



UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

DIRECCIÓN DE POSGRADO

MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD

MODALIDAD: ARTÍCULO CIENTÍFICO

Título:

Evaluación de la Estabilidad Dinámica de un Sistema Eléctrico Industrial Aislado Basada en la Sensibilidad de la Carga y el Análisis de la RoCoF.

Trabajo de titulación previo a la obtención del título de Magister en Electricidad
mención Sistemas Eléctricos de Potencia

Autor:

Ing. Chico Jarrín Eddy Franklin

Tutor:

Ing. Quinatoa Caiza Carlos Iván MSc.

LATACUNGA – ECUADOR

2026

APROBACIÓN DEL TUTOR

En mi calidad de Tutor del Trabajo de Titulación “**Evaluación de la Estabilidad Dinámica de un Sistema Eléctrico Industrial Aislado Basada en la Sensibilidad de la Carga y el Análisis de la RoCoF**” presentado por el Ing. Chico Jarrín Eddy Franklin para optar por el título magíster en Electricidad mención Sistemas Eléctricos de Potencia.

CERTIFICO

Que dicho trabajo de investigación ha sido revisado en todas sus partes y se considera que reúne los requisitos y méritos suficientes para ser sometido a la presentación para la valoración por parte del Tribunal de Lectores que se designe y su exposición y defensa pública.

Latacunga, junio de 2026



.....
MSc. Carlos Iván Quinatoa Caiza

CC. 0503287864

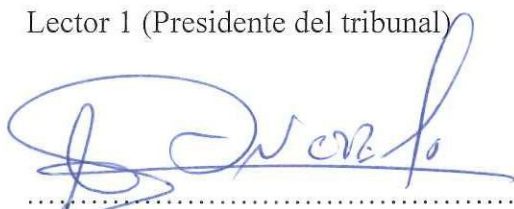
APROBACIÓN DEL TRIBUNAL

El trabajo de Titulación: “Evaluación de la Estabilidad Dinámica de un Sistema Eléctrico Industrial Aislado Basada en la Sensibilidad de la Carga y el Análisis de la RoCoF”, ha sido revisado, aprobado y autorizado su impresión y empastado, previo a la obtención del título de magíster en Electricidad mención sistemas eléctricos de potencia; el presente trabajo reúne los requisitos de fondo y forma para que el estudiante pueda presentarse a la exposición y defensa.



Latacunga, junio 2026

.....
Ing. Walter Paul Rueda Flores, Mg.
CC: 0503689895
Lector 1 (Presidente del tribunal)



.....
Ing. Cruz Loya Edwin Vinicio
CC: 1710814920
Lector 2



.....
Ing. Sixto Fidel Aimacaña Quishpe
CC: 0503425209
Lector 3

DEDICATORIA

A mis padres, María Esther y Jorge, por su amor, esfuerzo, sacrificio y ejemplo de perseverancia, valores que han guiado cada etapa de mi vida y de mi formación profesional. A mi esposa, por su apoyo incondicional, comprensión y confianza durante este proceso, siendo un pilar fundamental para alcanzar esta meta. Y especialmente a mis hijos, Martín, Gabriel, Agustín y Ariel, quienes son mi mayor inspiración y el motor que impulsa cada uno de mis esfuerzos. A ustedes dedico este logro con todo mi amor, esperando que siempre encuentren en la educación, la constancia y el trabajo honesto el camino para alcanzar sus sueños.

Eddy Franklin Chico Jarrín

AGRADECIMIENTO

Agradezco a la vida por brindarme la oportunidad de aprender, crecer y alcanzar esta importante meta académica y profesional. A mis padres, por su amor incondicional, esfuerzo, sacrificio y ejemplo de perseverancia, valores que han guiado mi camino y han sido fundamentales para alcanzar cada uno de mis objetivos.

A la Universidad Técnica de Cotopaxi y al Programa de Maestría en Sistemas Eléctricos de Potencia, por los conocimientos impartidos, el apoyo académico brindado y la oportunidad de fortalecer mis competencias profesionales. De manera especial, expreso mi agradecimiento a las autoridades, docentes y tutores que, con su orientación, experiencia y valiosos aportes, contribuyeron significativamente al desarrollo de esta investigación.

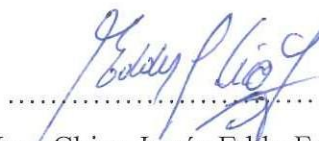
Finalmente, mi más profundo agradecimiento a mi familia esposa e hijos, por su amor, comprensión, confianza, apoyo permanente y motivación constante. Su compañía y respaldo han sido fundamentales para superar los desafíos de este proceso y alcanzar este importante logro.

Eddy Franklin Chico Jarrín

RESPONSABILIDAD DE AUTORÍA

Quien suscribe, declara que asume la autoría de los contenidos y los resultados obtenidos en el presente trabajo de titulación.

Latacunga, junio 2026



.....


Ing. Chico Jarrín Eddy Franklin

CC: 1717254641

RENUNCIA DE DERECHOS

Quien suscribe, cede los derechos de autoría intelectual total y/o parcial del presente trabajo de titulación a la Universidad Técnica de Cotopaxi.

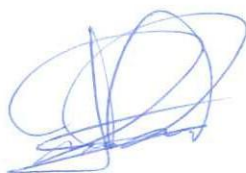
Latacunga, junio 2026


.....
Ing. Chico Jarrín Eddy Franklin
CC: 1717254641

AVAL DEL PRESIDENTE

Quien suscribe, declara que el presente Trabajo de Titulación: Evaluación de la Estabilidad Dinámica de un Sistema Eléctrico Industrial Aislado Basada en la Sensibilidad de la Carga y el Análisis de la RoCoF, contiene las correcciones a las observaciones realizadas por los lectores en sesión científica del tribunal.

Latacunga, junio 2026



.....
Ing. Walter Paul Rueda Flores, Mg.

CC: 0503689895

**UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI
DIRECCIÓN DE POSGRADO**

**MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD
MENCIÓN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

Título: Evaluación de la Estabilidad Dinámica de un Sistema Eléctrico Industrial Aislado Basada en la Sensibilidad de la Carga y el Análisis de la RoCoF

Autor: Chico Jarrín Eddy Franklin, Ing.

Tutor: Porrás Reyes Jefferson Alberto, M.Sc.

RESUMEN

Los sistemas eléctricos industriales aislados son altamente sensibles a las perturbaciones de carga debido a su limitada inercia y a la ausencia de soporte de una red eléctrica de gran escala. Este trabajo analiza la estabilidad dinámica de un sistema aislado con una capacidad de generación disponible aproximada de 24 MW, evaluando la integración de una nueva planta de producción planificada en dos fases de 2 MW cada una. El sistema opera con generación local a 13,8 kV y distribución a 34,5 kV, por lo que la expansión de la demanda requiere una evaluación detallada para garantizar condiciones seguras de operación. Asimismo, se verifica el cumplimiento de los requisitos de reserva rotante para cada fase de expansión de acuerdo con criterios aplicables a sistemas eléctricos industriales y al criterio de seguridad N-1. El análisis se desarrolló mediante simulaciones dinámicas en el dominio del tiempo utilizando modelos de excitación IEEE AC8C y un regulador de velocidad UG-8. Los resultados muestran que, ante contingencias severas, el nadir de frecuencia puede alcanzar desviaciones cercanas a 1,5 Hz y valores de RoCoF superiores a 4 Hz/s. Los resultados indican que la Fase 1 (2 MW) puede incorporarse manteniendo márgenes aceptables de reserva rotante, mientras que la integración de la Fase 2 no es factible bajo las condiciones actuales de operación sin comprometer los criterios de seguridad establecidos. Adicionalmente, se demuestra la efectividad de un esquema de alivio de carga basado en RoCoF de aproximadamente 4,4 MW para mitigar la pérdida de unidades generadoras críticas. Finalmente, se concluye que la compensación reactiva disponible resulta fundamental para mantener condiciones adecuadas de tensión durante la energización de la nueva planta.

PALABRAS CLAVE: Estabilidad de sistemas eléctricos; sensibilidad a variaciones de carga; sistemas eléctricos aislados; baja inercia; generación térmica.

**UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI
DIRECCIÓN DE POSGRADO**

**MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD
MENCION SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

Title: Dynamic Stability Assessment of an Industrial Isolated Power System
Based on Load Sensitivity and RoCoF Analysis

Author: Chico Jarrín Eddy Franklin, Ing.

Tutor: Porras Reyes Jefferson Alberto, M.Sc.

ABSTRACT

Industrial isolated power systems are highly sensitive to load disturbances due to their limited inertia and the absence of support from a large interconnected grid. This study analyzes the dynamic stability of an isolated power system with an available generation capacity of approximately 24 MW, evaluating the integration of a new production plant planned in two expansion phases of 2 MW each.

The system operates with local generation at 13.8 kV and distribution at 34.5 kV; therefore, demand expansion requires a detailed assessment to ensure safe operating conditions. In addition, compliance with spinning reserve requirements for each expansion phase is verified according to applicable industrial power system criteria and the N-1 security criterion.

The analysis was developed through time-domain dynamic simulations using IEEE AC8C excitation system models and a UG-8 speed governor. The results show that, under severe contingencies, the frequency nadir may reach deviations close to 1.5 Hz, while RoCoF values can exceed 4 Hz/s.

The results indicate that Phase 1 (2 MW) can be integrated while maintaining acceptable spinning reserve margins, whereas the integration of Phase 2 is not feasible under the current operating conditions without compromising the established security criteria. Furthermore, the effectiveness of a RoCoF-based load shedding scheme of approximately 4.4 MW is demonstrated as a mitigation measure for critical generator outages. Finally, the study concludes that the available reactive compensation resources play a fundamental role in maintaining acceptable voltage conditions during the energization of the new production plant.

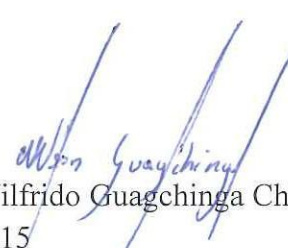
KEY WORDS: Power system stability; sensitivity to load changes; isolated power systems; low inertia; thermal generation.

AVAL DE TRADUCCIÓN

Yo, Nelson Wilfrido Guagchinga Chicaiza con cédula de identidad número: 0503246415 magister en la Enseñanza del idioma inglés como lengua extranjera, con número de registro de la SENESCYT: 1010-2019-2041252; CERTIFICO haber revisado y aprobado la traducción al idioma inglés del resumen del trabajo de investigación con el título: “EVALUACIÓN DE LA ESTABILIDAD DINÁMICA DE UN SISTEMA ELÉCTRICO INDUSTRIAL AISLADO BASADA EN LA SENSIBILIDAD DE LA CARGA Y EL ANÁLISIS DE LA ROCOF” de: Chico Jarrín Eddy Franklin, aspirante a Magíster en Electricidad Mención Sistemas Eléctricos de Potencia.

Latacunga, junio del 2026.

