a	40	20	0.8944	NYISO	WEST		1	TRANSPower	GZ12		4	
95		Y	b	20	10	0.8944	MISO	LRZ1		1	TRANSPower	GZ13		4	
96		Y	b	20	10	0.8944	MISO	LRZ2_7		1	TRANSPower	GZ14		4	
98		Y	a	40	20	0.8944	MISO	LRZ3_5		1	TRANSPower	NZ_TOTAL		4	
99		Y	b	40	20	0.8944	MISO	LRZ4		1	TRANSPower	NI_TOTAL		4	
100		Y	c	40	20	0.8944	MISO	LRZ6		1	TRANSPower	SI_TOTAL		4	
102		Y	c	20	10	0.8944	MISO	LRZ9_10		1	TRANSPower	GZ1		5	
103		Y	c	40	20	0.8944	ERCOT	Coast		1	TRANSPower	GZ2		5	
104		Y	c	40	20	0.8944	ERCOT	East		1	TRANSPower	GZ3		5	
106		Y	b	40	20	0.8944	ERCOT	Far_West		1	TRANSPower	GZ4		5	
107		Y	b	40	20	0.8944	ERCOT	North_Central		1	TRANSPower	GZ4		5	
109		Y	a	40	20	0.8944	ERCOT	North		1	TRANSPower	GZ5		5	
111		Y	a	20	10	0.8944	ERCOT	South_Central		1	TRANSPower	GZ6		5	
112		Y	a	20	10	0.8944	ERCOT	Southern		1	TRANSPower	GZ7		5	
113		Y	a	40	20	0.8944	ERCOT	West		1	TRANSPower	GZ8		5	
114		Y	a	20	10	0.8944	SPP	CSWS		1	TRANSPower	GZ9		5	