Atentamente,


Mg. Nelson Wilfrido Guagchinga Chicaiza
CC: 0503246415
DOCENTE CENTRO DE IDIOMAS-UTC

ÍNDICE DE CONTENIDOS

1. INFORMACIÓN GENERAL	1
2. INTRODUCCIÓN	1
3. MATERIALES Y MÉTODOS	4
3.1 Descripción del Sistema y Metodología.....	4
3.1.1 Modelado Dinámico	9
3.1.2 Modelado de Generadores Síncronos	10
3.1.3 Análisis de la Tasa de Cambio de Frecuencia (RoCoF).....	10
3.1.4 Regulador Automático de Voltaje	12
3.1.5 Gobernador de Velocidad y Control Primario de Frecuencia	13
3.1.6 Esquemas de Alivio de Carga	15
3.1.7 Variables y Criterios de Evaluación	17
3.2 Casos de Estudio	18
3.2.1 Caso 1: Fase 1 + Fase 2 (4 MW)—Respuesta de Frecuencia ante la Salida Repentina de una Unidad Generadora de 8 MW frente a una Unidad de 5 MW, con Evaluación bajo Normas IEEE y Criterios N-1	19
3.2.2 Caso 2: Respuesta de Frecuencia ante la Salida Repentina de Unidades Generadoras de 5 MW y 8 MW Considerando Únicamente la Fase 1.....	22
3.2.3 Caso 3: Esquema de Alivio de Carga Basado en RoCoF ante la Contingencia Crítica Considerando la Fase 1	24
3.2.4 Caso 4: Evaluación de la Energización de la Línea en Vacío para la Integración de una Nueva Planta de Producción	26
4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN	31
4.1 Factibilidad de Integración de Carga bajo Criterios de Reserva Rotante y N-1.	32
4.2 Influencia de la Inercia y del Control Primario ante la Pérdida de Generación.	32
4.3 Comportamiento de Tensión durante la Energización de la Nueva Planta	33
4.4 Efectividad del Esquema de Alivio de Carga Basado en RoCoF	34

4.5 Implicaciones para la Planificación y la Operación Segura.....	34
5. CONCLUSIONES	35
6. REFERENCIAS	37

ÍNDICIE DE FIGURAS

Figura 1. Diagrama unifilar general (actual)	7
Figura 2. Representación del sistema de excitación y del regulador automático de voltaje (AVR) tipo AC8C, adaptado de IEEE Std 421.5-2016 [10]. La etiqueta (a) hace referencia al submodelo del excitador rotativo de corriente alterna (AC) mostrado en la Figura 8	13
Figura 3. Gobernador de velocidad UG-8.....	14
Figura 4. Diagrama unifilar general (Nueva Planta).	18
Figura 5. Respuesta de frecuencia en las barras de generación bajo condiciones de contingencia, considerando la salida de unidades generadoras de 5 MW y 8 MW, para la condición de carga total correspondiente a la Fase 1 y la Fase 2 (4 MW).22	
Figura 6. Respuesta de frecuencia en las barras de generación bajo condiciones de contingencia, considerando la salida de unidades generadoras de 5 MW y 8 MW, para la condición de operación que incorpora únicamente el incremento de carga admisible correspondiente	23
Figura 7. Respuesta de frecuencia en las barras de generación bajo condiciones de contingencia, considerando la salida de unidades generadoras de 5 MW y 8 MW, la integración de la carga admisible correspondiente a la Fase 1 y la aplicación del esquema de alivio.	25
Figura 8. Frecuencia en las barras del sistema – Caso A.	27
Figura 9. Potencia reactiva en los generadores – Caso A.	28
Figura 10. Potencia reactiva en la línea de 250 kcmil hacia la nueva planta (curva azul) – Caso A.	28
Figura 11. Frecuencia en las barras del sistema – Caso B	30
Figura 12. Potencia reactiva en los generadores – Caso B.....	30

Figura 13. Potencia reactiva en la línea de 250 kcmil hacia la nueva planta (curva azul) – Caso B	30
---	----

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Datos nominales de los generadores.....	5
Tabla 2. Parámetros eléctricos de las unidades generadoras Wärtsilä instaladas....	6
Tabla 3. Esquema de alivio de carga definido por el operador de la planta.....	16
Tabla 4. Despacho de generación y condiciones de operación bajo la integración de la Fase 1 y la Fase 2 de la nueva planta.....	20
Tabla 5. Despacho de generación y condiciones de operación bajo la integración de la Fase 1 de la nueva planta.....	24
Tabla 6. Resumen de los casos de estudio y resultados.....	31

1. INFORMACIÓN GENERAL

Título del Proyecto:	Evaluación de la Estabilidad Dinámica de un Sistema Eléctrico Industrial Aislado Basada en la Sensibilidad de la Carga y el Análisis de la RoCoF.
Línea de investigación:	Energías alternativas y renovables, eficiencia energética y protección ambiental.
Proyecto de investigación asociado:	Análisis de estabilidad dinámica y evaluación de la integración de nuevas cargas en sistemas eléctricos industriales aislados de baja inercia.
Grupo de Investigación:	Sistemas Eléctricos de Potencia
Red nacional o internacional:	Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE)

2. INTRODUCCIÓN

Los sistemas eléctricos industriales que operan en condiciones aisladas son esenciales para sectores como las industrias de procesos, la minería y la producción de hidrocarburos[1][3]. En estos sistemas, la calidad de la energía y, sobre todo, la continuidad del suministro, constituyen factores fundamentales para garantizar la seguridad operativa, proteger los equipos y mantener la estabilidad de los procesos, ya que las interrupciones pueden ocasionar pérdidas industriales significativas. A diferencia de los sistemas interconectados, al no existir soporte de una red eléctrica de gran escala, la continuidad del servicio depende completamente de la generación local y de los esquemas de control y protección disponibles [4].

En el sistema analizado, la capacidad de generación actualmente instalada proporciona aproximadamente 24 MW, lo que define los límites operativos para la integración de demanda industrial adicional. Este trabajo se centra en el análisis de estabilidad de un sistema eléctrico industrial aislado mediante un estudio de sensibilidad a las variaciones de carga, e incluye además la evaluación de la

viabilidad técnica para integrar una nueva planta de producción. Esta expansión está planificada en dos fases constructivas de 2 MW cada una, lo que requiere una evaluación escalonada de la capacidad del sistema. Para ello, se realizan simulaciones dinámicas en el dominio del tiempo, considerando modelos detallados de los generadores síncronos y sus sistemas de control, de acuerdo con las normas IEEE [2][3][5].

La evaluación considera los requisitos de reserva rotante y los criterios de seguridad establecidos en normas industriales, incluyendo la serie IEEE 3007 [6] y la norma IEEE C37.106 [1].

En consecuencia, se definieron cuatro casos de estudio basados en condiciones realistas de operación y contingencia. El análisis comienza con la evaluación del sistema bajo el incremento de carga correspondiente a la Fase 1 (2 MW), seguido de escenarios de contingencia que consideran la salida repentina de unidades generadoras, incluyendo tanto una unidad de 5 MW como la unidad de mayor capacidad, de 8 MW (criterio N-1). Con base en estos resultados, se evalúa la factibilidad de integrar la carga adicional correspondiente a la Fase 2 desde la perspectiva de la reserva rotante y la estabilidad dinámica. Finalmente, se analiza la efectividad de un esquema de alivio de carga basado en la tasa de cambio de frecuencia (RoCoF) bajo las condiciones más críticas, junto con la evaluación del comportamiento del sistema durante la energización de la nueva planta a través de un alimentador de 8 km, considerando el uso de la compensación reactiva disponible.

Adicionalmente, el estudio evalúa la correcta integración de una nueva instalación de producción con una carga total estimada de 4 MW, planificada en dos fases; analiza la salida repentina de la unidad generadora de mayor capacidad; y propone la implementación de un esquema de alivio de carga (Load Shedding Scheme, LSS) que no comprometa el proceso productivo, evitando así la pérdida total de energía. El análisis determina que únicamente la Fase 1 puede integrarse de manera segura bajo las condiciones actuales de operación, mientras que la Fase 2 excede los límites de reserva rotante disponibles. El esquema de alivio de carga fue diseñado siguiendo las recomendaciones de IEEE [1][7] para la protección por baja

frecuencia y la estabilidad del sistema, tomando como referencia las directrices establecidas, así como los criterios de clasificación de estabilidad y respuesta dinámica definidos por esta organización.

En los últimos años, la operación de sistemas eléctricos industriales aislados se ha vuelto cada vez más desafiante, especialmente en aquellos casos donde la inercia del sistema es reducida y se incorporan continuamente nuevas cargas. A diferencia de las grandes redes interconectadas, estos sistemas no cuentan con soporte externo, lo que los hace inherentemente más sensibles a las perturbaciones. Como resultado, los análisis convencionales en estado estable suelen ser insuficientes, ya que no representan adecuadamente fenómenos dinámicos rápidos como las desviaciones de frecuencia o la tasa de cambio de frecuencia (RoCoF). Esta limitación se vuelve más crítica bajo condiciones de contingencia, como la pérdida de unidades generadoras, donde se producen desequilibrios de potencia de rápida evolución.

Estudios recientes han demostrado que los sistemas eléctricos de baja inercia presentan respuestas de frecuencia más rápidas y severas ante perturbaciones, haciendo insuficiente el análisis convencional en estado estable. En este contexto, la RoCoF ha adquirido relevancia como un indicador temprano de inestabilidad de frecuencia; sin embargo, su interpretación debe complementarse con otras variables dinámicas, como el nadir de frecuencia y el comportamiento de recuperación del sistema [8].

Bajo esta perspectiva, este trabajo propone un enfoque práctico para evaluar la estabilidad dinámica mediante la combinación del análisis de sensibilidad de carga y la evaluación de la RoCoF. El objetivo no es únicamente analizar el comportamiento del sistema después de una perturbación, sino también identificar señales tempranas de inestabilidad que puedan comprometer su operación. Este enfoque permite definir criterios más realistas para la integración de nuevas cargas industriales, manteniendo una operación segura y estable.

Desde esta perspectiva, las principales contribuciones del estudio son las siguientes:

- (i) Utilizar la RoCoF como un indicador clave para caracterizar la respuesta dinámica de sistemas industriales aislados.
- (ii) Desarrollar una metodología basada en sensibilidad de carga para evaluar el comportamiento del sistema bajo diferentes condiciones operativas.
- (iii) Definir medidas prácticas de mitigación, particularmente estrategias de alivio de carga de emergencia, para mejorar la resiliencia del sistema.
- (iv) Evaluar la factibilidad de integración de nuevas cargas con base en criterios de reserva rotante y análisis de contingencias en sistemas eléctricos industriales aislado.

3. MATERIALES Y MÉTODOS

3.1 Descripción del Sistema y Metodología

El sistema eléctrico analizado corresponde a un sistema eléctrico industrial aislado de mediana a gran escala, diseñado para operar de manera autónoma y abastecer cargas críticas asociadas a los procesos de producción. Bajo las condiciones actuales de operación, el sistema dispone de una capacidad de generación disponible de aproximadamente 24 MW, lo que define la máxima capacidad operativa y los márgenes de reserva rotante disponibles para los estudios de integración de carga.

La generación eléctrica se basa principalmente en cinco unidades síncronas de 5,533 MW y una unidad de 8,730 MW accionadas por motores térmicos, conectadas a un nivel de media tensión de 13,8 kV y coordinadas mediante transformadores elevadores hacia una red de distribución de 34,5 kV que interconecta las diferentes áreas operativas de la instalación de producción.

El sistema de generación, resumido en la Tabla 1, está conformado por generadores síncronos accionados por motores diésel Wärtsilä que operan a 13,8 kV. Actualmente se encuentran en servicio cinco unidades con una potencia nominal de 5,33 MW cada una y una unidad con una potencia nominal de 8,73 MW.

Desde el punto de vista del despacho operativo, la generación se distribuye entre las unidades disponibles para abastecer una demanda del sistema cercana a 26 MW, dejando una reserva rotante limitada que debe ser evaluada bajo condiciones de contingencia. Este margen de reserva constituye una restricción crítica al momento de analizar la integración de nuevas cargas al sistema.

Tabla 1. Datos nominales de los generadores

TAG Unidad	Descripción	Combustible	Vn [kV]	Sn [MVA]	fp [p.u.]	Pn [MW]	Pe [MW]	In [A]
GE-001A	Genset A	Crudo/Diésel	13.8	6.666	0.8	5.333	4.90	279
GE-001B	Genset B	Crudo/Diésel	13.8	6.666	0.8	5.333	4.90	279
GE-001C	Genset C	Crudo/Diésel	13.8	6.666	0.8	5.333	4.90	279
GE-001D	Genset D	Crudo/Diésel	13.8	6.666	0.8	5.333	4.90	279
GE-001E	Genset E	Crudo/Diésel	13.8	6.666	0.8	5.333	4.90	279
GE-001F	Genset F	Crudo/Diésel	13.8	10.913	0.8	8.73	8.32	457

El comportamiento dinámico de estas unidades se caracteriza por valores de inercia relativamente bajos, típicos de sistemas de generación accionados por motores térmicos. Con base en la información proporcionada por el fabricante, la constante de inercia total (H) del conjunto generador–motor varía aproximadamente entre 0,93 s para las unidades de 5,33 MW y 1,24 s para la unidad de 8,73 MW. Esta condición de baja inercia da lugar a una respuesta de frecuencia rápida ante perturbaciones del sistema.

Desde el punto de vista operativo, el sistema combina modos de control isócrono y de estatismo (droop). Las unidades principales operan en modo isócrono, proporcionando el control primario de frecuencia, mientras que la unidad de mayor capacidad opera bajo control con estatismo, permitiendo una participación proporcional en el reparto de potencia. Esta configuración garantiza una distribución estable de carga entre los generadores de acuerdo con sus características de control.

Los principales parámetros eléctricos y mecánicos de las unidades generadoras instaladas se presentan en la Tabla 2.

Tabla 2. Parámetros eléctricos de las unidades generadoras Wärtsilä instaladas.

Parámetro	Descripción	GE-001A/B/C/D/E	GE-001F	Unidad
Regulador de tensión	Tipo AVR	DECS 125-15	UNITROL 1000-15 -	
Regulador de velocidad	Tipo de regulador	Woodward 723	Woodward 723 Plus -	
Modelo de motor	Prime mover	16V32LN	20V32	-
Modelo del generador	Tipo de generador	AMG 0900LS10 DSE	ADIG 167k/10-S nom.	-
Potencia aparente nominal	Snom	6.66	10.91	MVA
Potencia activa nominal	Pnom	5.3	8.7	MW
Potencia efectiva	Peff	4.9	8.32	MW
Voltaje nominal	Vnom	13.8	13.8	kV
Frecuencia nominal	fnom	60	60	Hz
Corriente nominal	Inom	278.88	456.57	A
Factor de potencia	PF	0.8	0.8	-
Eficiencia	η	97.27	97.69	%
Número de polos	Poles	10	10	-
Velocidad síncrona	RPM	720	720	rpm
Conexión	Tipo de conexión	Yn PaT	Yn PaT	-
Inercia del generador	Jg	1350	3830	kg·m ²
Constante de inercia del generador	H_g	0.575	0.997	MWs/MVA
Inercia del motor	Jm	785	895	kg·m ²
Constante de inercia del motor	Hm	0.334	0.233	MWs/MVA
Inercia de acoplamiento	Ja	50	50	kg·m ²
Constante de inercia de acoplamiento	Ha	0.021	0.013	MWs/MVA
Inercia total	Jt	2185	4775	kg·m ²
Constante de inercia total	Ht	0.931	1.243	MWs/MVA
Reactancia subtransiente (d-axis)	Xd''	16.6	17.3	%
Reactancia subtransiente (q-axis)	Xq''	16.4	19.1	%
Reactancia transitoria (d-axis)	Xd'	28.5	24.1	%
Reactancia síncrona (d-axis)	Xd	110	110	%
Reactancia síncrona (q-axis)	Xq	88	60	%
Reactancia de secuencia negativa	X2	16.5	18.2	%
Reactancia de secuencia cero	X0	10.4	5.2	%
Constante temporal transitoria (d-axis)	Td0'	4.8	3.2	s
Constante de tiempo subtransitorio (d-axis)	Td0''	0.022	0.027	s
Constante de tiempo subtransitorio (q-axis)	Tq0''	0.096	0.127	s

Nota: Todas las abreviaturas utilizadas se definen en la columna Descripción. Los símbolos de reactancia y las constantes de tiempo corresponden a la notación convencional empleada para máquinas síncronas. Los valores presentados fueron extraídos de la documentación técnica oficial suministrada por Wärtsilä [9].

Con base en los datos operativos y la capacidad de generación instalada, la reserva rotante disponible está limitada por la configuración de despacho y el nivel de carga de las unidades generadoras. En particular, la pérdida de una sola unidad de generación (criterio N-1), especialmente de la unidad de mayor capacidad de 8,73 MW, representa una perturbación severa que reduce significativamente la generación disponible y pone a prueba la estabilidad del sistema.

Desde el punto de vista estructural, el sistema presenta una topología radial con puntos de maniobra que proporcionan cierto grado de flexibilidad operativa. La demanda eléctrica está compuesta principalmente por cargas inductivas de alta potencia y cargas industriales de potencia media, caracterizadas por variaciones abruptas de consumo asociadas al arranque y parada de equipos, así como a cambios en las condiciones de operación de los procesos productivos.

Esta característica incrementa la sensibilidad del sistema frente a perturbaciones y refuerza la necesidad de evaluar su comportamiento dinámico ante fallas eléctricas o variaciones de carga. La Figura 1 muestra el diagrama unifilar general del sistema eléctrico de la planta industrial.

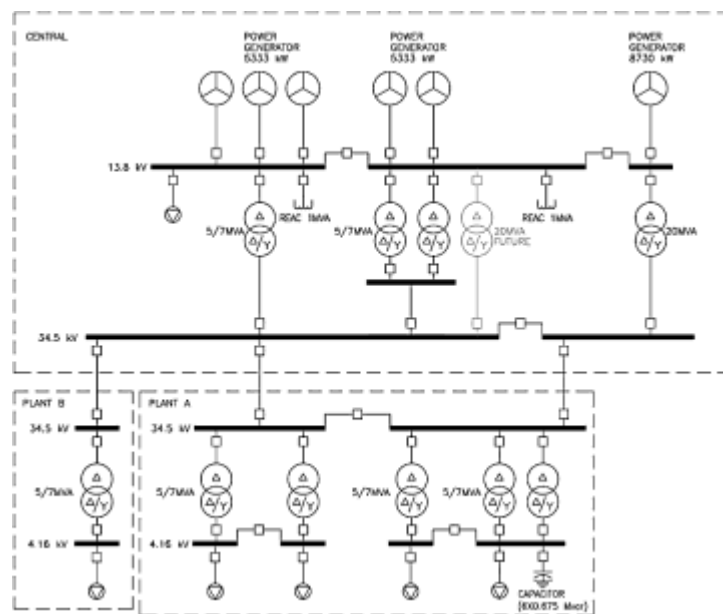


Figura 1. Diagrama unifilar general (actual).

La demanda del sistema es cercana a 24 MW, con la generación distribuida entre múltiples unidades que operan bajo una combinación de estrategias de control isócrono y control con estatismo (droop). Esta configuración permite el reparto de potencia activa entre las unidades en servicio y contribuye al control primario de frecuencia. Adicionalmente, la regulación de tensión se realiza mediante reguladores automáticos de excitación (AVR), mientras que el soporte de potencia reactiva se complementa mediante elementos de compensación instalados en puntos estratégicos de la red.

La metodología empleada en este trabajo se basa en simulaciones dinámicas en el dominio del tiempo utilizando un modelo de regulador automático de voltaje (AVR) definido en la norma IEEE 421.5 [10], la cual establece modelos estandarizados para estudios de estabilidad. En este caso, se utiliza el modelo AC8C, correspondiente al sistema de excitación instalado en la planta.

El análisis se desarrolla a partir de un escenario base que representa las condiciones normales de operación, a partir del cual se evalúan progresivamente los incrementos de carga asociados a la integración de una nueva planta de producción. Esta planta está planificada en dos fases de 2 MW cada una. Inicialmente, el estudio evalúa la factibilidad de incorporar la Fase 1 considerando las condiciones de reserva rotante disponibles y, posteriormente, analiza la incorporación de la Fase 2 bajo los mismos criterios.

Adicionalmente, se analizan escenarios de contingencia siguiendo el criterio de seguridad N-1, incluyendo la salida repentina de unidades generadoras de 5 MW y 8 MW, con el propósito de determinar si el sistema es capaz de mantener la estabilidad bajo condiciones de generación reducida. Con base en este análisis, se identifica el máximo incremento de carga admisible que cumple simultáneamente con los requisitos de estabilidad dinámica y reserva rotante.

Desde una perspectiva dinámica, el sistema presenta una inercia limitada y depende en gran medida de los mecanismos de regulación primaria para mantener el control de frecuencia frente a perturbaciones.

La configuración de la red eléctrica, junto con la ubicación de las cargas y la distribución de la generación, tiene un impacto directo tanto en los flujos de potencia como en la respuesta transitoria del sistema. En particular, la integración de una nueva carga ubicada aproximadamente a 8 km del centro de generación se realiza mediante un alimentador radial de 34,5 kV utilizando un cable subterráneo de 250 kcmil. Esta configuración impone requerimientos adicionales de potencia reactiva y puede intensificar las desviaciones de tensión y las oscilaciones transitorias durante perturbaciones severas. Esta condición también requiere la evaluación de los recursos de compensación reactiva disponibles durante la energización de la nueva planta, incluyendo el uso de bancos de capacitores o reactores, con el fin de mitigar desviaciones de tensión y prevenir condiciones de subexcitación.

Asimismo, la metodología adoptada analiza de manera directa la respuesta del sistema ante incrementos de carga, tanto graduales como escalonados. Para ello, no solo se evalúa la nueva condición de operación en estado estable alcanzada después de cada variación, sino también la respuesta dinámica del sistema durante los primeros segundos, donde generalmente se presentan los efectos más críticos. Este enfoque permite identificar los límites asociados a la estabilidad de frecuencia y tensión, así como determinar si los esquemas de control existentes son capaces de compensar adecuadamente el crecimiento de la demanda.

3.1.1 Modelado Dinámico

El análisis de estabilidad presentado en este trabajo se basa en un modelado dinámico detallado de los principales componentes del sistema eléctrico aislado, prestando especial atención a la representación del comportamiento electromecánico de los generadores síncronos y sus sistemas de control [2][4].

De acuerdo con la norma IEEE C37.106 [1], para el sistema industrial aislado analizado en este estudio se consideraron los siguientes márgenes operativos de frecuencia: la operación continua es aceptable en el rango de 59,5 a 60,5 Hz; la operación entre 58,5 y 59,5 Hz es aceptable durante un tiempo acumulado máximo

de 10 minutos; la operación entre 57,5 y 58,5 Hz está limitada a 4 segundos; y la operación por debajo de 57,5 Hz o por encima de 61,8 Hz se considera inadmisibles y requiere la actuación inmediata de los sistemas de protección.

3.1.2 Modelado de Generadores Síncronos

Las unidades de generación se representan mediante modelos de máquinas síncronas de polos salientes, considerando su comportamiento dinámico a partir de la ecuación de oscilación (swing equation) [2][4][11], la cual describe la relación entre el desequilibrio de potencia y la aceleración angular del rotor:

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_e - D \frac{d\delta}{dt}$$

donde:

H es la constante de inercia del conjunto motor–generador;

ω_s es la velocidad síncrona;

δ es el ángulo del rotor;

P_m es la potencia mecánica;

P_e es la potencia eléctrica suministrada; y

D representa el coeficiente de amortiguamiento.

En sistemas industriales que operan en modo aislado, la inercia total del sistema resulta de la contribución combinada del generador eléctrico, el motor térmico y el acoplamiento mecánico. La estimación adecuada de este parámetro es fundamental, ya que determina la magnitud de las variaciones iniciales de frecuencia cuando se producen desequilibrios repentinos de potencia.

3.1.3 Análisis de la Tasa de Cambio de Frecuencia (RoCoF)

Con base en la ecuación de oscilación, la dinámica inicial de la frecuencia del sistema puede describirse mediante la Tasa de Cambio de Frecuencia (Rate of Change of Frequency, RoCoF), la cual permite estimar la evolución de la frecuencia durante los primeros instantes posteriores a una perturbación [12][14]:

$$\frac{df}{dt} \approx \frac{f_0}{2H_{\text{sys}} P_{\text{base}}} (\Delta P)$$

donde:

f_0 es la frecuencia nominal del sistema;

H_{sys} es la inercia equivalente del sistema; y

ΔP representa el desequilibrio instantáneo entre generación y demanda.

Esta relación muestra que, en sistemas de baja inercia, tanto los incrementos de carga como las pérdidas repentinas de generación pueden producir caídas rápidas de frecuencia durante los primeros instantes posteriores a una perturbación [13][14]. En particular, la salida de unidades generadoras representa la condición más severa debido a la pérdida inmediata de capacidad de generación, originando elevados valores de RoCoF y reduciendo los márgenes de estabilidad del sistema.

Por esta razón, en este trabajo el análisis de RoCoF se utiliza como un indicador clave para evaluar la sensibilidad del sistema tanto ante escenarios de integración de carga como frente a contingencias por pérdida de generación. En particular, la salida de unidades generadoras de gran capacidad constituye una de las condiciones más críticas en sistemas aislados, ya que genera valores elevados de RoCoF que pueden comprometer la estabilidad del sistema. Esta situación adquiere especial relevancia bajo el criterio de contingencia N-1, donde el sistema debe permanecer estable a pesar de la pérdida de una unidad de generación significativa.

Además, las estrategias modernas de control de frecuencia en sistemas de baja inercia destacan la necesidad de complementar el análisis de RoCoF con indicadores dinámicos adicionales, tales como el nadir de frecuencia y el comportamiento de recuperación, los cuales proporcionan una evaluación más integral de la estabilidad del sistema [15].

La tasa de cambio de frecuencia (RoCoF) es ampliamente utilizada como un indicador rápido de desequilibrio del sistema; sin embargo, su estimación puede verse afectada por el ruido de medición, los requerimientos de filtrado y las condiciones transitorias, factores que pueden comprometer su precisión. Durante perturbaciones rápidas, la frecuencia puede no estar claramente definida, produciendo valores de RoCoF que carecen de significado físico. Adicionalmente, el uso de ventanas móviles de tiempo introduce un compromiso entre rapidez de respuesta y confiabilidad. Por lo tanto, la RoCoF por sí sola no es suficiente para

caracterizar completamente la estabilidad del sistema, siendo necesario un análisis dinámico integral en el dominio del tiempo para evaluar con precisión el comportamiento del sistema después de una perturbación [16].

3.1.4 Regulador Automático de Voltaje

El control de tensión de las unidades generadoras se modela mediante un sistema de excitación estático conforme a la norma IEEE 421.5 [10], incorporando un controlador proporcional–integral–derivativo (PID), la dinámica del excitador y limitadores de sobreexcitación. Este enfoque permite representar con precisión la respuesta transitoria de tensión y el reparto de potencia reactiva entre las unidades generadoras durante perturbaciones severas.

El modelo de sistema de excitación AC8C fue seleccionado con base en las recomendaciones de la norma IEEE 421.5 [10], ya que proporciona una representación detallada y ampliamente aceptada de la dinámica de los sistemas de excitación, incluyendo efectos de saturación y comportamiento transitorio. Este modelo es adecuado para analizar el desempeño del control de tensión en sistemas eléctricos industriales aislados bajo condiciones dinámicas.

El diagrama muestra cómo el sistema de excitación ajusta la tensión de campo EFD para mantener la estabilidad de tensión del generador frente a cambios en las condiciones de operación. El parámetro KE representa la influencia interna del excitador dentro del lazo de realimentación del sistema, mientras que TE define la velocidad de respuesta dinámica del excitador, permitiendo una regulación estable y segura sin alcanzar condiciones de sobreexcitación o subexcitación. Los parámetros del modelo AC8C fueron seleccionados con base en las recomendaciones típicas establecidas en IEEE 421.5 [10]. La inclusión de los efectos de saturación del excitador permite representar de manera más realista la capacidad del sistema para mantener la tensión, especialmente cuando la demanda aumenta significativamente.

Los parámetros del modelo AC8C fueron seleccionados con base en las recomendaciones de IEEE 421.5 [10] y validados utilizando información del fabricante. Los valores típicos considerados incluyen $KE = 1$ p.u., $TE = 1$ s y

representativos obtenidos a partir de datos de campo. El modelo utilizado se muestra en la Figura 3.

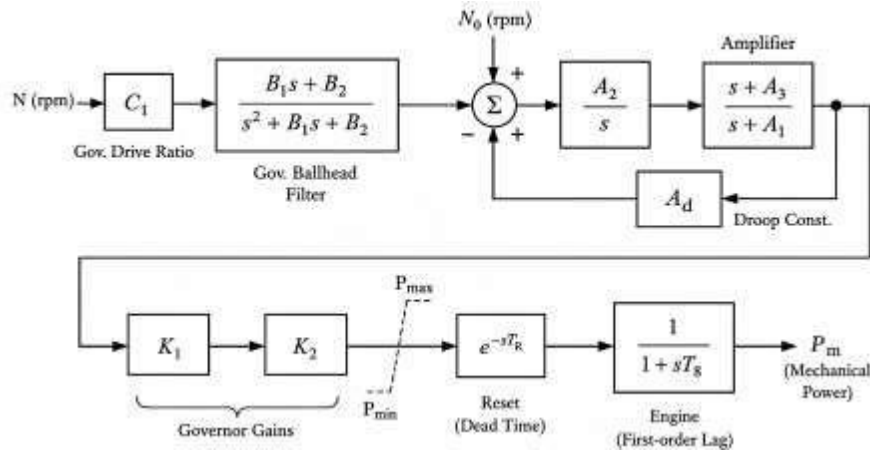


Figura 3. Gobernador de velocidad UG-8

Los parámetros del modelo del gobernador UG-8 fueron seleccionados con base en datos de campo disponibles y en la documentación técnica del fabricante. El modelo incorpora características de estatismo (droop) y parámetros de respuesta dinámica, permitiendo una representación realista del control primario de frecuencia en sistemas de generación accionados por motores diésel.

En la Figura 3, parámetros como K1 y K2 representan ganancias internas y factores de escalamiento dinámico dentro del modelo UG-8. El parámetro K1 está asociado con la ganancia del control primario de frecuencia, regulando la respuesta inmediata del sistema ante desviaciones de velocidad, mientras que K2 representa efectos dinámicos secundarios relacionados con la respuesta del sistema de combustible y el comportamiento del actuador. Estos parámetros influyen en la respuesta transitoria de potencia activa de las unidades generadoras y fueron seleccionados con base en información del fabricante y en la implementación estándar del modelo en ETAP, garantizando una representación realista de la dinámica del control primario de frecuencia.

A diferencia de modelos simplificados como TGOV1 o de modelos digitales más complejos y altamente parametrizados como GGOV1, la representación UG-8 proporciona un nivel equilibrado de detalle que permite describir con mayor precisión la dinámica de la respuesta primaria de frecuencia.

Desde el punto de vista funcional, la operación combinada de unidades en modo isócrono y en modo con estatismo genera una interacción dinámica relevante durante los transitorios. En los primeros instantes posteriores a una perturbación, las unidades operando en modo isócrono absorben la mayor parte del desequilibrio de potencia, mientras que las unidades controladas mediante estatismo participan progresivamente hasta estabilizar la frecuencia en un nuevo punto de equilibrio, comportamiento que puede observarse claramente en los resultados de simulación.

3.1.6 Esquemas de Alivio de Carga

Debido a la baja inercia del sistema y a su elevada sensibilidad frente a las variaciones de carga, el análisis incorpora la implementación de esquemas de alivio de carga (Load Shedding Schemes, LSS) [7][18] como una medida adicional para mantener la estabilidad de frecuencia. Estos esquemas se activan cuando la frecuencia, o su tasa de cambio, supera determinados umbrales, permitiendo una rápida reducción del desequilibrio de potencia.

Es importante aclarar que el esquema de alivio de carga (LSS) considerado en este estudio no está destinado a la operación normal del sistema durante la integración de nuevas cargas. Por el contrario, se implementa como un esquema de acción correctiva de emergencia (Emergency Action Scheme, EAC), activado principalmente durante contingencias severas, tales como eventos de pérdida repentina de generación. En particular, la pérdida de unidades generadoras de gran capacidad produce desequilibrios significativos de potencia y elevados valores de RoCoF, requiriendo acciones correctivas rápidas para evitar el colapso de frecuencia. Bajo estas condiciones, el esquema LSS desempeña un papel fundamental en el mantenimiento de la estabilidad del sistema, restaurando rápidamente el equilibrio entre generación y demanda.

En la operación industrial práctica, la integración de nuevas cargas normalmente se realiza mediante procesos graduales o escalonados. Por lo tanto, el esquema de alivio de carga analizado en este trabajo constituye un mecanismo de protección diseñado para mitigar contingencias severas, más que una estrategia operativa de uso rutinario.

En particular, los esquemas de alivio de carga basados en RoCoF son especialmente efectivos en sistemas de baja inercia [13], ya que permiten la detección temprana de perturbaciones severas incluso antes de que la frecuencia alcance valores críticos [13][19]. En este trabajo, el comportamiento del sistema se analiza tanto con la activación como sin la activación del esquema LSS, permitiendo cuantificar su impacto sobre el nadir de frecuencia y evaluar su contribución a la estabilidad global del sistema frente a incrementos de carga asociados con la integración de nueva capacidad de producción. La Tabla 3 presenta las cargas de la planta que son desconectadas durante un evento de falla en el sistema eléctrico.

El umbral de RoCoF seleccionado de 5 Hz/s y la carga total desconectada de aproximadamente 4,4 MW se fundamentan en los resultados de las simulaciones dinámicas realizadas. Contingencias severas, como la pérdida de la unidad generadora de 8,73 MW, producen valores iniciales de RoCoF cercanos a 8 Hz/s durante los primeros ciclos posteriores a la perturbación. Por lo tanto, el umbral seleccionado garantiza una detección temprana del evento, evitando al mismo tiempo desconexiones innecesarias de carga bajo condiciones menos severas.

Tabla 3. Esquema de alivio de carga definido por el operador de la planta.

Pasos EAC	Ajuste de Frecuencia	Estación	Carga		
			Descripción	P [kW]	Vn [kV]
Paso 1	f > 5 Hz/s @ t = 120 ms	CENTRAL	Water injection pump C	746.1	13.8
Paso 2			Water injection pump D	746.1	13.8
Paso 3			Pipeline transfer pump B	332.7	13.8
Paso 4		DADA	Water injection pump G	572.3	4.16
Paso 5			Flowline pump E	669.5	4.16
Paso 6			Water injection pump I	726.7	4.16
Paso 7			Flowline pump A	574.5	4.16
Total Carga [kW]			4367.9		

Nota: El esquema de acción correctiva de emergencia (EAC) se activa cuando la tasa de cambio de frecuencia (RoCoF) supera los 5 Hz/s durante un período de 120 ms, provocando la desconexión escalonada de cargas no críticas previamente definidas por el operador de la planta. La potencia total desconectada es aproximadamente 4,37 MW, contribuyendo a restablecer el equilibrio entre generación y demanda durante contingencias severas.

Estudios recientes sobre sistemas eléctricos de baja inercia han resaltado la creciente importancia de caracterizar con precisión la respuesta del sistema ante perturbaciones, particularmente en escenarios donde los indicadores tradicionales resultan insuficientes para capturar comportamientos dinámicos rápidos [20]. En este contexto, los enfoques basados en la tasa de cambio de frecuencia (RoCoF) han adquirido relevancia como mecanismos de detección temprana; sin embargo, su efectividad depende de su adecuada integración con análisis dinámicos específicos del sistema. En este trabajo, la estrategia de alivio de carga se evalúa dentro de un marco de simulación dinámica en el dominio del tiempo, garantizando que los parámetros seleccionados sean consistentes con la respuesta dinámica real del sistema industrial analizado.

3.1.7 Variables y Criterios de Evaluación

El análisis dinámico se realiza mediante la evaluación de la evolución temporal de variables clave, tales como la frecuencia del sistema, la tasa de cambio de frecuencia (RoCoF), los niveles de tensión en barras representativas y el reparto de potencia activa entre las unidades generadoras. Estos indicadores permiten identificar objetivamente los márgenes operativos del sistema y las condiciones bajo las cuales la estabilidad podría verse comprometida.

El modelo de simulación se basa en datos reales del sistema proporcionados por el operador de la planta y en parámetros validados por el fabricante. Se emplearon modelos estandarizados IEEE con el fin de garantizar la consistencia con las prácticas aceptadas en estudios de estabilidad dinámica de sistemas eléctricos de potencia. Este enfoque asegura una representación realista del comportamiento del sistema bajo condiciones transitorias.

Todas las simulaciones fueron realizadas utilizando modelos dinámicos continuos en el dominio del tiempo mediante el software ETAP. El aparente intervalo de un segundo observado en algunas gráficas corresponde únicamente al intervalo de muestreo utilizado para la visualización de resultados y no representa el paso de integración numérica empleado en las simulaciones. La evaluación también considera el cumplimiento de los estándares operativos aplicables a sistemas

eléctricos industriales, incluyendo la serie IEEE 3007 [6] y la norma IEEE C37.106 [1], particularmente en lo relacionado con límites de frecuencia, rangos aceptables de operación y criterios de respuesta ante contingencias.

3.2 Casos de Estudio

Para evaluar la estabilidad del sistema eléctrico industrial aislado ante la integración de una nueva planta de producción, los casos de estudio fueron organizados siguiendo una metodología progresiva de toma de decisiones. Inicialmente, se evalúa la admisibilidad del incremento de demanda planificado utilizando criterios de reserva rotante, requisitos de contingencia N-1 y las normas IEEE aplicables. Con base en esta evaluación, se determina si el sistema puede integrar de manera segura la Fase 1 (2 MW) y la Fase 2 (2 MW adicionales).

Los resultados de esta evaluación preliminar muestran que la Fase 2 no puede incorporarse bajo las condiciones operativas actuales sin incumplir los criterios de reserva y contingencia establecidos. Por lo tanto, las simulaciones dinámicas posteriores se realizan considerando únicamente la integración de carga correspondiente a la Fase 1, junto con escenarios de pérdida de generación, estrategias de mitigación basadas en RoCoF y la evaluación del soporte reactivo durante la energización de la nueva planta a través del alimentador de 8 km. La topología general del sistema y la ubicación relativa de la nueva demanda se ilustran esquemáticamente en la Figura 4.

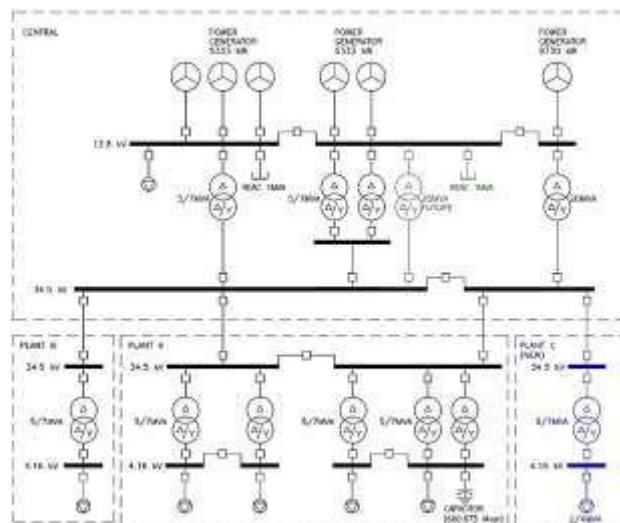


Figura 4. Diagrama unifilar general (Nueva Planta).

3.2.1 Caso 1: Fase 1 + Fase 2 (4 MW)—Respuesta de Frecuencia ante la Salida Repentina de una Unidad Generadora de 8 MW frente a una Unidad de 5 MW, con Evaluación bajo Normas IEEE y Criterios N-1

El Caso 1 establece la admisibilidad de la integración de la nueva carga con base en criterios de reserva rotante, requisitos de seguridad N-1 y normas IEEE aplicables a sistemas eléctricos industriales aislados. La evaluación considera la capacidad de generación actualmente disponible, de aproximadamente 24 MW, y la expansión escalonada de la nueva planta, compuesta por la Fase 1 (2 MW) y la Fase 2 (2 MW adicionales).

Bajo el criterio de seguridad N-1, el sistema debe ser capaz de soportar la pérdida de la unidad generadora más crítica manteniéndose dentro de límites operativos aceptables. En este estudio, la contingencia más severa corresponde a la salida de la unidad generadora de mayor capacidad (8 MW), la cual se adopta como evento de referencia para la evaluación de la reserva disponible.

El requisito de reserva rotante se evalúa comparando la reserva disponible con la mayor pérdida individual de generación, considerando el despacho operativo de las unidades generadoras. En términos prácticos, la reserva disponible debe ser suficiente para soportar la pérdida de la unidad de mayor capacidad y mantener la respuesta de frecuencia dentro de los límites establecidos por la norma IEEE C37.106 [1] y los criterios operativos derivados de la serie IEEE 3007 [6].

El criterio de suficiencia de reserva adoptado en este estudio puede expresarse como:

$$R_{\text{spin}} \geq P_{\text{loss,max}}$$

donde:

R_{spin} corresponde a la reserva rotante disponible.

$P_{\text{loss,max}}$ representa la mayor pérdida individual de generación considerada bajo condiciones N-1.

Para el sistema analizado, $P_{\text{loss,max}}$ corresponde a la salida de la unidad generadora de 8 MW.

La Tabla 4 presenta el despacho de generación considerando la integración de la Fase 1 y la Fase 2 (4 MW). Se incluyen la potencia activa nominal, la potencia efectiva disponible —definida de acuerdo con los reportes de mantenimiento proporcionados por el fabricante para cada unidad generadora—, la potencia de operación y el porcentaje de carga de cada unidad.

Tabla 4. Despacho de generación y condiciones de operación bajo la integración de la Fase 1 y la Fase 2 de la nueva planta.

Unidad	Clasificación/ Límite (MW)	Potencia efectiva (MW)	Potencia de Operación (MW)	Generación (%)
GE-001A	5.333	4.9	4	75
GE-001B	5.333	4.9	4	75
GE-001C	5.333	4.9	4	75
GE-001D	5.333	4.9	4	75
GE-001E	5.333	4.9	4	75
GE-001F	8.73	8.03	8	92
Generación- MW	35.40	32.53	28	-

A partir de esta tabla, puede observarse que la potencia efectiva total disponible es de aproximadamente 32 MW, lo que evidencia que el sistema no mantiene una reserva rotante mínima suficiente bajo las condiciones evaluadas, incumpliendo los requisitos regulatorios aplicables.

Esta evaluación se fundamenta en los límites operativos de frecuencia establecidos en la norma IEEE C37.106 [1], en las directrices operativas proporcionadas por la serie IEEE 3007 [6] para sistemas eléctricos industriales y en la aplicación del criterio N-1 como requisito mínimo de seguridad para garantizar la suficiencia de generación.

El análisis de reserva confirma que la reserva rotante disponible es suficiente para incorporar la Fase 1. Sin embargo, al incluir los 2 MW adicionales correspondientes a la Fase 2, el margen de reserva resulta insuficiente para satisfacer el criterio N-1 adoptado, considerando como contingencia de referencia la salida de la unidad generadora de mayor capacidad.

Estudios recientes sobre sistemas de baja inercia han destacado la importancia de combinar los criterios de suficiencia de reserva con evaluaciones de estabilidad

dinámica, debido a que los márgenes convencionales obtenidos mediante análisis en estado estable pueden resultar insuficientes para garantizar una operación segura frente a contingencias severas [14][19].

Como se muestra en la Figura 5, la curva azul (salida de la unidad generadora de 8 MW) presenta una desviación transitoria de frecuencia significativamente más pronunciada, alcanzando un nadir aproximado entre 56,5 y 57 Hz, lo que representa una disminución de aproximadamente 3,0 a 3,5 Hz por debajo del valor nominal. La pendiente inicial es considerablemente más pronunciada, indicando una mayor tasa de cambio de frecuencia (RoCoF) durante los primeros segundos posteriores a la perturbación. Esta respuesta refleja un severo desequilibrio de potencia asociado con la pérdida de la unidad generadora de mayor capacidad, evidenciando la limitada capacidad del sistema para contener las excursiones de frecuencia bajo esta condición [19].

En contraste, la curva naranja (salida de la unidad generadora de 5 MW) presenta una excursión de frecuencia menos severa, alcanzando un nadir aproximado entre 58,0 y 58,5 Hz, correspondiente a una desviación de aproximadamente 1,5 a 2,0 Hz por debajo de la frecuencia nominal. La respuesta transitoria más suave y los menores valores de RoCoF indican un impacto reducido sobre la estabilidad del sistema.

Estos resultados confirman que la respuesta dinámica del sistema depende fuertemente de la magnitud de la pérdida de generación. La salida de la unidad de mayor capacidad representa la contingencia más crítica, produciendo la desviación de frecuencia más severa y sometiendo al sistema a mayores exigencias desde el punto de vista de la estabilidad.

Con base en esta evaluación combinada de reserva rotante y respuesta dinámica, se concluye que la integración de la Fase 2 no es viable bajo las condiciones operativas actuales. Por consiguiente, únicamente la Fase 1 (2 MW) es considerada en los análisis dinámicos posteriores.

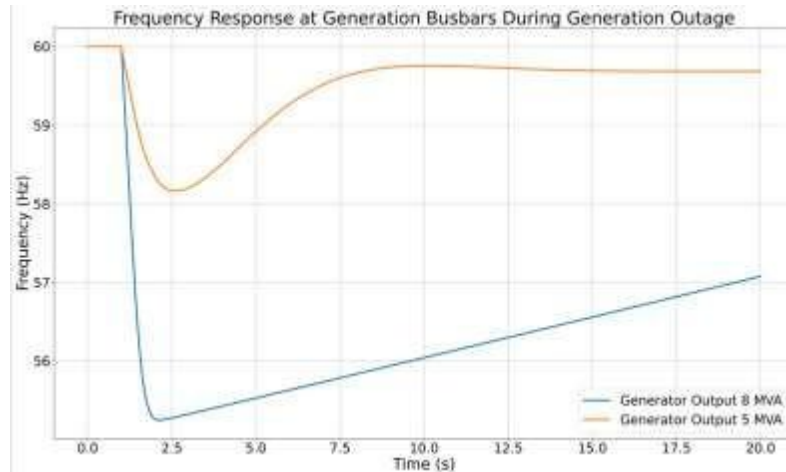


Figura 5. Respuesta de frecuencia en las barras de generación bajo condiciones de contingencia, considerando la salida de unidades generadoras de 5 MW y 8 MW, para la condición de carga total correspondiente a la Fase 1 y la Fase 2 (4 MW).

3.2.2 Caso 2: Respuesta de Frecuencia ante la Salida Repentina de Unidades Generadoras de 5 MW y 8 MW Considerando Únicamente la Fase 1

De acuerdo con los resultados obtenidos en el Caso 1, esta sección presenta el análisis dinámico considerando únicamente el incremento de carga admisible correspondiente a la Fase 1 (2 MW). Bajo esta condición, el sistema mantiene un margen aceptable de reserva rotante y, por lo tanto, puede ser evaluado frente a diferentes escenarios de contingencia.

El Caso 2 evalúa la respuesta dinámica del sistema ante la salida repentina de una unidad generadora de 5 MW y de la unidad generadora de mayor capacidad, 8 MW, analizadas de manera individual y comparativa. Estos escenarios representan las contingencias N-1 más relevantes para el sistema y permiten evaluar la influencia de la magnitud de la pérdida de generación sobre la estabilidad de frecuencia.

Como se observa en la Figura 6, la curva azul correspondiente a la salida de la unidad generadora de 8 MW presenta una caída pronunciada de frecuencia durante los primeros instantes posteriores a la perturbación, alcanzando un valor mínimo aproximado de 57,96 Hz, equivalente a una desviación cercana a 2 Hz por debajo de la frecuencia nominal. Esta respuesta refleja la severidad de la contingencia y el

importante desequilibrio de potencia introducido por la pérdida de la unidad de mayor capacidad.

En contraste, la curva naranja correspondiente a la salida de la unidad generadora de 5 MW presenta una excursión de frecuencia menos severa, con un nadir de frecuencia más elevado y una respuesta dinámica más suave. Esto indica un menor nivel de perturbación y confirma que el sistema puede mantener la estabilidad con mayor facilidad bajo esta condición.

Como se muestra en la Tabla 5, bajo las condiciones de carga correspondientes a la Fase 1, el sistema mantiene una reserva rotante aceptable de aproximadamente 7,5 MW, proporcionando un margen suficiente para evaluar adecuadamente los casos de contingencia posteriores. Este nivel de reserva contribuye a limitar la Tasa de Cambio de Frecuencia (RoCoF) durante el transitorio inicial y a mantener el nadir de frecuencia dentro de límites operativos aceptables, garantizando así una respuesta adecuada de estabilidad dinámica.

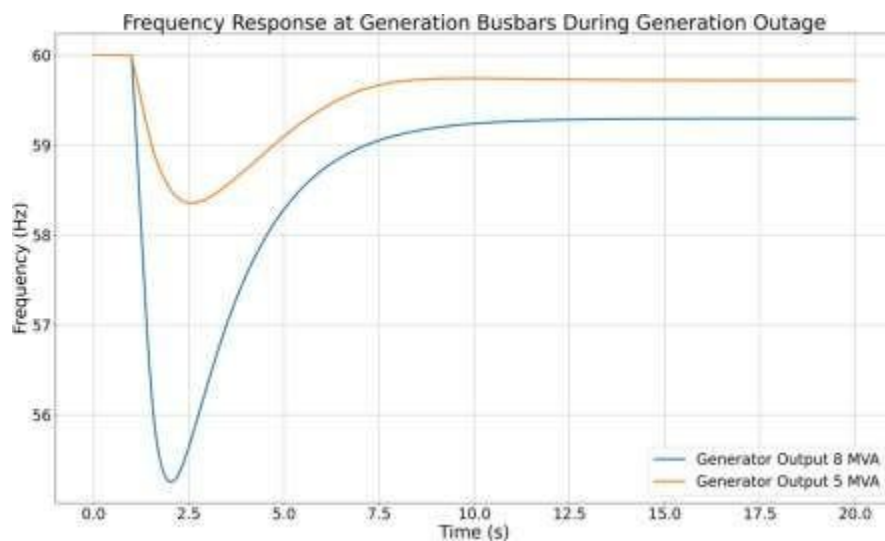


Figura 6. Respuesta de frecuencia en las barras de generación bajo condiciones de contingencia, considerando la salida de unidades generadoras de 5 MW y 8 MW, para la condición de operación que incorpora únicamente el incremento de carga admisible correspondiente

Tabla 5. Despacho de generación y condiciones de operación bajo la integración de la Fase 1 de la nueva planta.

Unidad	Clasificación /Límite (MW)	Potencia efectiva (MW)	Potencia de Operación (MW)	Generación (%)
GE-001A	5.333	4.9	3.5	65
GE-001B	5.333	4.9	3.5	65
GE-001C	5.333	4.9	3.5	65
GE-001D	5.333	4.9	3.5	65
GE-001E	5.333	4.9	3.5	65
GE-001F	8.73	8.03	7.5	86.8
Generación-MW	35.40	32.53	25	-

Por lo tanto, a partir de este punto, el análisis se desarrolla considerando únicamente las condiciones asociadas a la Fase 1, bajo las cuales el sistema se mantiene dentro de un margen operativo aceptable. En el caso de la Fase 2, la integración de la carga adicional no resulta viable bajo la configuración actual de generación, ya que comprometería aún más la seguridad operativa del sistema. En consecuencia, se requiere la incorporación de una unidad generadora adicional para garantizar el cumplimiento de los requisitos de reserva rotante y mantener la confiabilidad del sistema bajo condiciones de contingencia.

3.2.3 Caso 3: Esquema de Alivio de Carga Basado en RoCoF ante la Contingencia Crítica Considerando la Fase 1

El Caso 3 evalúa la efectividad de un esquema de alivio de carga basado en la Tasa de Cambio de Frecuencia (RoCoF) bajo los mismos escenarios de contingencia definidos en el Caso 2, incorporando la activación del esquema de alivio de carga (LSS) como una acción correctiva de emergencia. El análisis considera únicamente el incremento de carga admisible correspondiente a la Fase 1.

Como se observa en la Figura 7, la curva azul correspondiente a la salida de la unidad generadora de 8 MW presenta una caída pronunciada de frecuencia durante los primeros instantes posteriores a la perturbación, alcanzando un valor mínimo aproximado de 57,96 Hz, equivalente a una desviación cercana a 2 Hz por debajo de la frecuencia nominal. Esta respuesta refleja la severidad de la contingencia y el importante desequilibrio de potencia provocado por la pérdida de la unidad

generadora de mayor capacidad. Sin embargo, la reducción de la desviación de frecuencia con respecto al caso sin control es consecuencia directa de la desconexión escalonada de carga definida en el esquema de alivio de carga (LSS), lo que permite mitigar el impacto de la contingencia y mejorar la recuperación dinámica del sistema.

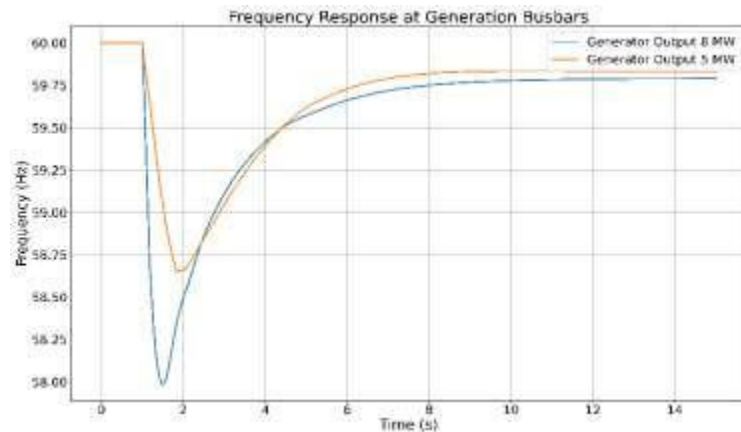


Figura 7. Respuesta de frecuencia en las barras de generación bajo condiciones de contingencia, considerando la salida de unidades generadoras de 5 MW y 8 MW, la integración de la carga admisible correspondiente a la Fase 1 y la aplicación del esquema de alivio.

La pendiente inicial de la curva de frecuencia es más pronunciada que en el caso de la unidad de menor capacidad, indicando una mayor Tasa de Cambio de Frecuencia (RoCoF) durante los primeros segundos posteriores a la perturbación. Este comportamiento confirma la mayor severidad asociada a la salida de la unidad generadora de mayor capacidad y resalta la importancia de implementar acciones correctivas rápidas en sistemas de baja inercia.

El valor mínimo de frecuencia (nadir) y el tiempo de recuperación constituyen indicadores fundamentales para evaluar la severidad de la perturbación y la efectividad de la respuesta del sistema [14][20]. Aunque el sistema logra estabilizarse sin pérdida de sincronismo, la profundidad del nadir de frecuencia en el escenario más crítico evidencia un margen de estabilidad reducido y una mayor proximidad a los límites operativos aceptables definidos por las normas aplicables.

Este caso demuestra que la aplicación del esquema de alivio de carga mejora significativamente la respuesta del sistema, limitando la desviación de frecuencia y reduciendo la severidad de la contingencia. Por lo tanto, la incorporación de

esquemas de protección y control correctivo rápido resulta esencial para mantener la estabilidad en sistemas eléctricos industriales aislados sometidos a contingencias severas.

Por otro lado, la curva naranja, correspondiente a la salida de la unidad generadora de 5 MW, presenta una excursión de frecuencia menos severa, con un nadir más elevado y una respuesta dinámica más suave. Esto indica un menor nivel de perturbación y confirma que el sistema puede mantener la estabilidad con mayor facilidad bajo esta condición, especialmente con el apoyo del esquema de alivio de carga implementado [4].

El valor mínimo de frecuencia (nadir) y el tiempo de recuperación continúan siendo indicadores clave para evaluar tanto la severidad de la perturbación como la efectividad de la respuesta dinámica del sistema [15][21]. Aunque el sistema recupera un estado estable sin pérdida de sincronismo, la profundidad del nadir observada en el escenario más crítico evidencia la necesidad de mantener mecanismos de protección y control adecuados.

En consecuencia, este caso resalta la importancia de considerar los esquemas de protección y control dinámico como parte integral de los estudios de expansión en sistemas eléctricos industriales aislados.

3.2.4 Caso 4: Evaluación de la Energización de la Línea en Vacío para la Integración de una Nueva Planta de Producción

En este escenario se realiza un conjunto de simulaciones destinadas a evaluar las condiciones operativas del sistema eléctrico previas a la energización de la línea de 250 kcmil que alimentará la nueva planta de producción. El análisis se enfoca en validar el comportamiento de las tensiones, los flujos de potencia y los aportes de potencia reactiva bajo condiciones de energización de la línea sin carga.

Caso A:

Corresponde a la condición base de operación sin compensación reactiva en la barra principal de generación.

Demanda del sistema: 24 MW (sin considerar la carga de la nueva planta).

Despacho de generación y modo de operación:

Cuatro generadores de 5,33 MW (GE-001B, GE-001C, GE-001D y GE-001E) operando a 3,96 MW cada uno en modo isócrono, con reparto de potencia activa y reactiva.

Un generador de 8,73 MW (GE-001F) operando en modo con estatismo (droop) tanto para el control de velocidad como de tensión, suministrando aproximadamente 7,8 MW.

Reactores en la estación central: No considerados.

Bancos de capacitores en Campo A: En operación, aportando 2,12 MVar.

Análisis de Estabilidad – Caso A

Figura 8 – Frecuencia: La frecuencia del sistema permanece prácticamente constante durante toda la simulación, presentando una desviación máxima inferior a $\pm 0,003$ Hz. Este comportamiento confirma que la energización de la línea no compromete la estabilidad de frecuencia del sistema.

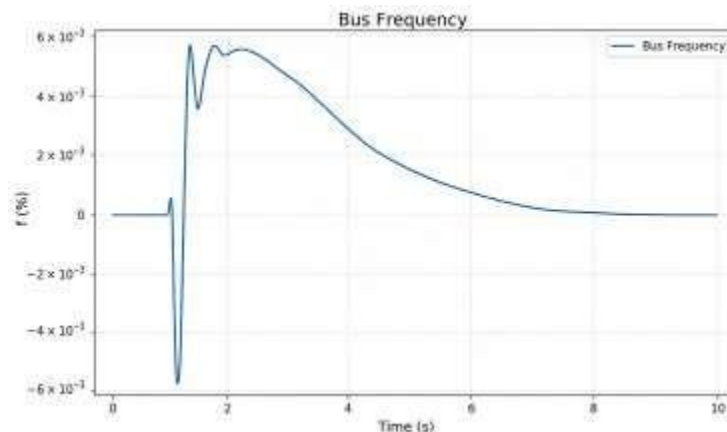


Figura 8. Frecuencia en las barras del sistema – Caso A.

Figura 9 – Potencia Reactiva: Los generadores GE-001B, GE-001C, GE-001D y GE-001E experimentan condiciones de subexcitación debido al efecto capacitivo de la línea energizada, estabilizándose en aproximadamente $-0,154$ MVar por unidad. En contraste, el generador GE-001F asume el papel principal en la regulación de tensión, alcanzando una potencia reactiva en estado estable de aproximadamente 1,1 MVar.

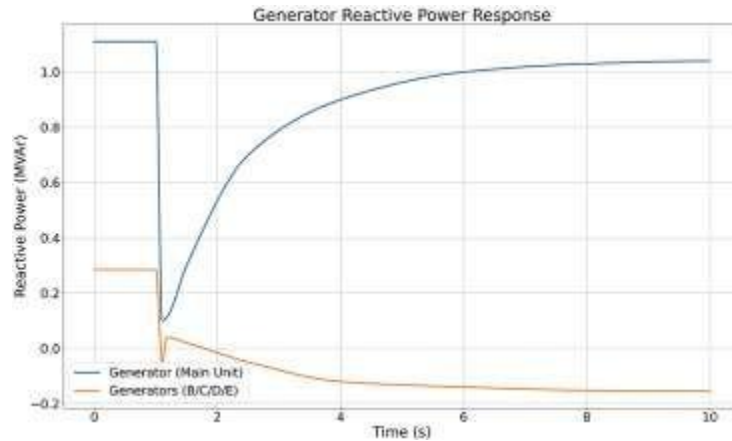


Figura 9. Potencia reactiva en los generadores – Caso A.

Figura 10 – Potencia Reactiva y Corriente en la Línea: La línea de 250 kcmil suministra aproximadamente $-1,716$ MVAR en régimen permanente, valor consistente con el comportamiento capacitivo esperado de una línea larga energizada sin carga. La corriente alcanza aproximadamente 27,2 A.

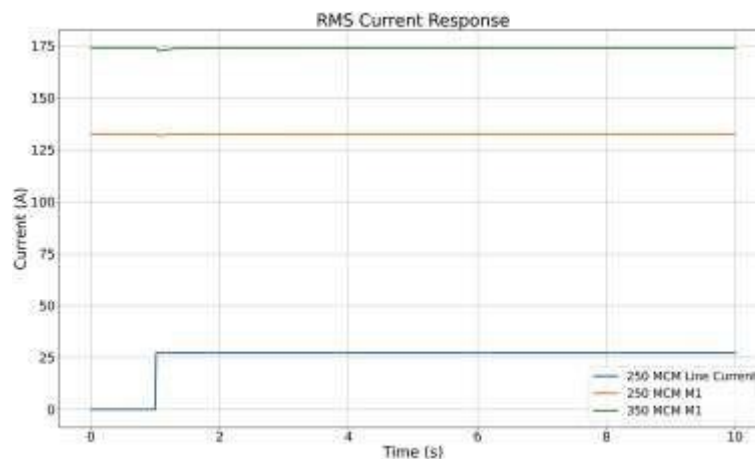


Figura 10. Potencia reactiva en la línea de 250 kcmil hacia la nueva planta (curva azul) – Caso A.

Conclusión – Caso A

Aunque el sistema permanece estable desde el punto de vista de la frecuencia y la potencia activa, no se recomienda la energización de la línea en vacío bajo esta condición operativa. La condición de subexcitación observada en los generadores GE-001B, GE-001C, GE-001D y GE-001E reduce su margen de potencia reactiva disponible y puede comprometer el desempeño del sistema ante perturbaciones adicionales.

Caso B (Configuración Recomendada)

El Caso B evalúa un escenario mitigado mediante la incorporación de compensación reactiva previa a la energización de la línea.

Demanda del sistema: 23,63 MW (sin considerar la carga de la nueva planta).

Despacho de generación y modo de operación:

Cuatro generadores de 5,33 MW (GE-001B, GE-001C, GE-001D y GE-001E) operando a 3,96 MW cada uno en modo isócrono.

Un generador de 8,73 MW (GE-001F) operando en modo con estatismo (droop) para el control de velocidad y tensión, suministrando 7,8 MW.

Reactor en la barra central: En servicio, aportando 1 MVAR.

Bancos de capacitores en Campo A: En servicio, aportando 2,12 MVAR.

Análisis de Estabilidad – Caso B

Figura 11 – Frecuencia: La frecuencia del sistema permanece estable durante toda la simulación, con desviaciones inferiores a $\pm 0,003$ Hz, confirmando que la energización compensada de la línea no afecta la estabilidad de frecuencia.

Figura 12 – Potencia Reactiva: Los generadores GE-001B, GE-001C, GE-001D y GE-001E operan dentro de límites seguros, evitando condiciones de subexcitación. Cada unidad suministra aproximadamente 0,412 MVAR, mientras que el generador GE-001F proporciona el principal soporte reactivo, estabilizándose alrededor de 1,11 MVAR.

Figura 13 – Potencia Reactiva y Corriente en la Línea: La línea de 250 kcmil suministra aproximadamente $-1,716$ MVAR, valor consistente con el comportamiento capacitivo esperado de una línea energizada sin carga. La corriente permanece alrededor de 27,2 A.

Conclusión Técnica – Caso B

La incorporación de un reactor de 1 MVAR en la barra central constituye una medida de mitigación efectiva para evitar condiciones de subexcitación durante la energización en vacío de la línea hacia la nueva planta. Bajo estas condiciones, el

sistema mantiene una operación estable en términos de frecuencia, tensión y reparto de potencia entre las unidades generadoras. Por lo tanto, esta configuración se recomienda para la energización segura del nuevo alimentador.

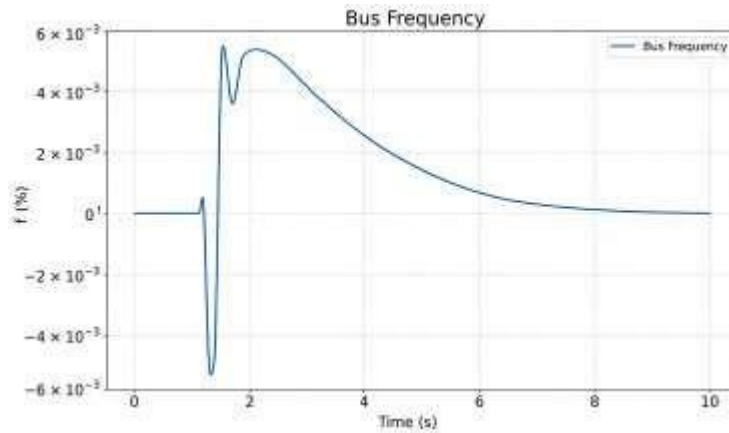


Figura 11. Frecuencia en las barras del sistema – Caso B.

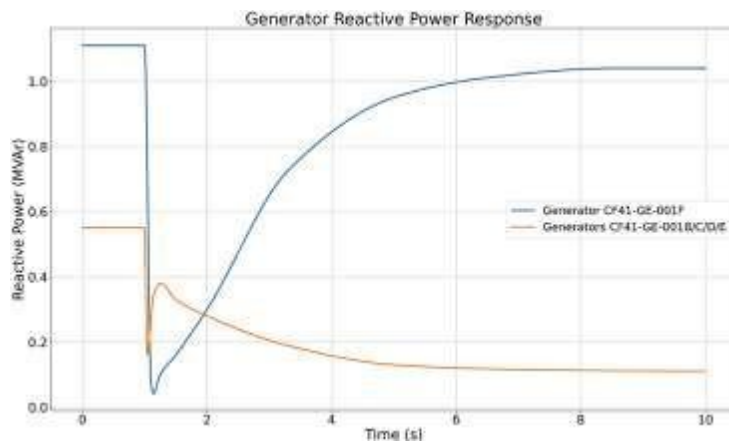


Figura 12. Potencia reactiva en los generadores – Caso B.

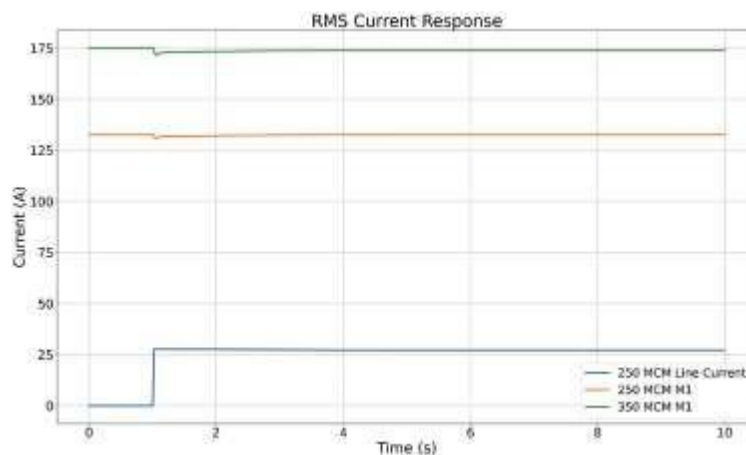


Figura 13. Potencia reactiva en la línea de 250 kcmil hacia la nueva planta (curva azul) – Caso B.

4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Los resultados obtenidos a partir de los casos de estudio definidos proporcionan una comprensión integral del comportamiento dinámico del sistema eléctrico industrial aislado bajo condiciones realistas de operación y contingencia.

El análisis inicia con la verificación de la factibilidad de integración de carga mediante la evaluación de los criterios de reserva rotante y seguridad N-1. Posteriormente, se analiza la respuesta dinámica del sistema ante la pérdida de unidades generadoras, la aplicación de acciones correctivas como el esquema de alivio de carga y la evaluación del comportamiento de tensión durante la energización de la línea asociada a la nueva planta de producción.

Este enfoque estructurado permite identificar los límites operativos del sistema y cuantificar el impacto de diferentes escenarios de perturbación, relacionando la respuesta dinámica observada con la inercia del sistema, las estrategias de control implementadas y la efectividad de las medidas de mitigación adoptadas.

La Tabla 6 presenta un resumen de los casos de estudio desarrollados y de los principales resultados obtenidos.

Tabla 6. Resumen de los casos de estudio y resultados.

Caso	Descripción del escenario	Frecuencia mínima (Δf desde la nominal)	RoCoF [Hz/s]	Variación de voltaje	Medidas de mitigación	Resultado principal/Observación
	IEEE + N-1			Significati		La fase 2 no es factible
Caso 1	evaluación (Fase 1 + Fase 2)	2-3 Hz (Crítico)	>4	vo	No aplicable	debido a la insuficiente reserva de giro
	Interrupción de unidades de 5 MW y 8 MW (Fase 1)	1.5-2 Hz (5 MW)			Control de frecuencia primaria	La Fase 1 sigue siendo admisible; La contingencia que rige es una interrupción de 8 MW
Caso 2	LSS basado en RoCoF bajo la contingencia crítica	≈ 2.0 Hz	<2	Mejorado	Cortes de carga basados en RoCoF	La estabilidad mejoró significativamente durante la parada de 8 MW
	Energización de la nueva planta a través del alimentador de 8 km	Despreciable	Despreciable	Dominan los efectos reactivos	1 MVAr reactor	Reactor necesario para evitar la subexcitación durante la energización sin carga

4.1 Factibilidad de Integración de Carga bajo Criterios de Reserva Rotante y N-1.

El primer resultado del estudio corresponde a la verificación de la factibilidad de integración de carga con base en la suficiencia de la reserva rotante y los requisitos de seguridad N-1. El análisis demuestra que, aunque el sistema puede incorporar de manera segura la Fase 1, la integración de los 2 MW adicionales correspondientes a la Fase 2 no es viable bajo la configuración actual de generación.

Esta limitación se hace evidente cuando el sistema es evaluado frente a la contingencia dominante, correspondiente a la salida de la unidad generadora de mayor capacidad. Bajo esta condición, la reserva disponible resulta insuficiente para mantener márgenes de seguridad adecuados y las desviaciones de frecuencia exceden las condiciones operativas aceptables. Por lo tanto, la combinación del análisis de reserva rotante y las simulaciones dinámicas confirma que únicamente la Fase 1 puede ser admitida bajo el esquema operativo actual [2][14].

4.2 Influencia de la Inercia y del Control Primario ante la Pérdida de Generación.

Los resultados confirman que la baja inercia global del sistema tiene un efecto decisivo sobre la severidad de los transitorios de frecuencia durante eventos de pérdida de generación. En particular, los mayores valores de RoCoF observados en el estudio están asociados con la salida de la unidad generadora de mayor capacidad, lo que confirma que la limitada capacidad del sistema para almacenar energía cinética reduce su habilidad para contrarrestar cambios repentinos en el balance de potencia [4][13].

La operación coordinada de unidades en modo isócrono y con estatismo (droop) permite una respuesta inicial coordinada frente a perturbaciones; sin embargo, esta estrategia resulta insuficiente para eventos de gran magnitud. Durante los primeros instantes, las unidades en modo isócrono absorben la mayor parte del desequilibrio, mientras que las unidades con estatismo contribuyen progresivamente a estabilizar la frecuencia en un nuevo punto de equilibrio. No obstante, cuando el desequilibrio

supera determinados umbrales, el control primario por sí solo deja de ser suficiente para mantener la estabilidad dentro de márgenes aceptables [4][13].

Estudios recientes han demostrado que mecanismos de soporte adicionales, como los sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías, pueden mejorar significativamente la respuesta de frecuencia en sistemas de baja inercia, incrementando el nadir de frecuencia y reduciendo la RoCoF [21].

Este efecto es particularmente evidente al comparar los escenarios de pérdida de unidades de 5 MW y 8 MW, donde la salida de la unidad de mayor capacidad produce el nadir de frecuencia más profundo y los mayores valores de RoCoF, definiendo así la contingencia crítica para la evaluación de estabilidad del sistema.

4.3 Comportamiento de Tensión durante la Energización de la Nueva Planta.

El análisis de los perfiles de tensión durante la energización de la nueva planta demuestra que la principal preocupación bajo esta condición no corresponde a la estabilidad de frecuencia, sino al comportamiento reactivo del alimentador de 8 km bajo condiciones de energización en vacío.

La línea energizada produce un efecto capacitivo que provoca condiciones de subexcitación en las unidades generadoras de menor capacidad cuando no se dispone de dispositivos de compensación adecuados.

Este comportamiento pone de manifiesto la importancia de evaluar la coordinación entre los reguladores automáticos de voltaje y los dispositivos de compensación reactiva disponibles durante la energización de nuevos alimentadores. Los resultados confirman que la incorporación de un reactor de 1 MVAR en la barra principal mitiga eficazmente el intercambio indeseado de potencia reactiva, evita condiciones de subexcitación y mantiene niveles de tensión aceptables durante la energización de la nueva planta [22].

4.4 Efectividad del Esquema de Alivio de Carga Basado en RoCoF.

La comparación entre las respuestas de contingencia con y sin control demuestra la efectividad del esquema de alivio de carga basado en RoCoF como mecanismo de mitigación frente a eventos severos.

Este beneficio resulta especialmente evidente durante la salida de la unidad generadora de 8 MW, identificada como la condición más crítica del estudio. La desconexión temprana de carga contribuye a contener la caída de frecuencia, reducir la RoCoF y facilitar la recuperación del sistema hacia una condición estable de operación.

Desde una perspectiva física, el alivio de carga restablece rápidamente el equilibrio entre generación y demanda, compensando la limitada inercia del sistema durante los primeros instantes posteriores a la perturbación. Estos resultados refuerzan la importancia de incorporar esquemas de alivio de carga basados en RoCoF como parte integral de la estrategia de protección y operación de sistemas eléctricos industriales aislados.

4.5 Implicaciones para la Planificación y la Operación Segura

Los resultados analizados muestran que la integración de nueva capacidad de producción en sistemas eléctricos industriales aislados debe evaluarse no solo desde la perspectiva del estado estable, sino también considerando el comportamiento dinámico, la suficiencia de reserva y el desempeño ante contingencias N-1.

En este contexto, el uso combinado de análisis de reserva rotante, simulaciones dinámicas y acciones correctivas como el alivio de carga proporciona una base sólida para la toma de decisiones operativas.

El estudio demuestra que la Fase 1 puede integrarse de forma segura bajo la configuración actual de generación, mientras que la Fase 2 no puede ser incorporada sin disponer de soporte adicional de generación. Asimismo, debe considerarse que los valores de RoCoF durante los primeros instantes posteriores a la perturbación

pueden verse afectados por limitaciones de medición y estimación, por lo que deben interpretarse conjuntamente con la respuesta dinámica global de frecuencia.

5. CONCLUSIONES

En este trabajo se desarrolló un análisis de estabilidad enfocado en la sensibilidad a la integración de carga y en la respuesta dinámica bajo condiciones de contingencia para un sistema eléctrico industrial aislado alimentado mediante generación térmica de baja inercia. El objetivo principal fue evaluar la factibilidad técnica de integrar una nueva planta de producción planificada en dos fases de 2 MW cada una, considerando no solo las condiciones de operación en estado estable, sino también la suficiencia de reserva, los criterios de seguridad N-1 y la respuesta dinámica del sistema frente a perturbaciones reales.

La metodología adoptada, basada en simulaciones dinámicas detalladas y modelos representativos de los sistemas de control, permitió identificar con mayor claridad los límites operativos del sistema y los mecanismos físicos que gobiernan su comportamiento ante eventos de distinta severidad, en concordancia con lo reportado en la literatura técnica.

Los resultados muestran que la admisibilidad de nuevas cargas en sistemas eléctricos industriales aislados está fuertemente condicionada por los requisitos de reserva rotante y seguridad N-1. En el sistema analizado, la Fase 1 puede incorporarse manteniendo márgenes operativos aceptables, mientras que los 2 MW adicionales de la Fase 2 no pueden integrarse bajo la configuración actual de generación sin incumplir los criterios de suficiencia de reserva y exponer al sistema a condiciones operativas críticas [3][5].

Asimismo, el análisis confirmó el papel determinante de la inercia global del sistema en la severidad de los transitorios, demostrando que la limitada energía cinética disponible en las unidades térmicas industriales restringe la capacidad del control primario para compensar grandes desequilibrios de potencia, particularmente durante eventos de pérdida de generación [4][14].

Aunque la operación coordinada de unidades en modo isócrono y con estatismo mejora la respuesta inicial del sistema, esta estrategia por sí sola resulta insuficiente frente a la contingencia dominante correspondiente a la salida de la unidad generadora de mayor capacidad. En este contexto, la implementación de esquemas de alivio de carga basados en RoCoF, con un umbral cercano a 5 Hz/s y una desconexión aproximada de 4,4 MW, demostró ser una medida correctiva efectiva para limitar el nadir de frecuencia, reducir la severidad de los transitorios y facilitar la recuperación del sistema hacia un nuevo punto de equilibrio estable bajo la condición operativa más crítica [5][13].

Adicionalmente, el uso coordinado de los recursos de compensación reactiva disponibles, como el reactor de 1 MVAR, contribuyó a mejorar el control de tensión y a evitar condiciones de subexcitación durante la energización en vacío del alimentador de 8 km que suministra energía a la nueva planta de producción.

Desde la perspectiva de planificación y operación, los resultados destacan la necesidad de complementar los estudios tradicionales de flujo de carga con verificaciones de reserva rotante, evaluaciones de contingencias N-1 y simulaciones dinámicas. Este enfoque combinado proporciona criterios técnicos más robustos para la toma de decisiones en proyectos de expansión, permitiendo identificar niveles admisibles de carga, definir estrategias correctivas e implementar medidas de mitigación que incrementen la confiabilidad y la seguridad operativa de sistemas eléctricos aislados [3].

Los resultados confirman que, aunque la RoCoF constituye un indicador útil para la detección temprana de perturbaciones, una evaluación integral de estabilidad en sistemas eléctricos industriales aislados requiere un análisis dinámico más amplio que considere la suficiencia de reserva, la severidad de las contingencias, el nadir de frecuencia, la respuesta de tensión y el comportamiento de recuperación posterior a la perturbación. En particular, la salida de la unidad de 8 MW demostró que la RoCoF es especialmente valiosa para identificar las condiciones más críticas del sistema y respaldar la activación de acciones correctivas rápidas [20].

Finalmente, la metodología propuesta puede aplicarse a otros sistemas industriales con características similares, constituyendo una referencia práctica para la integración escalonada de nueva demanda bajo restricciones de reserva y contingencia. Como línea futura de investigación, se propone evaluar la incorporación de nuevas unidades generadoras, la integración de recursos basados en inversores y el desarrollo de estrategias avanzadas de soporte de frecuencia con el objetivo de incrementar la resiliencia de sistemas de baja inercia [2][19].

Desde una perspectiva práctica, los resultados proporcionan criterios útiles para la integración segura de nuevas cargas en sistemas industriales aislados. En particular, el estudio demuestra que la Fase 1 puede incorporarse de forma segura bajo la configuración actual de generación, mientras que la Fase 2 requiere soporte adicional de generación para satisfacer los criterios de reserva y contingencia N-1. No obstante, este estudio se limita a sistemas de generación térmica y no considera la integración de recursos renovables ni tecnologías basadas en inversores. Trabajos futuros deberán abordar estos aspectos para evaluar su impacto sobre la inercia del sistema, la suficiencia de reserva y la estabilidad global.

6. REFERENCIAS

- [1]. C37.106-2022; IEEE Guide for Abnormal Frequency Protection for Power Generating Plants. IEEE: New York, NY, USA, 2023.
- [2]. Kundur, P. Power System Stability and Control; McGraw-Hill Education: New York, NY, USA, 1994; p. 1176. Available online: https://books.google.com/books/about/Power_System_Stability_and_Control.html?hl=es&id=2cbvyf8Ly4AC (accessed on 3 February 2026).
- [3]. Kundur, P.; Paserba, J.; Ajarapu, V.; Andersson, G.; Bose, A.; Canizares, C.; Hatziargyriou, N.; Hill, D.; Stankovic, A.; Taylor, C.; et al. Definition and Classification of Power System Stability IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions. IEEE Trans. Power Syst. 2004, 19, 1387–1401. [CrossRef]

- [4]. Machowski, J.; Bialek, J.W.; Bumby, J.R. Power System Components. In Power System Dynamics—Stability and Control, 2nd ed.; John Wiley & Sons, Ltd.: Hoboken, NJ, USA, 2008. Available online: https://www.researchgate.net/publication/41231911_Power_System_Dynamics_Stability_and_Control (accessed on 4 February 2026).
- [5]. IEEE Std 1110-2002 (Revision of IEEE Std 1110-1991); IEEE Guide for Synchronous Generator Modeling Practices and Applications in Power System Stability Analyses. IEEE: New York, NY, USA, 2002. [CrossRef]
- [6]. 3007.1-2010; IEEE Recommended Practice for the Operation and Management of Industrial and Commercial Power Systems. IEEE: New York, NY, USA, 2011; p. 31.
- [7]. Neitzel, D.K.; Simon, M.E.; Widup, R.; Schuerger, R.J. IEEE 3007 series: Operation and management, maintenance, and safety of industrial and commercial power systems. In 2014 IEEE/IAS 50th Industrial & Commercial Power Systems Technical Conference; IEEE: New York, NY, USA, 2014. [CrossRef]
- [8]. Qin, S.; Yi, S.S.; Zhang, C.; Zhang, H. A new index for frequency stability assessment in Low-Inertia Power Systems. PLoS ONE 2026, 21, e0340648. [CrossRef] [PubMed]
- [9]. Wärtsilä. 01085943—Inertia Moment for CPF Engines; Wärtsilä: Helsinki, Finland, 2025.
- [10]. IEEE std. 421.5; IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies. IEEE: New York, NY, USA, 2016.
- [11]. IEEE Std 115-1995; Guide for Test Procedures in Synchronous Machines. Studeersnel: Amsterdam, The Netherlands, 1995. Available online: <https://www.studeersnel.nl/nl/document/democratische-school-amsterdam/culturele-en-kunstzinnige-vorming-ckv/ieee-115-1995-ieee-115-1995/114169964> (accessed on 4 February 2026).
- [12]. C37.118.1-2011; IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems. IEEE: New York, NY, USA, 2011. [CrossRef]
- [13]. Ulbig, A.; Borsche, T.S.; Andersson, G.; Zurich, E. Impact of Low Rotational Inertia on Power System Stability and Operation. IFAC Proc. Vol. 2014, 47, 7290–7297. [CrossRef]

- [14]. Milano, F.; Dörfler, F.; Hug, G.; Hill, D.J.; Verbič, G. Foundations and Challenges of Low-Inertia Systems. In 2018 Power Systems Computation Conference (PSCC); IEEE: New York, NY, USA, 2018.
- [15]. Gumede, S.; Behara, K.; Sharma, G. Analytical and Optimisation-Based Strategies for Load Frequency Control in Renewable-Rich Power Systems. *Energies* 2025, 18, 6295. [CrossRef]
- [16]. Gutierrez-Florensa, F.; Sanniti, D.; Tedeschi, L.; Sigrist, A.; Ortega, F.M. Theoretical and Experimental Limitations of RoCoF Estimation. *arXiv* 2025, arXiv:2511.03249. Available online: <http://arxiv.org/abs/2511.03249> (accessed on 4 April 2026).
- [17]. Product Manual 54042 (Revision D, 3/2000) Original Instructions UG-5.7, UG-8, UG10 Governor Installation Manual. 1984. Available online: www.woodward.com/publications (accessed on 16 February 2026).
- [18]. C37.117-2007; IEEE Guide for the Application of Protective Relays Used for Abnormal Frequency Load Shedding and Restoration. IEEE: New York, NY, USA, 2007.
- [19]. NERC Resources Subcommittee. Balancing and Frequency Control. Available online: https://www.nerc.com/globalassets/who-we-are/standing-committees/rstc/rs/reference_document_nerc_balancing_and_frequency_control.pdf (accessed on 4 February 2026).
- [20]. [20]. Abouyehia, M.; Egea-Àlvarez, A.; Ahmed, K.H. Evaluating inertia estimation methods in low-inertia power systems: A comprehensive review with analytic hierarchy process-based ranking. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2025, 217, 115794. [CrossRef]
- [21]. Hasan, A.K.; Haque, M.H.; Aziz, S.M. Enhancing Frequency Response Characteristics of Low Inertia Power Systems Using Battery Energy Storage. *IEEE Access* 2024, 12, 116861–116874. [CrossRef]
- [22]. Oubrahim, Z.; Amirat, Y.; Benbouzid, M.; Ouassaid, M. Power Quality Disturbances Characterization Using Signal Processing and Pattern Recognition Techniques: A Comprehensive Review. *Energies* 2023, 16, 2685. [CrossRef]